

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
ELETRICIDADE

**JOÃO EDUARDO RIBEIRO BAPTISTA**

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE  
CURTA DURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA  
TENSÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

São Luís  
2015

**JOÃO EDUARDO RIBEIRO BAPTISTA**

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO  
DE CURTA DURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE  
BAIXA TENSÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Dissertação de mestrado submetida à coordenação de pós-graduação em engenharia de eletricidade da Universidade Federal do Maranhão – UFMA, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em engenharia de eletricidade.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Maria da Guia da Silva, Ph. D.

Orientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.

Baptista, João Eduardo Ribeiro.

Análise probabilística das variações de tensão de curta duração em redes de distribuição de baixa tensão considerando a inserção de geração distribuída fotovoltaica / João Eduardo Ribeiro Baptista. – São Luís, 2015.

158 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientadora: Maria da Guia da Silva.

Coorientador: Anselmo Barbosa Rodrigues.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, 2015.

1. Qualidade de energia. 2. Variações de tensão de curta duração. 3. Geração fotovoltaica. 4. Métodos probabilísticos. I. Título.

**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO  
DE CURTA DURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE  
BAIXA TENSÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

**João Eduardo Ribeiro Baptista**

Dissertação aprovada em 15 de março de 2016.

Prof<sup>a</sup>. Maria da Guia da Silva, Ph. D.  
(Orientadora)

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.  
(Coorientador)

Prof<sup>a</sup>. Ruth Pastôra Saraiva Leão, Ph. D.  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. José Gomes de Matos, D. Sc.  
(Membro da Banca Examinadora)

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, por todo o apoio e incentivo durante esta etapa, mas acima de tudo por toda uma vida de amor e dedicação.

Aos meus orientadores, Maria da Guia da Silva e Anselmo Barbosa; pela confiança, paciência nas adversidades e pela amizade desenvolvida, mas sobretudo pela fundamental importância das suas orientações no meu desenvolvimento profissional e acadêmico.

Aos meus colegas do Laboratório de Confiabilidade e Qualidade (Joyce, Elson, Andressa, Leandro, Karliane, Antônio, Matheus e Jardel) por criar um ambiente de pesquisa tão agradável, e rico em trocas de conhecimento. Em especial, agradeço à minha namorada, Andressa, por todo o incentivo e apoio emocional no desenvolvimento deste trabalho.

Ao amigo engenheiro Guilherme Farias, que me ajudou com os dados de inversores fotovoltaicos.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte financeiro dado para o desenvolvimento deste trabalho.

A todos aqueles não citados nominalmente que possam ter contribuído de forma direta ou indireta para o desenvolvimento desta dissertação.

*“Nunca te orgulhes de ter derrotado um adversário. Aquele que venceste hoje poderá derrotar-te amanhã. A única vitória que perdura é a que se conquista sobre a própria ignorância.”*

Jigoro Kano

## RESUMO

Impulsionada pelos altos índices de irradiação solar no Brasil, pela crescente redução do preço dos painéis fotovoltaicos e pelas altas tarifas praticadas pelas concessionárias, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) deve aumentar consideravelmente seu percentual de participação na matriz energética brasileira dos próximos anos. Devido a esta tendência, é importante que se conheçam os impactos técnicos da conexão da GDFV à rede elétrica. Sabe-se que a inserção de GD afeta os níveis de curto-circuito. Um dos distúrbios de qualidade de energia mais impactantes em cargas sensíveis são as variações de tensão de curta-duração (VTCD), cuja principal causa são os curtos-circuitos (faltas) na rede elétrica. Desta forma, a inserção de GDFV tem potencial para afetar índices de qualidade associados com as VTCD. No entanto, a potência de saída da GDFV depende de fatores ambientais estocásticos, i.e., a irradiância solar e a temperatura ambiente. Devido a isto, uma determinação precisa do impacto da GDFV nos índices associados com VTCD deve ser realizada considerando as incertezas relacionadas a tais fatores ambientais. Este trabalho avaliou o impacto da GDFV nos índices de VTCD do sistema de distribuição secundário proposto pelo CIGRÈ a partir de um enfoque probabilístico. Para tanto, desenvolveu-se um modelo baseado nas técnicas: representação da rede em coordenadas de fase, método de soma de admitâncias, modelo de taxa de falha baseado na condição de carregamento, método de enumeração de estados e agrupamentos de dados. Foram consideradas as incertezas nos cenários de falta (por exemplo, local, tipo e resistência de falta) e na potência de saída da GDFV devido às variações estocásticas na irradiância solar e na temperatura ambiente. As incertezas do cenário de faltas foram modeladas de acordo com suas distribuições de probabilidade conhecidas, enquanto as relacionadas aos parâmetros de entrada da GDFV foram modeladas utilizando-se técnicas de agrupamentos de dados. O método de enumeração de estados baseado nas posições de falta foi escolhido para efetuar a predição probabilística dos índices de VTCD, após criteriosa comparação deste com o método de simulação Monte Carlo em termos de precisão e esforço computacional. O método de soma de admitâncias foi utilizado para obtenção dos estados pré-falta e pós-falta da rede. Foi proposto um aprimoramento desse método, de forma a reduzir o tempo de execução da avaliação dos estados de curto-circuito. Também foi proposto um modelo de obtenção da taxa de falha de uma seção de alimentador de acordo com a condição de carregamento dos seus condutores. Este modelo buscou investigar a variação nos índices de VTCD resultante da alteração dos dados de confiabilidade dos alimentadores provocada pela variação no carregamento dos mesmos, causada, por sua vez, pela inserção de GDFV no sistema. Os resultados dos testes no sistema de baixa tensão do CIGRÈ mostraram que a inserção de GDFV pouco afeta os índices de VTCD de forma direta, mas pode reduzir os índices significativamente de forma indireta devido à redução das taxas de falha anuais dos alimentadores causada pela diminuição no carregamento da rede de distribuição.

**Palavras-chave – qualidade de energia, variações de tensão de curta duração, geração distribuída, geração fotovoltaica, curto-circuito, métodos probabilísticos.**

## ABSTRACT

Driven by the high indices of solar irradiation in Brazil, the increasing reduction on the price of the photovoltaic solar panels and the high tariffs charged by the utility companies, the photovoltaic distributed generation (PVDG) shall considerably increase its participation percentage in the Brazilian energy matrix in the next years. Due to this tendency, it is important to know the technical impacts of the connection of PVDG to electric grid. It is known that the insertion of DG affects the short circuit levels. One of the most important power quality disturbances in sensitive loads are the short duration voltage variations (SDVV) caused mainly by short circuits (faults) in the electric network. Thus, the insertion of PVDG has the potential to affect quality indices associated with SDVV. However, the power output of the PVDG depends on the stochastic environmental conditions, i.e., the solar irradiance and the environmental temperature. Due to this, a precise assessment of the impact of PVDG on the indices associated with SDVV must be carried out considering uncertainties related to these environmental conditions. This work assessed the impact of PVDG in the SDVV indices of the secondary distribution system proposed by the CIGRÈ using a probabilistic approach. For this purpose, it was developed a model based on the following techniques: network representation in phase coordinates, admittance summation method, failure rate model based on loading condition, state enumeration method and data clustering. Uncertainties in the fault scenario (for example, fault location, type and resistance) and in the output power variation of the PVDG due to random variations of the solar irradiance and the environmental temperature were considered. The fault scenario uncertainties were modeled according to their known probability distributions, while the one related to the input parameters of the PVDG were modeled using data clustering techniques. The state enumeration method based on fault position was chosen to perform the probabilistic prediction of the SDVV indices after a careful comparison between this method and the Monte Carlo simulation method considering both precision and computational effort. The admittance summation method was used to obtain the pre-fault and the post-fault states of the network. It was proposed an improvement of this method in order to reduce the CPU time of the short-circuit states evaluation. It was also proposed a model to obtain the failure rate of a feeder section according to the loading condition of its conductors. This model intended to investigate the variation on SDVV indices due to changing in the reliability data of the feeders caused by the variation on their loading which is caused by the insertion of PVDG in the system. Tests carried on the CIGRÈ low voltage system showed that the insertion of PVDG has little direct effect in the SDVV indices, but it can significantly reduce the indices by the indirect effect of the failure rate reduction caused by the decrease in the distribution network loading.

**Keywords – power quality, short duration voltage variations, distributed generation, photovoltaic generation, short circuit, probabilistic methods.**



## LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1.1 – Tensões padronizadas e existentes no sistema elétrico brasileiro .....  | 18  |
| Tabela 2.1 – Submatrizes de admitância nodal de transformadores trifásicos.....  | 55  |
| Tabela 5.1 - Probabilidades percentuais das possibilidades de tipo de falta e de fases envolvidas.....   | 96  |
| Tabela 5.2 - Dados do sistema teste. ....  | 98  |
| Tabela 5.3 – Resultados obtidos pela SMC.....  | 100 |
| Tabela 5.4 – Índices <i>SARFI</i> 90% estimados pelo MEE. ....   | 101 |
| Tabela 5.5 – Índices <i>SARFI</i> 80% estimados pelo MEE. ....   | 101 |
| Tabela 5.6 – Índices <i>SARFI</i> 70% estimados pelo MEE. ....   | 102 |
| Tabela 5.7 - Tempos de CPU (s) do MEE utilizando o MSA aprimorado.....   | 102 |
| Tabela 5.8 - Tempos de CPU (s) do MEE utilizando o MSA convencional.....   | 102 |
| Tabela 6.1 - Dados dos agrupamentos de irradiância e temperatura. ....   | 113 |
| Tabela 7.1 - Funções de dano de alguns condutores .....  | 115 |
| Tabela 8.1 - Parâmetros do modelo de taxa de falha dos alimentadores de distribuição .....   | 125 |
| Tabela 10.1 - Principais características do sistema teste. ....  | 136 |
| Tabela 10.2 - Dados das GDFV para o caso de estudo com 20% de penetração.....  | 139 |
| Tabela 10.3 - Dados dos inversores.....  | 140 |
| Tabela 10.4 - Dados do módulo FV utilizado. ....   | 140 |
| Tabela 10.5 - Taxas de falha (falha/ano×milha) por ramo por percentual de penetração de GDFV .....   | 142 |
| Tabela 10.6 - Variação dos índices <i>SARFI</i> para os casos de penetração de GDFV de 0% a 100% (modelo com taxa de falha constante).....               | 144 |
| Tabela 10.7 - Variações dos índices <i>SARFI</i> para os casos de penetração de GDFV de 120% a 200% (modelo com taxa de falha constante).....            | 144 |
| Tabela 10.8 - Reduções percentuais dos índices <i>SARFI</i> para os casos de penetração de GDFV de 20% a 100% (modelo com taxa de falha constante).....  | 144 |
| Tabela 10.9 - Reduções percentuais dos índices <i>SARFI</i> para os casos de penetração de GDFV de 120% a 200% (modelo com taxa de falha constante)..... | 144 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 – Diagrama de blocos de um sistema de potência.....   | 17 |
| Figura 1.2 – Configurações mais usadas em sistemas de subtransmissão .....                                 | 19 |
| Figura 1.3 - Configurações típicas de sistemas de distribuição primária .....                              | 20 |
| Figura 1.4 - Rede secundária reticulada .....  | 22 |
| Figura 1.5 - Principais distúrbios de energia .....  | 25 |
| Figura 1.6 - Curva de tolerância de tensão da CBEMA .....  | 28 |
| Figura 1.7 - Curva de tolerância de tensão da ITIC. ....   | 29 |
| Figura 2.1 - Correntes de carga no nó $i$ por condutor. ....   | 46 |
| Figura 2.2 - Representação equivalente quadrifilar e unifilar das correntes de carga no nó $i$ .46         |    |
| Figura 2.3 - representação quadrifilar e unifilar das admitâncias de carga no nó $i$ . ....                | 47 |
| Figura 2.4 - Condutores de uma linha de transmissão aérea e suas imagens .....                             | 49 |
| Figura 2.5 - Segmento de alimentador a 4 condutores .....  | 53 |
| Figura 2.6 - Circuito a 4 condutores de um transformador $\Delta$ -Y aterrado. ....                        | 56 |
| Figura 3.1 - Exemplo de rede ordenada em camadas .....   | 61 |
| Figura 3.2 - Circuito equivalente para varredura regressiva do MSA.....                                    | 63 |
| Figura 3.3 - Primeiro circuito equivalente para obtenção das equações da varredura regressiva do MSA. .... | 63 |
| Figura 3.4 - Segundo circuito equivalente para obtenção das equações da varredura regressiva do MSA. ....  | 64 |
| Figura 3.5 – Circuito resultante do processamento do ramo $i$ - $k$ na varredura regressiva do MSA. ....   | 64 |
| Figura 3.6 – Circuito equivalente para obtenção de $JBik$ .....  | 65 |
| Figura 3.7 - Circuito de referência para a varredura progressiva do MSA .....                              | 66 |
| Figura 3.8 - Abertura da fonte de corrente do circuito de varredura progressiva do MSA. ....               | 67 |
| Figura 3.9 - Curto-circuito da fonte de tensão do circuito de varredura progressiva do MSA.68              |    |
| Figura 3.10 - Circuito equivalente para modelagem o transformador no MSA.....                              | 70 |
| Figura 4.1 - Circuito para análise de falta trifásica à terra. ....  | 72 |
| Figura 4.2 - Circuito para análise de falta trifásica.....   | 73 |
| Figura 4.3 - Circuito para análise de falta trifásica após transformação $\Delta$ -Y.....                  | 73 |
| Figura 4.4 - Circuito para análise de falta bifásica à terra entre as fases $a$ e $c$ . ....               | 74 |
| Figura 4.5 - Circuito para análise de falta bifásica entre as fases $a$ e $b$ . ....                       | 75 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 4.6 - Circuito para análise de falta monofásica na fase <i>a</i> .   | 77  |
| Figura 4.7 - Circuito equivalente de segmento de alimentador de distribuição em estado de curto-circuito.   | 78  |
| Figura 4.8 - Modelo $\pi$ equivalente para falta ao longo de linha de distribuição.   | 81  |
| Figura 4.9 - Sistema de 5 barras de explicação da lista de ramos pais.  | 83  |
| Figura 4.10 - Sistema de 7 barras para análise do MSA aprimorado.   | 85  |
| Figura 4.11 - Circuito equivalente para varredura regressiva do MSA aprimorado no sistema de 7 barras.  | 87  |
| Figura 5.1 - Fluxograma do MEE para avaliação de VTCD.  | 90  |
| Figura 5.2 - Fluxograma da SMC para avaliação de VTCD.  | 91  |
| Figura 5.3 - Exemplo de lista de estados de posição de falta do MEE.  | 94  |
| Figura 5.4 - Funções de densidade de probabilidade contínua e discreta da resistência de falta.   | 96  |
| Figura 5.5 – Intervalos usados na SMC para a determinação do tipo de falta  | 97  |
| Figura 5.6 - Intervalos usados na SMC para a determinação das fases envolvidas em uma falta bifásica.   | 97  |
| Figura 5.7 - Sistema de distribuição primária do CIGRÈ (configuração norte americana)   | 98  |
| Figura 5.8 – Topologia das laterais monofásicas do sistema teste  | 99  |
| Figura 6.1 - Circuito equivalente da célula FV  | 105 |
| Figura 6.2 - Obtenção da curva característica <i>I-V</i> da célula FV.  | 106 |
| Figura 6.3 - Circuito equivalente de um módulo FV real.   | 107 |
| Figura 6.4 - Curva característica <i>I-V</i> de um módulo FV real   | 108 |
| Figura 7.1 - Curvas tempo×corrente de elos fusíveis do tipo K da S&C Electric Company.  | 117 |
| Figura 7.2 - Interpolação dos dados de característica tempo×corrente dos fusíveis 6 K, 10 K e 15 K.   | 118 |
| Figura 8.1- Gráficos da função sigmoide para modelo de escore de condição de carregamento e da respectiva função de taxa de falha obtida.                                 | 127 |
| Figura 10.1 - Sistema teste de distribuição secundária do CIGRÈ (configuração europeia)   | 137 |
| Figura 10.2 - Comparação da variação do <i>SARFI</i> 90% em relação ao nível de penetração de GDFV utilizando-se o modelo constante de taxa de falha e o modelo variável. | 149 |

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência nacional de Energia Elétrica

BCBV – Branch Current to Bus Voltage (Correntes de Ramos para Tensões Nodais)

BIBC – Bus Injection to Branch Current (Injeções Nodais para Correntes de ramos)

CIGRÈ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (Conselho Internacional em Grandes Sistemas Elétricos)

GD – Geração Distribuída

GDFV – Geração Distribuída Fotovoltaica

IEEE - *Institute of Electrical and Electronical Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas)

MEE – Método de Enumeração de Estados

NAPS – *North American Power Symposium* (Simpósio Norte Americano de Potência)

PFV – Painéis fotovoltaicos

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional

QE – Qualidade de Energia

SD – Sistema de Distribuição

SDAT – Sistema de Distribuição de Alta Tensão

SDBT – Sistema de Distribuição de Baixa Tensão

SDMT – Sistema de distribuição de Média Tensão

SMC – Simulação Monte Carlo

RTS - *Reliability Test System* (Sistema Teste de Confiabilidade)

VTCD – Variações de Tensão de Curta Duração

VTLD – Variações de Tensão de Longa Duração.

## SUMÁRIO

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | INTRODUÇÃO .....  | 15 |
| 1.1   | Sistemas de distribuição de energia elétrica .....  | 15 |
| 1.1.1 | Configurações típicas dos sistemas de subtransmissão.....                                   | 18 |
| 1.1.2 | Configurações típicas de sistemas de distribuição primários.....                            | 20 |
| 1.1.3 | Configurações típicas de sistemas de distribuição secundários .....                         | 21 |
| 1.2   | Qualidade de energia .....  | 23 |
| 1.2.1 | Variações de tensão de curta duração .....  | 25 |
| 1.2.2 | Índices relacionados às VTCD.....   | 27 |
| 1.3   | Geração distribuída fotovoltaica .....  | 30 |
| 1.3.1 | Impactos da conexão de GDFV em sistemas de distribuição .....                               | 33 |
| 1.4   | Revisão bibliográfica .....   | 34 |
| 1.4.1 | Revisão dos métodos de estimação dos índices de VTCD .....                                  | 34 |
| 1.4.2 | Revisão dos métodos de análise de curto-circuito .....                                      | 36 |
| 1.4.3 | Impacto da conexão da GDFV nos índices de qualidade de energia .....                        | 38 |
| 1.5   | Motivação .....   | 41 |
| 1.6   | Objetivo .....  | 41 |
| 1.7   | Estrutura da dissertação .....  | 41 |
| 2     | REPRESENTAÇÃO DOS COMPONENTES DA REDE PARA UTILIZAÇÃO<br>NO FLUXO DE POTÊNCIA VIA MSA ..... | 43 |
| 2.1   | Modelagem das cargas no MSA .....   | 44 |
| 2.2   | Modelagem do aterramento do neutro no MSA a quatro fios .....                               | 48 |
| 2.3   | Modelagem de seções de alimentador .....  | 48 |
| 2.3.1 | As equações de Carson .....   | 48 |
| 2.3.2 | As equações de Carson modificadas .....   | 50 |
| 2.3.3 | Matriz de impedância primitiva e matriz de impedância de fase.....                          | 52 |
| 2.4   | Modelagem dos transformadores.....  | 55 |

|       |  |     |
|-------|--|-----|
| 2.5   | Resumo .....   | 60  |
| 3     | FLUXO DE POTÊNCIA EM COORDENADAS DE FASE VIA MÉTODO DE SOMA DE ADMITÂNCIAS ..... | 61  |
| 3.1   | Método de soma de admitâncias .....  | 61  |
| 3.2   | Modelagem dos transformadores no MSA .....                                       | 70  |
| 3.3   | Resumo .....   | 71  |
| 4     | CURTO-CIRCUITO EM COORDENADAS DE FASE VIA MSA .....                              | 72  |
| 4.1   | Modelagem dos tipos de falta .....   | 72  |
| 4.1.1 | Faltas trifásicas à terra.....   | 72  |
| 4.1.2 | Faltas trifásicas.....   | 73  |
| 4.1.3 | Faltas bifásicas à terra .....   | 74  |
| 4.1.4 | Faltas bifásicas .....   | 75  |
| 4.1.5 | Faltas monofásicas .....   | 76  |
| 4.2   | Modelagem de faltas ao longo de seções de alimentadores.....                     | 78  |
| 4.3   | Curto-circuito via MSA aprimorado para aplicações em VTCD.....                   | 82  |
| 4.4   | Resumo .....   | 87  |
| 5     | MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE VTCD: REVISÃO E COMPARAÇÃO.....           | 88  |
| 5.1   | Método de enumeração de estados .....  | 88  |
| 5.2   | Método de simulação Monte Carlo.....   | 90  |
| 5.3   | Modelagem das incertezas do cenário de faltas no MEE e na SMC .....              | 92  |
| 5.4   | Resultados da comparação entre o MEE e a SMC .....                               | 97  |
| 5.4.1 | Sistema teste e condições das simulações.....                                    | 97  |
| 5.4.2 | Resultados da comparação entre os métodos.....                                   | 100 |
| 5.4.3 | Conclusões da comparação e escolha do método mais adequado .....                 | 103 |
| 5.5   | Resumo .....   | 104 |
| 6     | MODELAGEM PROBABILÍSTICA DA GDFV.....  | 105 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 6.1   | Componentes de uma planta de GDFV .....   | 105 |
| 6.1.1 | A célula fotovoltaica ideal .....   | 105 |
| 6.1.2 | Módulo fotovoltaico.....  | 106 |
| 6.1.3 | <i>Strings</i> e arranjos fotovoltaicos.....  | 109 |
| 6.1.4 | Inversor fotovoltaico .....   | 110 |
| 6.2   | Modelo da GDFV no fluxo de potência.....  | 110 |
| 6.3   | Modelo da GDFV no curto-circuito.....   | 112 |
| 6.4   | Modelagem das incertezas associadas à GDFV .....  | 112 |
| 6.4.1 | Resumo.....   | 113 |
| 7     | MODELAGEM DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIOS .....                       | 114 |
| 7.1   | Modelagem do tempo de derretimento dos condutores .....                                   | 114 |
| 7.2   | Modelagem da proteção do transformador .....  | 116 |
| 7.3   | Obtenção dos tempos de duração das VTCD .....   | 119 |
| 7.3.1 | Resumo.....   | 119 |
| 8     | MODELO DE CONFIABILIDADE DE LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO BASEADO NO CARREGAMENTO .....          | 121 |
| 8.1   | Introdução .....  | 121 |
| 8.2   | Obtenção das taxas de falha com base na condição de carregamento .....                    | 124 |
| 8.3   | Resumo .....  | 127 |
| 9     | METODOLOGIA PROPOSTA.....   | 128 |
| 9.1   | Algoritmo para análise de VTCD para o caso sem GDFV (algoritmo #1)...                     | 128 |
| 9.2   | Algoritmo para análise de VTCD para os casos com GDFV (algoritmo #2)                      | 130 |
| 9.3   | Procedimentos para estudos de sensibilidade de VTCD em relação à penetração de GDFV ..... | 133 |
| 9.3.1 | Modelo com taxa de falha constante.....   | 133 |
| 9.3.2 | Modelo com taxa de falha dependente do carregamento.....                                  | 133 |
| 9.3.3 | Resumo.....   | 135 |

|      |  |     |
|------|--|-----|
| 10   | RESULTADOS .....   | 136 |
| 10.1 | Descrição do sistema teste e dos casos de estudo .....                               | 136 |
| 10.2 | Resultados dos testes considerando-se as taxas de falha constantes .....             | 144 |
| 10.3 | Resultados dos testes considerando-se as taxas de falha variáveis com o carregamento | 146 |
| 10.4 | Resumo.....  | 149 |
| 11   | CONCLUSÕES .....   | 150 |
| 11.1 | Introdução.....  | 150 |
| 11.2 | Principais contribuições .....   | 150 |
| 11.3 | Aplicações práticas.....   | 152 |
| 11.4 | Sugestões para trabalhos futuros .....   | 153 |
|      | REFERÊNCIAS .....  | 155 |



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica

Uma das principais formas de energia utilizada pelas sociedades modernas é a elétrica. Isto se deve à facilidade com que esta pode ser convertida em outras formas de energia bem como transportada a grandes distâncias, resultando em uma grande versatilidade de usos práticos. Esta energia é entregue às suas aplicações finais por meio de um complexo sistema de produção e fornecimento conhecido como *sistema elétrico de potência*. Devido às restrições técnicas quanto ao armazenamento deste tipo de energia, faz-se necessário que o sistema a forneça aos consumidores no exato instante em que é demandada, assegurando os devidos padrões de qualidade e segurança.

O sistema de potência pode ser subdividido em três subsistemas (Kagan, Oliveira e Robba, 2005):

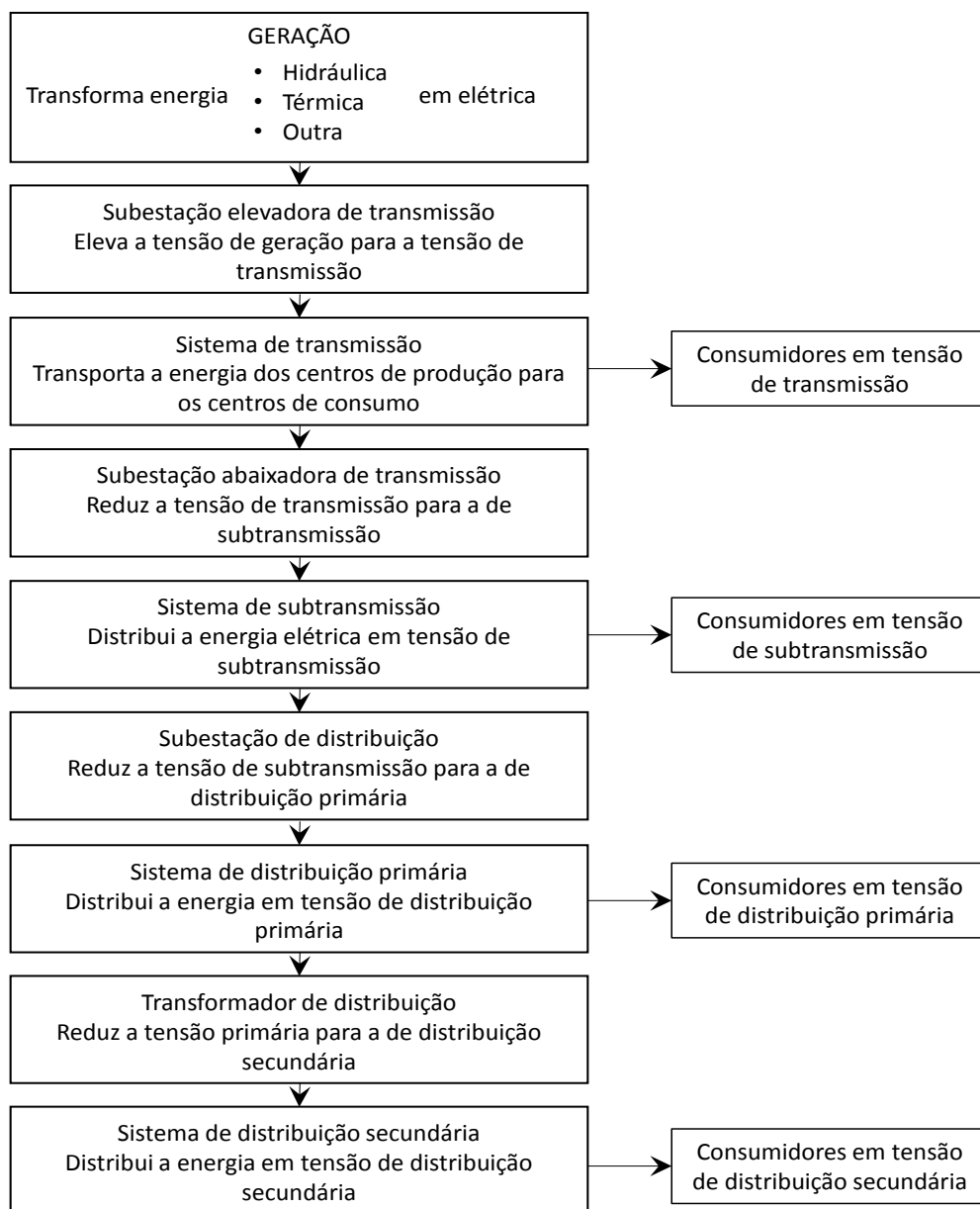
- i. Subsistema de geração: Constitui-se das unidades geradoras que realizam a transformação da fonte primária de energia (o trabalho produzido pela queima de um determinado combustível, a energia cinética de uma queda d'água, etc.) em energia elétrica. Os sistemas de geração podem ser encontrados tanto na forma concentrada (grandes centros produtores de energia localizados longe dos centros de carga), quanto distribuída (pequenas unidades geradoras localizadas próximas ou no local das cargas).
- ii. Subsistema de transmissão: fornece um caminho para a transferência de energia entre os centros de produção e os centros de consumo. Alguns grandes consumidores podem se conectar diretamente ao sistema de transmissão.
- iii. Subsistema de distribuição: responsável pela distribuição da energia elétrica advinda do sistema de transmissão, aos consumidores finais de pequeno, médio e grande porte.

Devido à grande variabilidade de demanda dos consumidores, diferentes classes de tensão são utilizadas para distribuição, formando assim três subsistemas com suas respectivas especificidades construtivas e operacionais (Kagan, Oliveira e Robba, 2005):

- i. Subtransmissão ou sistema de distribuição de alta tensão (SDAT): atende aos consumidores em tensão de subtransmissão (no Brasil tipicamente 69 kV ou 138 kV e em alguns casos 34,5 kV) como grandes indústrias e estações de tratamento e bombeamento de água, além de fornecer um caminho para o fluxo da energia das subestações de subtransmissão para as subestações de distribuição.
- ii. Distribuição primária ou sistema de distribuição de média de tensão (SDMT): conecta as subestações de distribuições aos transformadores de distribuição além de fornecer energia aos consumidores primários, e.g., centros comerciais (“*shopping centers*”), edifícios, etc. A rede primária pode ser aérea ou subterrânea, sendo a segunda (mais incomum devido aos custos elevados) reservada somente para casos em que há grande densidade de carga ou quando não há a possibilidade de se optar pela primeira por questões estéticas.
- iii. Distribuição secundária ou sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT): é derivada dos transformadores de distribuição e fornece energia aos consumidores de baixa tensão (no Brasil 220/127 V ou 380/220 V), tipicamente residências, pequenos comércios e pequenas indústrias.

A Figura 1.1 apresenta o diagrama de blocos de um sistema de potência típico, no qual se supõe a geração concentrada. No caso da conexão de geradores distribuídos ao sistema, adicionar-se-iam à Figura 1.1 blocos de geração injetando energia aos blocos de distribuição através de transformadores com a devida relação de transformação. A Tabela 1.1 mostra os valores de tensão padronizados no Brasil, além de algumas tensões não padronizadas ainda em uso no país, por área do sistema de potência.

Os circuitos de distribuição, chamados *alimentadores*, podem existir em diferentes configurações cuja escolha depende do custo e da confiabilidade exigida. A configuração mais simples possível, denominada *radial*, ocorre quando os consumidores estão conectados a um único alimentador independente. Neste caso, há somente um caminho possível entre a fonte e a carga e, portanto, qualquer falha irá interromper o fornecimento para todos os consumidores conectados ao alimentador a jusante do dispositivo de proteção que eliminou a falta.



**Figura 1.1 – Diagrama de blocos de um sistema de potência (adaptado de Kagan, Oliveira e Robba, 2005).**

Uma alternativa para aumentar a confiabilidade do sistema é a configuração em *malha*, i.e., uma configuração em que há mais de um caminho possível entre fonte e carga. No entanto, sistemas radiais possuem uma série de vantagens em relação a sistemas malhados, tais como (Short, 2014):

- i. maior simplicidade dos esquemas de proteção de curto-circuito;
- ii. menor severidade das correntes de curto-circuito;
- iii. maior facilidade no controle de tensão;
- iv. mais fácil predição e controle dos fluxos de potência;
- v. menor custo.

**Tabela 1.1 – Tensões padronizadas e existentes no sistema elétrico brasileiro (adaptado de Kagan, Oliveira e Robba, 2005).**

| Tensão (kV) |                | Campo de aplicação             | Área do sistema de potência |
|-------------|----------------|--------------------------------|-----------------------------|
| Padronizada | Existente      |                                |                             |
| 0,220/0,127 | 0,110          | Distribuição secundária (SDBT) | Distribuição                |
| 0,380/0,220 | 0,230/0,115    |                                |                             |
| 13,8        | 11,9           | Distribuição primária (SDMT)   |                             |
| 34,5        | 22,5           |                                |                             |
| 34,5        | 88,0           | Subtransmissão (SDAT)          |                             |
| 69,0        |                |                                |                             |
| 138,0       |                |                                |                             |
| 138,0       | 440,0<br>750,0 | Transmissão                    | Transmissão                 |
| 230,0       |                |                                |                             |
| 345,0       |                |                                |                             |
| 500,0       |                |                                |                             |

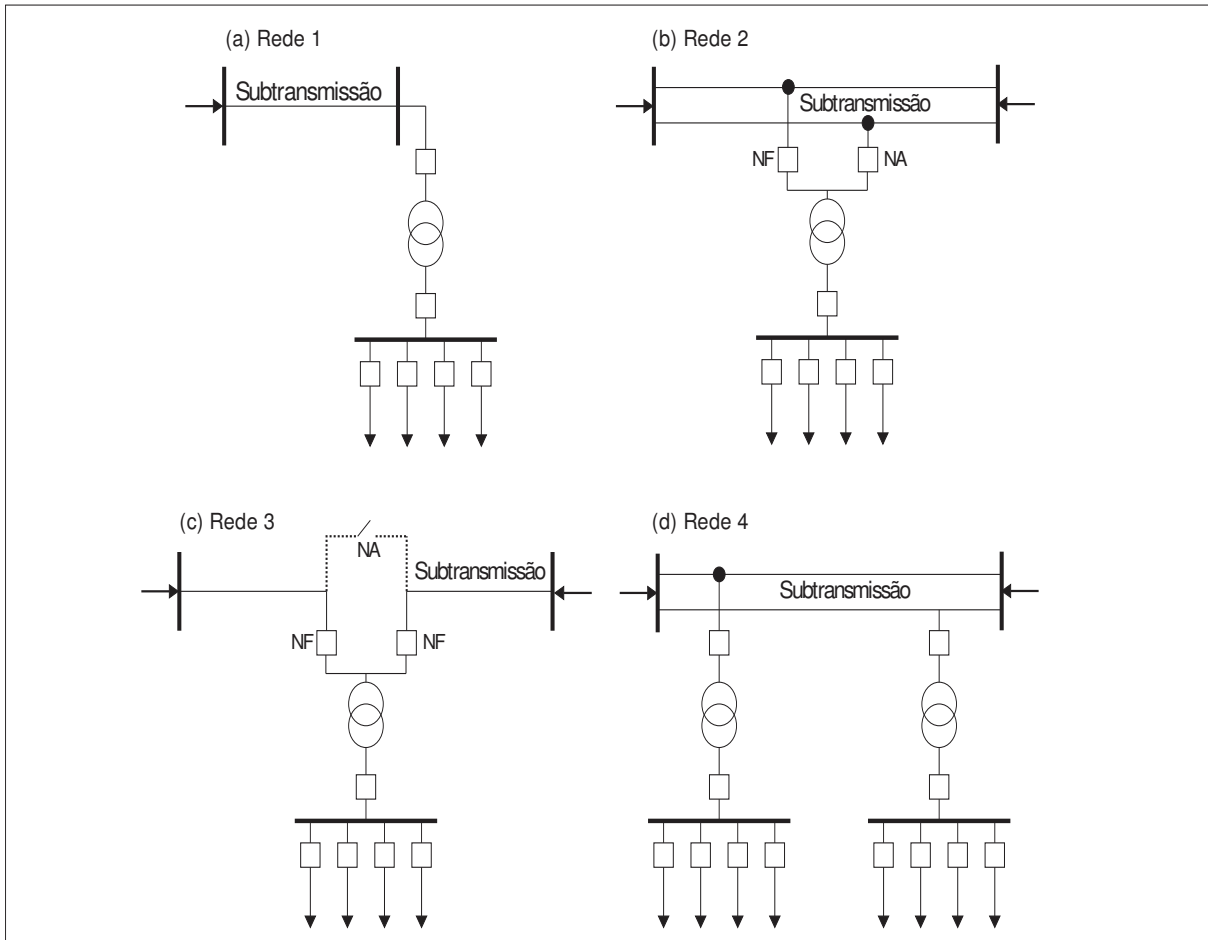
De forma a se obter os benefícios da radialidade, sem o malefício da baixa confiabilidade, faz-se uso das configurações *radiais com recurso*, i.e., aquelas nas quais uma combinação específica de chaves normalmente abertas e normalmente fechadas permite, com as devidas manobras, reconfigurar a rede para transferir cargas entre alimentadores, sem perder a radialidade do sistema.

Finalmente, a escolha por uma determinada configuração é feita de forma a atender à devida confiabilidade exigida com o menor custo possível. Visto que estes dois quesitos são, em geral, dependentes da classe de tensão de fornecimento, as configurações mais usadas para cada subsistema da distribuição são diferentes.

### **1.1.1 Configurações típicas dos sistemas de subtransmissão**

Os sistemas de subtransmissão se apresentam tanto em configuração radial quanto em malha, sendo no caso malhado, necessários alguns cuidados a mais em relação à proteção, como por exemplo, em relação à possibilidade de reversão no sentido do fluxo de potência. A Figura 1.2 mostra as principais configurações usadas nestes sistemas.

Um sistema radial simples como o da Rede 1 (Figura 1.2.a) pode ser usado quando a capacidade da subestação de distribuição for inferior a 15 MVA. Nesta configuração não há qualquer possibilidade de transferência de carga, e a chave de entrada tem função exclusivamente de proteção do transformador, sendo na maioria dos casos um fusível. Caso o transformador seja protegido pelo sistema de proteção da linha de subtransmissão, então poder-se-á usar uma chave seccionadora como chave de entrada.



**Figura 1.2 – Configurações mais usadas em sistemas de subtransmissão (adaptado de Kagan, Oliveira e Robba, 2005).**

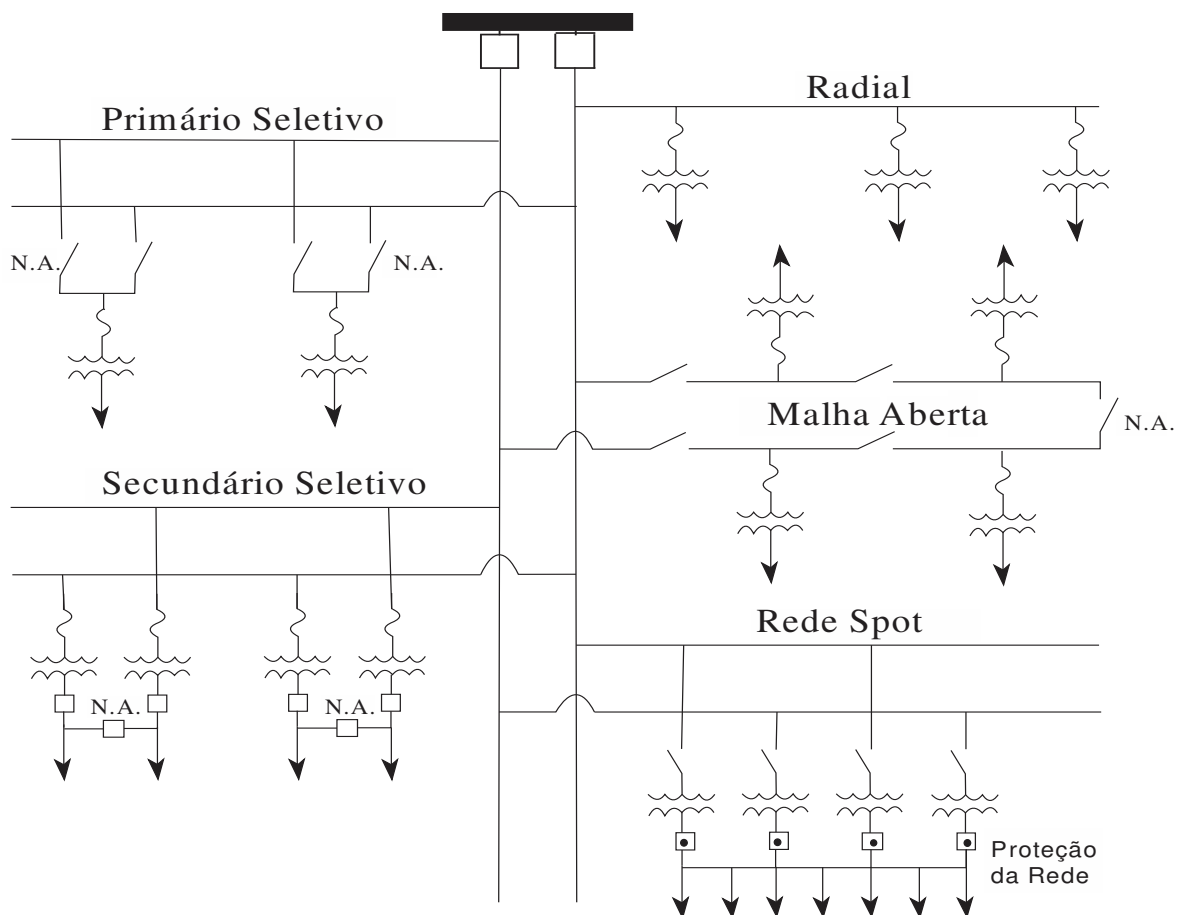
No caso da Rede 2 (Figura 1.2.b.) a topologia malhada do SDAT permite que a carga seja atendida mesmo que algum defeito no sistema de transmissão interrompa o fornecimento de uma das barras ou que uma das linhas fique fora de serviço. Neste arranjo as chaves de entrada utilizadas podem ser disjuntores ou chaves fusíveis. Esta escolha depende da potência nominal do transformador.

A configuração da Rede 3 mostrada na Figura 1.2.c incorpora o barramento de alta do transformador ao sistema de subtransmissão. Desta forma, não há necessidade da segunda linha de subtransmissão presente na Rede 2, para manter o suprimento à carga nas mesmas condições de fornecimento. No entanto, este arranjo possui menor flexibilidade de operação em relação ao da Rede 2. Além disso, ele possui o inconveniente de seccionar a rede no caso de um defeito no barramento de alta da subestação que resulte na abertura das duas chaves de entrada (geralmente disjuntores). O uso de uma chave normalmente aberta a montante das chaves de entrada permite contornar esta situação indesejável.

Finalmente, é mostrada na Figura 1.2.d uma configuração intermediária em confiabilidade entre a Rede 1 e as demais redes citadas. Como no caso da Rede 2, a topologia malhada garante o atendimento da carga no caso uma interrupção no fornecimento de energia proveniente do sistema de transmissão para uma das duas barras. No entanto, a falha de uma das linhas de subtransmissão irá interromper o fornecimento para qualquer carga a ela conectada.

### 1.1.2 Configurações típicas de sistemas de distribuição primários

Sistemas de distribuição primários podem ser encontrados em uma grande variedade de configurações. As principais configurações destes sistemas estão mostradas na Figura 1.3.



**Figura 1.3 - Configurações típicas de sistemas de distribuição primária (adaptado de Brown, 2009).**

Alimentadores com configuração puramente radial são raramente usados em SDMT devido à sua baixa confiabilidade. Devido a isto, sua aplicação está restrita a regiões com baixa densidade de carga, e.g. zonas rurais, onde os custos de interrupção médios não se equiparam aos custos envolvidos na construção e operação de arranjos mais confiáveis.

A configuração em *malha aberta* é aquela, na qual dois alimentadores são conectados em seu ponto final por meio de uma chave normalmente aberta. Esta configuração melhora significativamente a confiabilidade do sistema na ocorrência falhas. No caso de um defeito em qualquer ponto da rede, pode-se isolar a falta fazendo-se a abertura das chaves normalmente fechadas, imediatamente a montante e a jusante da falta. Em seguida, a chave normalmente aberta no final do alimentador é fechada para restabelecer o fornecimento a todos os consumidores entre a chave normalmente aberta e o dispositivo de isolamento a jusante do componente falhado.

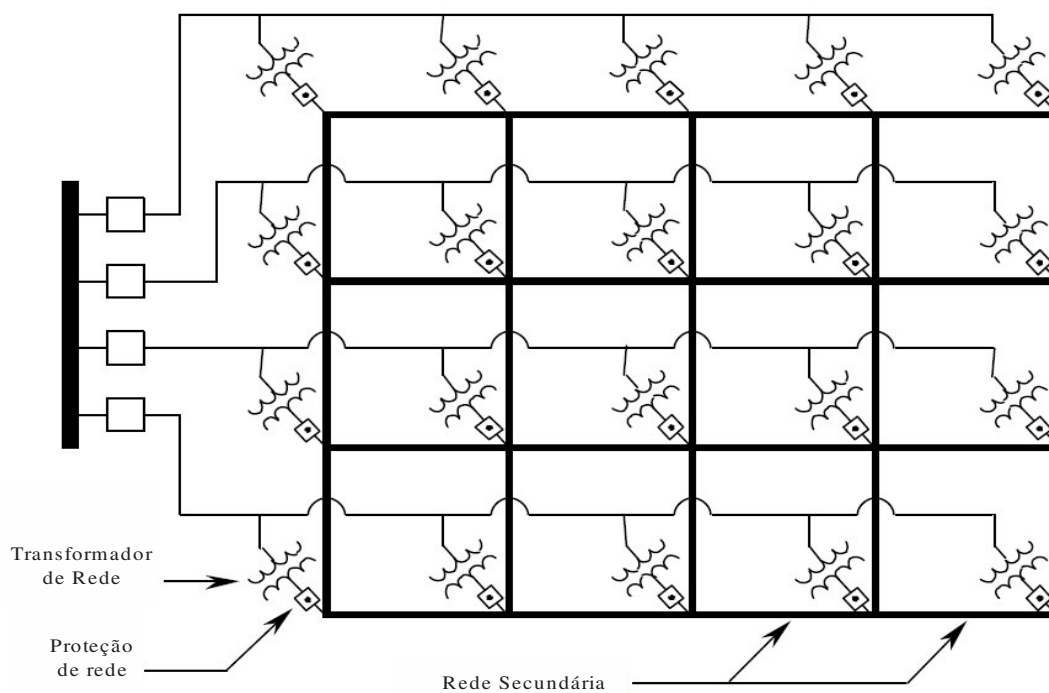
Um esquema conhecido como *primário seletivo* faz uso de uma chave normalmente aberta e outra normalmente fechada no lado de alta o transformador. Desta forma, com a devida inversão do estado das chaves, pode-se transferir o primário do transformador de distribuição do alimentador em que ocorreu o defeito para um alimentador alternativo. A configuração com *secundário seletivo* utiliza duas chaves normalmente fechadas e uma normalmente aberta para transferir a carga do secundário de um transformador para outro, caso o primeiro esteja fora de serviço. Isto requer que os dois transformadores tenham capacidade para suportar a carga total suprida por ambos, o que faz com que esta configuração seja menos utilizada que a com o primário seletivo, devido ao maior custo envolvido.

A configuração do tipo *rede spot*, têm dois ou mais transformadores conectados em paralelo a partir de dois ou mais alimentadores advindos da mesma subestação ou de subestações diferentes, permitindo manter o fornecimento na ocorrência de defeitos simultâneos em múltiplos componentes. Nesta configuração, faz-se ainda necessário o uso de esquemas de proteção para impedir o fluxo reverso de potência através dos transformadores. Dados os custos muito elevados desta configuração, uma rede tipo spot só se justifica quando as exigências de confiabilidade são muito altas, como no caso de áreas urbanas com altas densidades de carga.

### **1.1.3 Configurações típicas de sistemas de distribuição secundários**

Devido as menores exigências em relação à confiabilidade das redes de distribuição secundária, as configurações utilizadas costumam ser mais simples, sendo frequentemente redes aéreas de topologia radial, operando sem qualquer esquema de proteção para curtos-circuitos.

No entanto, em alguns casos, como em áreas de centros comerciais de grandes cidades, operam SDBT em uma configuração altamente malhada conhecida como *rede reticulada* (Figura 1.4). Este arranjo consiste de uma rede subterrânea, altamente interconectada, que é alimentada por vários transformadores em diferentes pontos da rede, cada qual com os devidos esquemas de proteção no secundário para evitar reversão do fluxo de potência no transformador. Devido à grande redundância, uma rede reticulada, assim como a rede spot, é capaz de resistir à saída de operação de múltiplos componentes sem que haja interrupção do fornecimento de energia. Em contrapartida, esta configuração possui um custo demasiadamente elevado, e por isso não é mais construída, sendo presente no Brasil somente nos centros de algumas grandes metrópoles onde foi construída a mais de 30 anos (Kagan, oliveira e Robba, 2005).



**Figura 1.4 - Rede secundária reticulada (adaptado de Brown, 2009).**



## 1.2 Qualidade de energia

A energia elétrica que é entregue ao consumidor por um sistema de distribuição está sujeita a interrupções intempestivas causadas por falhas no sistema e a interrupções programadas para a realização de manutenção na rede. Tais interrupções constituem óbvio prejuízo ao consumidor. No entanto, a simples continuidade do fornecimento de energia não garante que esta esteja em boas condições de uso. Por exemplo, há uma série de distúrbios na forma de onda de tensão que podem acarretar em problemas ao consumidor, sobretudo devido à alta presença de equipamentos eletrônicos sensíveis nas redes elétricas contemporâneas, e.g., os computadores pessoais. Em certos casos, como o dos processos industriais automatizados controlados por microprocessadores, o custo de um distúrbio de tensão pode ser bastante elevado se ocasionar a interrupção do processo de produção.

A qualidade da energia (QE), portanto, pode ser subdividida em dois conceitos (Kagan, Robba e Schimdt, 2009):

- i. Qualidade do serviço: relacionada aos índices de continuidade do fornecimento da energia elétrica, bem como dos tempos de duração das interrupções.
- ii. Qualidade do produto: relacionada à forma de onda da tensão entregue ao consumidor.

Os principais distúrbios que afetam a QE são (Dugan et al., 2002), (Burke, 1994), (ANEEL, 2010), (ONS, 2011):

- i. Variações de tensão de curta duração (VTCD): são variações no valor eficaz da tensão com curta duração (o tempo exato para caracterização das VTCD pode variar de acordo com o autor ou com a norma utilizada). Podem ser divididas em afundamentos de tensão (reduções na tensão RMS para entre 0,9 p.u. e 0,1 p.u. do valor nominal), interrupções (reduções na tensão eficaz para abaixo de 0,1 p.u.) e elevações de tensão (aumentos na tensão RMS para entre 1,1 p.u. e 1,8 p.u.). Os primeiros estão associados geralmente à ocorrência de curtos-circuitos na rede, ou ainda ao chaveamento de cargas com elevada corrente de partida ou magnetização, como motores, transformadores e fontes CC de grande porte. As segundas também podem ser ocasionadas por curtos-circuitos na rede, mas também por falhas de equipamentos e mal funcionamento de controles. Já as elevações ocorrem usualmente durante faltas monofásicas à

terra. Nestas condições, enquanto a tensão da fase que experimenta a falta sofre um afundamento de tensão, as outras duas fases experimentam uma elevação de tensão com a mesma duração.

- ii. Subtensões e sobretensões: variações de tensão com tempos de duração superiores aos das VTCD e com magnitude abaixo de 0,9 p.u. (subtensões) e acima de 1,1 p.u. (sobretensões) da tensão nominal. Sobretensões podem ser ocasionadas por desligamento de grandes blocos de carga, pela energização de bancos capacitores ou ainda por um ajuste inadequado de um controle de tensão como o tape de um regulador de tensão. As subtensões podem ser ocasionadas por sobrecarga do sistema, bem como por eventos contrários aos que causariam uma sobretensão, e. g., o desligamento de um banco de capacitores ou a desenergização de um grande bloco de carga.
- iii. Distorção harmônica: presença de componentes de tensão ou corrente com frequência igual a um múltiplo inteiro da frequência da forma de onda fundamental, causada por dispositivos não-lineares como equipamentos de eletrônica de potência. Tais componentes harmônicas distorcem a forma de onda, tornando-a não-senoidal.
- iv. Surtos: são variações impulsivas na tensão ou corrente, causadas, em geral, pela atuação de chaveamentos na rede ou por descargas atmosféricas.
- v. Interrupções sustentadas: São caracterizadas pela falta completa de tensão com tempos de duração superiores aos das VTCD. Em geral, são causadas pela atuação de um dispositivo de proteção para eliminação de uma falta.

Os distúrbios citados são ilustrados em relação a uma forma de onda senoidal na Figura 1.5:

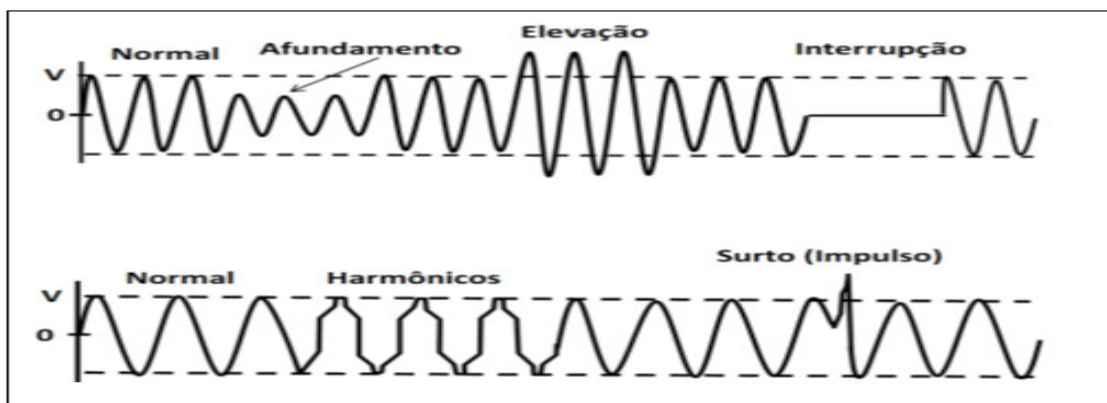


Figura 1.5 - Principais distúrbios de energia (Burke,114).

De acordo com Samotyj, Gellings e Amim (2003), dentre estes distúrbios, as VTCD são as mais frequentes, correspondendo a 49% das ocorrências de problemas de qualidade de energia. Os afundamentos de tensão, em particular, representam a maior parte da ocorrência das VTCD, sendo conseqüentemente, o distúrbio de qualidade de energia mais comum em sistemas elétricos.

### 1.2.1 Variações de tensão de curta duração

As VTCD são provocadas principalmente pela ocorrência de curtos circuitos na rede elétrica. As elevadas correntes demandadas pelas faltas provocam grandes variações de tensão na rede, cuja percepção do consumidor dependerá da posição deste em relação à falta. Os consumidores do alimentador em que ocorreu a falta devem perceber uma VTCD seguida de uma interrupção causada pela atuação da proteção. No entanto, um consumidor em um alimentador paralelo também poderá sentir uma VTCD com esta mesma duração. Da mesma forma, uma falta ocorrida no sistema de transmissão pode ser percebida como uma VTCD por um consumidor distante no sistema de distribuição mesmo que não cause uma interrupção para nenhum consumidor.

Outras possíveis causas de VTCD são operações de chaveamento de cargas como motores e transformadores, cujas respectivas correntes de partida e magnetização podem ser bastante elevadas. No entanto, este tipo de VTCD pode ser evitado em fase de projeto utilizando-se métodos adequados de partida (Kagan, Robba e Schmidt, 2009).

As principais características das VTCD são a magnitude, a duração e o desvio de fase. A maioria dos equipamentos sensíveis é afetada principalmente pelos dois primeiros parâmetros. Contudo, alguns equipamentos também são sensíveis aos desvios de fase, por

exemplo, os dispositivos de eletrônica de potência que utilizam informação do ângulo de fase para disparo (Bollen, 2000).

De acordo com o padrão 1159 do IEEE (1995), as VTCD são caracterizadas em termos da sua magnitude de acordo com a tensão remanescente, i.e., um afundamento de 70% se refere a um evento no qual a tensão caiu para 0,7 p.u., e não a uma redução de 70% da tensão nominal (que resultaria em uma tensão remanescente de 0,3 p.u.). Devido à ambiguidade, recomenda-se referir-se a um afundamento com estas características, como um “afundamento a 70%”, além disto, é desencorajado o uso de termos como “grande” ou “pequeno” para qualificar os afundamentos, preferindo-se termos como “severo”, “brando”, “profundo” e “raso” (Bollen, 2000).

Em relação à duração, as VTCD costumam ser classificadas em três categorias, a saber (Dugan et. al, 2002):

- i) Instantânea: 0,5 a 30 ciclos:
- ii) Momentânea: 30 ciclos a 3 segundos.
- iii) Temporária: 3 segundos a 1 minuto.

No entanto, no que se refere às normas brasileiras, tanto os procedimentos da rede básica (ONS, 2011) quanto os procedimentos de distribuição (PRODIST) (ANEEL, 2010) utilizam como classificação das durações das VTCD somente as categorias “momentânea” e “temporária.” Em ambos os documentos consideram-se as VTCD momentâneas aquelas cuja duração varia de 1 ciclo até 3 segundos, englobando portanto as categorias “instantânea” e “momentânea” descritas em Dugan et. al (2002). No entanto, para o caso das VTCD temporárias existe uma divergência nas normas brasileiras, pois o submódulo 2.8 dos procedimentos da rede básica (ONS, 2011) considera para esta categoria os fenômenos com duração inferior à 1 minuto, enquanto o Prodinst (ANEEL, 2010) contabiliza os distúrbios com até 3 minutos de duração.

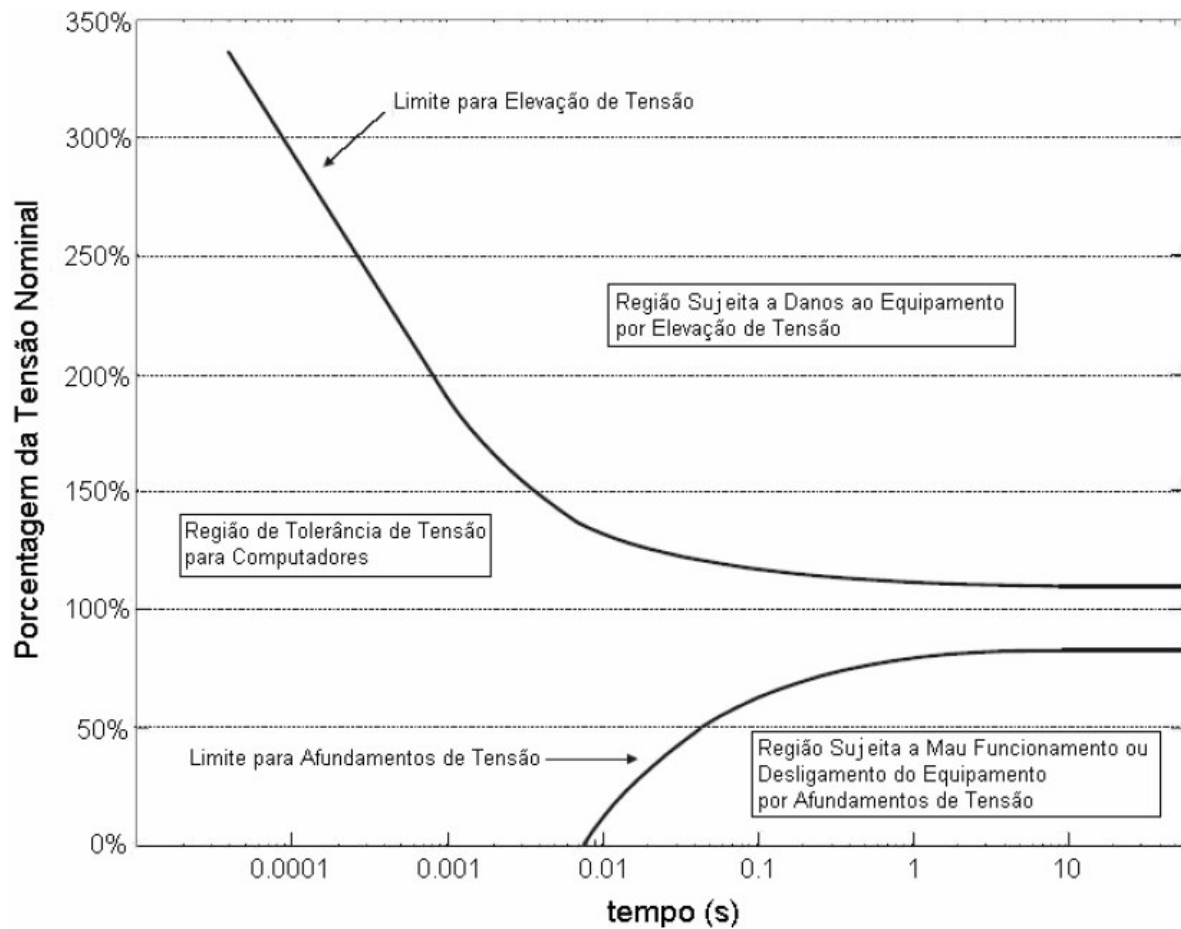
O de duração das VTCD equivale, em grande parte, ao tempo de eliminação do curto-circuito pelos dispositivos de proteção. Em sistemas de transmissão e subtransmissão os tempos de atuação da proteção costumam ser menores que em sistemas de distribuição, pois o relé de distância e o relé diferencial, que são utilizados em sistemas malhados, têm atuação mais rápida que os relés de sobrecorrente comumente empregados nos sistemas radiais de distribuição primária. Uma exceção a esta regra se dá quando a proteção do sistema de

distribuição é realizada por fusíveis limitadores, pois este tipo pode eliminar uma falta em até meio ciclo (Bollen, 2000).

### **1.2.2 Índices relacionados às VTCD**

A definição de índices quantitativos referentes aos distúrbios de QE permite avaliar o desempenho de um sistema em relação a estes problemas, estabelecer metas para estes índices e avaliar as alternativas para obtenção das metas. No que se referem às VTCD, os índices desenvolvidos se baseiam no potencial que estes eventos têm de ocasionar a falha de equipamentos sensíveis e na frequência com que ocorrem no sistema de interesse (ou em uma área deste sistema) em um intervalo de tempo específico.

Uma maneira de identificar o potencial de uma VTCD para ocasionar um mau funcionamento em uma carga sensível é elaborar uma curva experimental, denominada curva de tolerância de tensão (CTT), com as características de suportabilidade às VTCD desta carga em termos de suas magnitudes e durações. A figura 1.6 mostra a CTT desenvolvida pela *Computer Business Equipment Manufacturers Association* (CBEMA), que descreve o comportamento de computadores frente a VTCD.



**Figura 1.6 - Curva de tolerância de tensão da CBEMA (Maia, 2009).**

Em 1994, essa associação foi rebatizada como *Information Technology Industry Council* (ITIC) e uma CTT de mesmo nome foi proposta para substituir a anterior (Dugan, 2002). A Curva ITIC é mostrada na Figura 1.7.

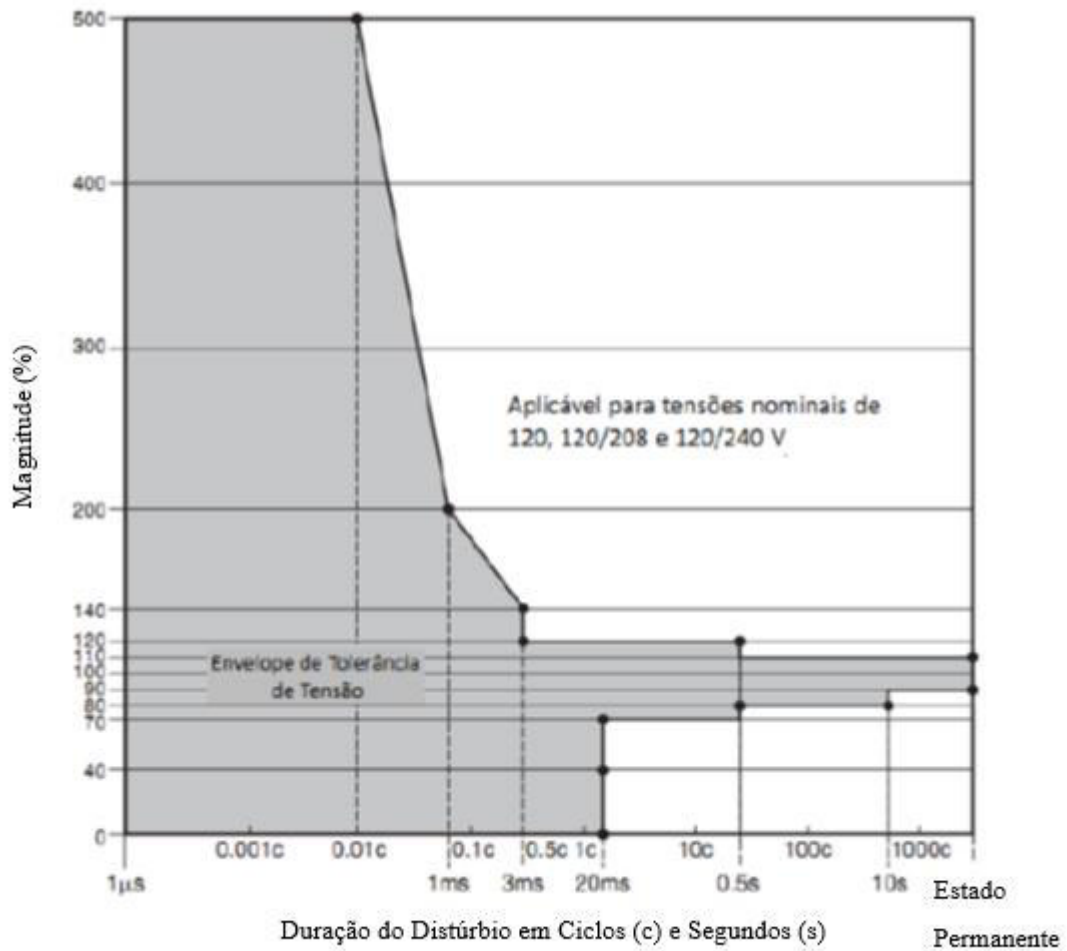


Figura 1.7 - Curva de tolerância de tensão da ITIC (adaptado de Dugan et al., 2012).

Em relação à frequência das VTCD, pode-se avaliar a performance do sistema através do cálculo do  $SARFI_{x\%}$  (*System Average RMS – Variation – Frequency Index*). Este índice registra a média de ocorrências de VTCD no sistema em um determinado período de estudo por unidade consumidora com tensão remanescente abaixo de  $x\%$  no caso de afundamentos ou acima de  $x\%$  no caso de elevações. Matematicamente é expresso por (Dugan, 2002):

$$SARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} N_i^{x\%} \times N_i^c}{N_T^c} \quad (1.1)$$

Em que  $N_i^{x\%}$  é o número de VTCD ocorridos com magnitude além do limiar  $x\%$  no  $i$ -ésimo ponto de carga,  $N_i^c$  é o número de consumidores do  $i$ -ésimo ponto de carga,  $NPC$  é o número de pontos de carga do sistema e  $N_T^c$  é o número total de consumidores do sistema. O  $SARFI_{x\%}$  pode também ser definido em termos da carga ao invés do número de consumidores, visto que esta informação pode as vezes não estar disponível, sendo assim:

$$SARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} N_i^{x\%} \times S_i^c}{S_T^c} \quad (1.2)$$

Em que  $S_i^c$  é a potência aparente instalada no  $i$ -ésimo ponto de carga e  $S_T^c$  é a carga total do sistema.

Valores típicos do limite  $x\%$  são: 140%, 120%, 110%, 90%, 80%, 70%, 50% e 10%. Os primeiros seis valores coincidem com os pontos de quebra da curva ITIC. Os últimos dois valores coincidem, respectivamente, com o ponto de quebra típico para a avaliação da suportabilidade de contadores de motor às VTCD e com a tensão residual mínima para a qual deixa-se de considerar o distúrbio como um afundamento de tensão e passa-se a considerar uma interrupção. Outra possibilidade é combinar o  $SARFI$  com uma CTT de forma a contabilizar apenas os eventos cujas características violem o envelope de tolerância de tensão da curva. Por exemplo, o  $SARFI_{ITIC}$  é calculado da seguinte forma:

$$SARFI_{ITIC} = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} N_i^{ITIC} \times N_i^c}{N_T^c} \quad (1.3)$$

Ou ainda em termos da carga aparente:

$$SARFI_{ITIC} = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} N_i^{ITIC} \times S_i^c}{S_T^c} \quad (1.4)$$

Em que  $N_i^{ITIC}$  é o número de VTCD que violam a região tolerável da curva ITIC.

### 1.3 Geração distribuída fotovoltaica

Atualmente, devido a uma série de questões técnicas, econômicas e ambientais, sistemas de potência no mundo inteiro veem gradualmente complementando o modelo de geração concentrada com o uso de geração distribuída (GD). Ou seja, consideram-se tecnologias de geração de pequeno porte (abaixo de 10 MW) de qualquer tipo, conectadas próximas ou no lugar das cargas (Borbely e Kreider, 2001).

Esta mudança de paradigma dos sistemas de potência pode ser justificada de diversas formas. A proximidade entre a carga e as fontes de geração reduz o carregamento, reduzindo perdas (consequentemente aumentando a eficiência global do sistema) e aliviando o congestionamento dos sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, devido a maior distribuição destas fontes e ao aumento da diversidade da matriz energética, a confiabilidade do sistema também é melhorada.



Do ponto de vista econômico também há uma série de vantagens pelo uso do paradigma de GD. Por exemplo, investimentos em ampliações e reforços da rede podem ser adiados devido à redução do congestionamento. Adicionalmente, a evolução da carga pode ser acompanhada mais de perto, o que reduz custos com a capacidade não utilizada (Masters, 2004). Além disso, o tempo de implantação de grandes unidades produtoras é significativamente maior. Outra razão econômica é o aumento da diversificação dos participantes do mercado de produção de energia, resultando em maior competitividade e na possibilidade de redução dos preços, muito embora o preço da energia produzida por grandes unidades geradoras convencionais seja muito baixo na maioria dos países para que pequenas unidades sejam competitivas (Bollen e Hassan, 2011).

Sem dúvida alguma, preocupações ambientais tem um papel fundamental neste contexto. Tecnologias de geração de energia elétrica tais como a solar fotovoltaica e a eólica, livres de emissão de gases do efeito estufa e de gases tóxicos são mais competitivas economicamente na forma de GD do que na forma de grandes parques geradores. Grandes usinas hidrelétricas e usinas termonucleares, apesar de terem reduzidas emissões de dióxido de carbono, apresentam outras desvantagens para o meio ambiente: os impactos ambientais da construção dos grandes reservatórios necessários para as hidrelétricas e o descarte do resíduo radioativo e a potencialidade para acidentes catastróficos para as termonucleares (Bollen e Hassan, 2011; Leão et al., 2011).

As tecnologias de GD podem ser subdivididas em dois grupos: GD convencionais e renováveis. O primeiro grupo diz respeito às tecnologias de GD cuja fonte primária de energia é a queima de um combustível fóssil, tais como: diesel, gás natural, entre outros. Já o segundo grupo corresponde àquelas tecnologias de GD cujas fontes primárias de energia são renováveis, e.g.: irradiação solar, biomassa, vento, etc.

Dentre as tecnologias de geração renováveis, a que mais tem recebido atenção no mundo é a tecnologia solar fotovoltaica (ANEEL, 2009). Esta tecnologia é de fácil instalação em qualquer espaço sujeito à incidência de luz solar, incluindo fachadas de prédios, telhados de casas, coberturas de estacionamento, etc. Além disto, é uma tecnologia de geração de energia elétrica livre de emissão de gases poluentes, ruídos e resíduos tóxicos. Tais características fazem desta tecnologia particularmente útil para aplicação em centros urbanos, especialmente nas redes de baixa tensão.

O Brasil possui um grande potencial para a utilização de GDFV devido aos altos níveis de irradiação solar e a grandes reservas de silício, um material utilizado na construção de certas tecnologias de painel fotovoltaico (PFV). No entanto, o país possui uma ainda uma produção industrial muito tímida de PFV e dos conversores de eletrônica de potência necessários para a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede, o que faz do custo de instalação de uma planta de GDFV ainda muito elevado. Devido a isto, a penetração de GDFV na matriz elétrica brasileira é ainda desprezível.

Felizmente, tais custos seguem uma tendência de redução à medida que os fabricantes intensificam sua produção ao redor do mundo, estimulados por incentivos ao uso de fontes renováveis. Confirmando-se a tendência de redução e considerando-se ainda as altas tarifas de energia praticadas no Brasil, espera-se que dentro de alguns anos o custo de geração de uma planta de GDFV se equipare à tarifa das concessionárias de distribuição. Esta situação é conhecida na literatura como paridade tarifária e que poderá ocorrer em diversas cidades brasileiras em menos de cinco anos (Zilles et al., 2012).

Além disso, em 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou duas resoluções com o objetivo de fomentar a GDFV no Brasil. São elas:

- i. Resolução 481/2012 (ANEEL, 2012a): estipula desconto para empreendimentos de geração solar nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) de 80% nos dez primeiros anos de operação e de 50% após o décimo ano para empreendimentos que entrem em operação comercial até o dia 31 de dezembro de 2017. Esta resolução também estabelece desconto de 50% para os empreendimentos que entrarem em operação após esta data.
- ii. Resolução 482/2012 (ANEEL, 2012b): estabelece as condições para conexão à rede de distribuição de sistemas de microgeração (sistemas com potência instalada menor ou igual a 100 kW) e minigeração (sistemas com potência instalada superior a 100 kW porém menor que 1 MW). Estabelece também o sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia ativa injetada à rede pela GD gera um crédito para consumo de energia elétrica desta unidade consumidora ou de outra unidade cujo o titular seja o mesmo. Finalmente, esta resolução também realiza as devidas alterações necessárias nos Procedimentos de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

É importante frisar, que o sistema de compensação descrito na segunda resolução permite o projeto de sistemas de GDFV sem bancos de bateria, barateando sobremaneira o custo total do sistema. Neste contexto favorável espera-se que a conexão de GDFV à rede experimente um considerável crescimento no país nos próximos anos.

### 1.3.1 Impactos da conexão de GDFV em sistemas de distribuição

A inserção de GD em sistemas de distribuição afeta diversos aspectos técnicos e operacionais do sistema, alterando, por exemplo: o perfil de tensão, os níveis de curto-circuito, os ajustes de proteção, índices de qualidade de energia, entre outros. No que se refere aos índices de VTCD do sistema, a inserção de GD pode os afetar de duas formas: pelo aumento das correntes de curto-circuito, ou pela melhoria do perfil de tensão.

A potência de curto-circuito do sistema tende a ser mais severas na presença de GD devido ao fato da falta ser alimentadas por mais de uma fonte. Isto faz com que a impedância equivalente do sistema no ponto de acoplamento comum seja reduzida, tendendo a elevar a tensão no local da falta. Desta forma, a inserção de GD na rede tem potencial para reduzir a severidade das VTCD.

Por outro lado, é sabido que a inserção de GD melhora o perfil de tensão do sistema, devido à redução no carregamento do mesmo. É possível observar este efeito mais claramente observando a equação da queda de tensão num segmento de alimentador radial equilibrado:

$$V_m = V_k - I_{km}Z_{km} \quad (1.5)$$

Em que  $V_k$  ( $V_m$ ) é a tensão no nó mais a montante (jusante) de um ramo  $k - m$  de impedância  $Z_{km}$ , o qual é percorrido por uma corrente  $I_{km}$ . Observa-se por (1.5), que se a corrente é reduzida por consequência do menor carregamento, então a tensão no nó final será elevada. Neste aspecto, a inserção de GD tem potencial para reduzir a severidade das VTCD devido a melhoria no perfil de tensão pré-falta. Assim, esperasse que a inserção de GD no sistema tenha um impacto de redução dos índices de VTCD do sistema. No entanto, no caso da GDFV, todos estes impactos são afetados ainda pela incerteza da potência de saída da GD, que é dependente de fatores ambientais estocásticos, a saber: a irradiância solar incidente nos PFV e a temperatura ambiente. Desta forma, devido à alta variabilidade da GDVF, deve-se levar em conta essas incertezas, de forma a verificar se o impacto da GDFV nos índices de VTCD é de fato significativo, ou se este é minimizado pela intermitência da geração.

## 1.4 Revisão bibliográfica

### 1.4.1 Revisão dos métodos de estimação dos índices de VTCD

Atualmente existem duas maneiras de se avaliar o desempenho de um sistema em relação aos afundamentos de tensão: monitorar o sistema com medidores específicos para obter os índices após o devido tempo de observação, ou o uso de técnicas probabilísticas para predição destes índices (Bollen, 2000). O primeiro método está sujeito a sérias restrições de custo, visto que depende da alocação de medidores de qualidade de energia nos pontos de carga. Além disso, os índices obtidos por esse método refletem apenas a performance do sistema com sua topologia atual, sendo incapaz de prever como estes índices irão se alterar em configurações futuras da rede. Portanto, este método é inadequado para planejamento orientado a QE, visto que ele está associado com a seleção das estratégias de mitigação mais eficientes para distúrbios de QE, tais como as VTCD. Finalmente, a avaliação preditiva de VTCD já se mostrou suficientemente precisa em relação a dados coletados em campo (Carvalho Filho et al., 2008a). Dentre os métodos de avaliação preditiva de VTCD destacam-se dois: o método de enumeração de estados (MEE) e a simulação Monte Carlo (SMC).

O MEE é um método analítico que consiste na avaliação de todos os estados possíveis de uma combinação de variáveis aleatórias envolvidas. Após esta avaliação, as estimativas dos índices de interesse são obtidas usando-se a definição de valor esperado de uma variável aleatória. Devido ao fato de variáveis aleatórias contínuas poderem gerar um número infinito de estados, faz-se necessário no MEE uma discretização das funções de distribuição de probabilidade associadas a estas variáveis. Este procedimento geralmente resulta em certa perda de precisão. Desta forma, o número de estados escolhidos para cada variável aleatória não deve ser pequeno a ponto de afetar significativamente a precisão, mas também não deve ser muito grande para não tornar o tempo de execução proibitivo. Finalmente, o custo computacional do MEE é extremamente sensível ao número de incertezas envolvidas, pois o número total de estados é dado por:

$$N^{tot} = N^{com} \times \prod_{i=1}^{N^{var}} N_i^{est} \quad (1.6)$$

Em que  $N^{tot}$  é o número total de estados,  $N^{var}$  é o número de variáveis aleatórias,  $N_i^{est}$  é o número de estados da  $i$ -ésima variável aleatória e  $N^{com}$  é o número de componentes do

sistema. Assim, a partir de (1.6) pode-se notar que o número de estados avaliados pode crescer rapidamente com número de incertezas e com o tamanho do sistema.

Aplicado na avaliação preditiva probabilística de VTCD, o MEE recebe o nome de método de posição das faltas (Conrad et al, 1991; Becker et al., 1994), pois envolve atribuir a cada linha de transmissão um certo número de posições de curto-circuito. O perfil de tensão pós-falta associado a cada uma destas posições de curto-circuito é calculado e o sistema de proteção é simulado para obter as durações das VTCD. Finalmente, estes dados são combinados com as taxas de falha das linhas para obter as frequências de VTCD em faixas de magnitude e duração. Destas estatísticas podem-se obter os outros índices. Este método de avaliação de VTCD; foi incorporado ao padrão 493 do IEEE (1997). Posteriormente, o método de posições de faltas também foi utilizado para:

- i. calcular o custo social das VTCD (Milanović e Gupta 2006a, Milanović e Gupta 2006b).
- ii. determinar o impacto, nos índices de VTCD, da conexão de GD convencional (Gnativ e Milanović, 2005) e de GD eólica (Milanović, Ali e Aung; 2007).
- iii. determinar a topologia ótima de redes de distribuição sujeita a restrições nos índices relacionados com VTCD (Chagas, 2010).

A SMC, por outro lado, ao invés de avaliar todos os estados possíveis, sorteia-os utilizando geradores de números aleatórios. Estes números aleatórios são gerados de acordo com as distribuições de probabilidade que representam as incertezas nas variáveis do sistema em estudo. Estes estados podem ser gerados tanto em ordem cronológica (SMC sequencial) quanto aleatória (SMC não-sequencial), sendo a escolha por uma destas abordagens dependente da aplicação desejada e a simulação não-sequencial geralmente preferida para análise de VTCD (Baptista, Rodrigues e Silva, 2014). Tendo-se obtido os estados por sorteio, estes são então avaliados, e ao fim da simulação são obtidas as estatísticas da variável de interesse com base no conceito de valor médio.

Essa abordagem permite que se modelem as incertezas associadas com maior precisão que no MEE. No entanto o custo computacional da SMC pode se tornar bastante elevado quando os índices estimados estão associados com eventos raros. Nestes casos, é necessário sortear um grande número de estados para calcular as estatísticas de interesse com uma precisão aceitável. É preciso observar, porém, que quanto mais incertezas forem consideradas,

mais a SMC tornar-se-á atraente em relação ao MEE devido à má escalabilidade do mesmo em relação ao número de incertezas.

A SMC foi utilizada por Faried e Aboreshaid (2003) para analisar magnitudes máximas de VTCD em redes de distribuição radiais com compensação série. No entanto, o método utilizado não considera as taxas de falha, desta forma as frequências de VTCD não podem ser obtidas e índices que dependem da frequência, como o SARFI, não podem ser calculados.

Martinez e Arnedo (2004, 2006a, 2006b) utilizaram uma SMC não-sequencial em combinação com modelos dinâmicos de rede para estudos de VTCD no domínio do tempo. Uma SMC não-sequencial também foi utilizada por Lope (2005) e por Bordalo, Rodrigues e Silva (2006) para a estimação dos índices SARFI de redes de distribuição radial utilizando modelos estáticos de rede para cálculo de curto-circuito. A mesma abordagem é utilizada por Silva (2012) para avaliação do impacto de GD eólica nos índices de VTCD de um sistema de distribuição radial.

Finalmente, o método de SMC foi utilizado por Oliveira et al. (2009) para validação de dados de monitoramento de VTCD a partir de testes de hipótese e dos intervalos de confiança das frequências e magnitudes das VTCD. Neste estudo, chegou-se à conclusão de que o tempo de monitoramento, que foi de seis meses, foi insuficiente para estimar precisamente os índices de VTCD.

Observa-se a partir das referências supra citadas, que tanto o MEE como a SMC foram utilizados com sucesso na literatura especializada para realizar uma avaliação probabilística de VTCD. Apesar das vantagens e desvantagens de cada uma das abordagens serem conhecidas, não é possível se concluir a priori qual é a mais adequada para o problema em questão. Visto que não foi encontrada na literatura uma comparação direta entre a SMC e o MEE, esta comparação será conduzida neste trabalho para que se possa decidir entre um dos dois métodos.

#### **1.4.2 Revisão dos métodos de análise de curto-circuito**

A avaliação preditiva de VTCD exige o cálculo de um grande número de cenários de curto-circuito. Desta forma, uma ferramenta de análise de falta eficiente é essencial para que a análise probabilística de VTCD seja computacionalmente viável. A análise de curto-circuito

pode ser realizada usando modelos estáticos ou dinâmicos. Ambos os modelos já foram utilizados para estimação de índices de VTCD. No entanto, a simulação dinâmica possui um custo computacional muito mais elevado que a estática. Devido a isto, sua aplicação na análise probabilística de VTCD pode ser proibitiva para sistemas muito grandes. É importante frisar que os estudos publicados por Martinez e Arnedo (2004, 2006a, 2006b), que fazem uso de simulação no domínio do tempo para estimação de VTCD utilizaram um sistema teste muito pequeno com apenas 2 alimentadores e 27 nós.

Por outro lado, como demonstrado em Carvalho Filho et al. (2008a, 2008b), a precisão dos índices calculados a partir de modelos estáticos é similar aos estimados pelo modelo dinâmico. De fato, ambos os modelos são precisos em relação aos dados históricos coletados a partir de medições. Desta forma, a análise de curto-circuito será conduzida nesta dissertação utilizando o paradigma estático.

Dentre os modelos estáticos, existem ainda dois paradigmas possíveis para modelagem de faltas desbalanceadas em redes elétricas trifásicas: a modelagem em componentes simétricas, e a modelagem em componentes de fases. O método de componentes simétricas supõe um sistema equilibrado no caso pré-falta. Entretanto, embora esta seja uma hipótese perfeitamente válida para sistemas de transmissão, não é válida para o sistema de distribuição, cujas características são intrinsicamente desbalanceadas (não transposição das linhas, presença de laterais bifásicas e monofásicas e presença de cargas desbalanceadas). Sendo assim, a técnica de componentes simétricas aplicada a distribuição obtém resultados apenas aproximados, fazendo da modelagem em componentes de fase a mais adequada neste caso.

Cinco métodos de análise de falta em coordenadas de fase foram encontrados na literatura, a saber: os métodos de Kersting (Kersting e Phillips, 1990), de Gauss-Zbus (Chen et al, 1992), de Teng (Teng, 2003), de compensação híbrida (Zhang et al., 1995) e de soma de admitâncias (Rajičić e Taleski, 1998; Todorovski e Rajičić, 2003).

O método de Kersting estima correntes de falta desbalanceadas através da aplicação da lei de Kirchhoff das tensões a um circuito equivalente da rede, do nó fonte até o ponto do defeito, resultando em uma equação para cada fase, com sete variáveis, das quais quatro podem ser especificadas sabendo-se o tipo de falta. As limitações deste método são desconsiderar a carga e a impossibilidade de analisar curtos simultâneos.

O método de Gauss-Zbus é baseado na análise nodal e possui a vantagem de poder ser aplicado tanto a circuitos radiais quanto malhados. Inicialmente, os fatores LU da matriz Ybus são obtidos e em seguida pode-se obter a corrente de falta em uma barra qualquer utilizando-se técnicas de compensação (Lema da Matriz Inversa). A desvantagem deste método se deve ao tempo necessário para a fatoração da matriz, que o torna menos veloz que os métodos projetados para redes radiais.

O método de Teng faz uso das matrizes BIBC (*Bus Injection to Branch-Current*) e BCBV (*Branch-Current to Bus Voltage*), que relacionam, respectivamente, a injeção de corrente na barra com as correntes nos ramos e as correntes nos ramos com as tensões nas barras. O uso destas matrizes permite obter a corrente de falta e as tensões pós-falta tanto para faltas individuais como simultâneas. Porém, este método é seriamente limitado por não modelar cargas do tipo impedância constante.

O método de compensação híbrida para redes radiais ou fracamente malhadas combina três métodos de compensação: para tensão constante, para malhas fechadas e para corrente de falta, sendo estas últimas atualizadas a partir da soma das injeções pós-falta e pré-falta. Observa-se, que devido ao fato das tensões pré-falta serem mais elevadas que as tensões pós-falta, a inclusão de cargas do tipo impedância constante como injeções de corrente tem potencial para reduzir a precisão deste método.

O método de soma de admitâncias (MSA) é um método de varredura regressiva-progressiva que permite a modelagem de cargas do tipo impedância constante de maneira exata. Isto faz com que, para os casos em que as cargas são constituídas 100% de impedâncias constantes (uma hipótese comum em estudos de curto-circuito (Tleis, 2008)), somente uma iteração do método seja necessária. Além disto, mesmo nos casos em que há outros tipos de carga, e o método se torna iterativo, o MSA ainda pode se beneficiar da solução exata das cargas do tipo impedância constante para reduzir o número de iterações necessárias. Devido a estas vantagens, o MSA foi escolhido como o método de análise de faltas a ser utilizado neste trabalho.

### **1.4.3 Impacto da conexão da GDFV nos índices de qualidade de energia**

Sexauer e Mohagheghi (2013) apresentaram uma metodologia probabilística para avaliar o impacto de GDFV sobre os seguintes índices probabilísticos: desequilíbrios de tensão, cintilação de tensão e variações de tensão de longa duração (VTLD). Estes índices são



estimados considerando-se incertezas associadas com as flutuações de carga e cobertura de nuvens na produção da GDFV. Estas incertezas foram modeladas na estimação de índices de qualidade de energia através da combinação das seguintes técnicas: SMC sequencial (para sortear cenários do sistema), fluxo de potência em coordenadas de fase (para estimar as tensões nodais) e distribuição de Poisson (para modelar o efeito da cobertura das nuvens).

A SMC sequencial também é utilizada por Woyte et al. (2006) para obter o efeito da inserção de GDFV nas flutuações de tensão em redes de distribuição. As flutuações de tensão são calculadas usando um modelo de fluxo de potência aproximado para cada série sintética de radiação solar amostrada pela SMC. As séries sintéticas de radiação solar são amostradas com base na análise espectral localizada de séries temporais. O período de estudo considerado pelos autores é diário com intervalos de 0,2 segundos. Devido à alta resolução do modelo, foi possível definir um índice baseado no valor RMS para medir as flutuações nas tensões nodais com uma dada duração. Desta forma, o modelo proposto em Woyte et al. (2006) pode avaliar precisamente o impacto de GDFV nas cintilações de tensão.

Shahnia et al. (2011) utilizam a SMC não-sequencial para estudar o efeito de incertezas associadas com a localização e a capacidade da GDFV nos desequilíbrios de tensão de SDBT. A SMC é usada para sortear cenários de penetração de GDFV com base na amostragem da capacidade, localização e o número de instalações residenciais com GDFV instalada. Cada cenário de penetração é combinado com padrões de carga e geração fotovoltaica para períodos de 12 horas para gerar um cenário para rede de distribuição com a inserção de GD. Cada cenário da rede de distribuição é analisado usando-se um algoritmo de fluxo de potência cronológico para estimar os índices de desequilíbrio de tensão. É importante enfatizar que o modelo proposto por Shahnia et al. (2011) considera variações cronológicas na carga e na potência de saída da GDFV, mas estas variáveis não são modeladas de forma estocástica. Ou seja, estas variáveis não são amostradas pela SMC.

A SMC não-sequencial é aplicada para realizar o dimensionamento ótimo de uma GDFV conectada a um sistema de distribuição considerando incertezas associadas com erros de previsão de carga, temperatura e radiação solar. A carga e a temperatura são modeladas usando-se as distribuições, normal e Weibull, respectivamente. Por outro lado, a radiação solar é modelada usando-se a distribuição empírica obtida a partir de dados históricos. O objetivo da técnica proposta é minimizar as perdas de potência ativa e satisfazer restrições de qualidade de energia associadas com: regulação de tensão; distorção de tensão harmônica

total; distorção da demanda total; e correntes de harmônico. Este problema de otimização é resolvido usando um procedimento de busca incremental no domínio associado com os limites mínimo e máximo para a capacidade de GDFV.

Silva et al. (2014) apresentaram uma metodologia para avaliar o impacto da GDFV e GD convencional nos índices de conformidade de tensão nodais e sistêmicos estabelecidos pela ANEEL. Estes índices foram estimados considerando-se incertezas associadas com: falhas na GD, variações na temperatura e na radiação solar, flutuações na demanda e erros de previsão de carga. A estimação dos índices de conformidade considerando estas incertezas foi realizada através da combinação das seguintes técnicas: fluxo de carga via Gauss-Zbus, modelo ARMA (*Auto Regressive Moving Average*) para séries temporais e SMC quase-sequencial. Os resultados mostram que a inserção da GDFV melhora os índices de conformidade de tensão.

A partir da revisão bibliográfica realizada, pode-se concluir que os estudos de QE com GDFV estão orientados para os seguintes índices: desequilíbrios de tensão, VTLD (índices de conformidade de tensão utilizados pela ANEEL), cintilação de tensão e harmônicos. As incertezas associadas com a GDFV foram modeladas usando-se a SMC, apesar do seu alto custo computacional, devido a sua flexibilidade para representar aspectos dependentes do tempo relacionados com a temperatura e radiação solar. Além disso, é importante enfatizar que nenhum estudo considerou o efeito da conexão de GDFV nas VTCD. A ausência deste tipo de estudo pode ser devido à complexidade para modelar as incertezas associadas com a temperatura, a radiação solar e os cenários de falta. Deve-se também mencionar que os índices de QE que foram estimados com a presença de GDFV exigem apenas um algoritmo de fluxo de potência para avaliar o estado amostrado. Contudo, a análise do efeito de GDFV na QE requer, além da do fluxo de potência (para determinar as tensões pré-falta), uma ferramenta de análise de curto-circuito (para calcular as VTCD). Adicionalmente, deve-se lembrar que a estimação precisa das VTCD também requer a modelagem da resposta do sistema de proteção para determinar as durações das VTCD. A combinação destas três ferramentas (fluxo de potência, curto-circuito e resposta da proteção) torna a avaliação do impacto da conexão de GDFV nas VTCD mais complexa do que nos outros índices de QE.

## **1.5 Motivação**

Como mostrado nas seções anteriores, a inserção de GDFV nos sistemas de distribuição brasileiros deve aumentar nos próximos anos, especialmente na baixa tensão. Desta forma, quaisquer impactos deste tipo GD nos sistemas de distribuição tornar-se-ão significativos e não poderão ser ignorados.

Por outro lado, as VTCD e em especial os afundamentos de tensão, figuram entre os principais problemas de qualidade de energia de uma rede de distribuição moderna, e seus índices serão de alguma forma afetados pela conexão da GDFV.

Além disso, a revisão bibliográfica sobre o impacto da GDFV nos índices e QE demonstrou que há uma carência de publicações sobre a análise dos efeitos da conexão de GDFV sobre as VTCD. Esta ausência de publicações pode ser devido a complexidade na modelagem das incertezas e no cálculo das magnitudes e das durações das VTCD.

Portanto, a motivação desta dissertação é calcular o impacto da GDFV nos índices de afundamentos de tensão de um sistema de distribuição, verificando se a conexão da GD os afeta positivamente ou negativamente.

## **1.6 Objetivo**

Esta dissertação tem por objetivo propor uma metodologia capaz de estimar os índices referentes aos afundamentos de tensão de um sistema de distribuição radial de baixa tensão com e sem a presença de GDFV. Busca-se com isso comparar os resultados de forma a estabelecer se a conexão da GDFV tem efeitos positivos ou negativos nos índices SARFI do sistema. Objetiva-se ainda, modelar a GDFV considerando-se a incerteza inerente à potência injetada à rede devido às variações estocásticas da sua fonte primária de energia. Adicionalmente, é desejado se realizar um estudo de sensibilidade entre a capacidade instalada da GDFV e os índices SARFI de forma a se avaliar com precisão a correlação entre as variações nos índices e o aumento da penetração deste tipo de GD no sistema.

## **1.7 Estrutura da dissertação**

Esta dissertação está dividida em 11 capítulos:

Capítulo 1: Faz uma introdução ao tema, apresenta a revisão bibliográfica dos estudos relacionados às VTCD e das ferramentas de análise de faltas utilizadas no cálculo dos índices associados. Apresenta também a motivação deste trabalho, os objetivos e a estrutura da dissertação.

Capítulo 2: Apresenta a modelagem dos componentes do sistema (cargas, pontos de aterramento do condutor neutro e transformadores) a três e a quatro condutores no método de soma de admitâncias.

Capítulo 3: Descreve o método de soma de admitâncias aplicado ao fluxo de potência de sistemas de distribuição radiais em coordenadas de fase.

Capítulo 4: Apresenta uma versão melhorada do método de soma de admitâncias para aplicações em VTCD.

Capítulo 5: Apresenta os métodos de enumeração de estados e de simulação Monte Carlo aplicados na avaliação preditiva de índices de VTCD e também uma análise comparativa detalhada entre estes dois métodos.

Capítulo 6: Descreve a modelagem da GDFV no fluxo de potência e no curto-circuito, bem como a modelagem das incertezas associadas às GD.

Capítulo 7: Apresenta a modelagem da proteção do sistema de distribuição secundária.

Capítulo 8: Descreve um modelo de obtenção dos dados estatísticos de falha de seções de alimentadores de distribuição baseados na condição de carregamento.

Capítulo 9: Descreve a metodologia proposta para a avaliação probabilística do impacto de GDFV nos índices de VTCD utilizando os métodos mostrados nos capítulos anteriores.

Capítulo 10: Descreve o sistema teste, os casos de estudo realizados e apresenta os resultados obtidos.

Capítulo 11: Apresenta as conclusões da dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

## **2 REPRESENTAÇÃO DOS COMPONENTES DA REDE PARA UTILIZAÇÃO NO FLUXO DE POTÊNCIA VIA MSA**

Devido às características intrínsecas dos sistemas de distribuição, os algoritmos convencionais de fluxo de potência utilizados em redes de transmissão tornam-se inadequados. Isto se deve particularmente por dois fatores: o inerente desequilíbrio das redes de distribuição e a topologia radial com a qual a maioria destas redes opera.

Devido a não transposição dos alimentadores de distribuição, e à presença de laterais monofásicas e bifásicas, a representação em sequência positiva utilizada no fluxo de potência convencional de transmissão somente é capaz de obter resultados aproximados. Desta forma, os métodos de fluxo de potência adequados para a distribuição são os métodos baseados no modelo de coordenadas de fase.

O segundo problema na adequação dos métodos convencionais de fluxo de carga para a distribuição se deve a dificuldade de convergência destes métodos em sistemas radiais (Shirmohammadi et al., 1988). Para solucionar este problema surgiram os métodos de varredura regressiva/progressiva. Tais métodos exploram a característica radial da rede para representá-la como uma árvore. Assim, uma determinada variável escolhida (potência, corrente ou admitância) pode ser acumulada no sentido da carga para a fonte (varredura regressiva) que então é utilizada para calcular as tensões nodais no sentido da fonte para as cargas (varredura progressiva). A modelagem da rede em coordenadas de fase também é relativamente simples nestes métodos, o que os torna particularmente atraentes para redes de distribuição.

Os principais métodos de varredura regressiva/progressiva são: soma de correntes (Shirmohammadi et al., 1988), soma de potências (Baran e Wu, 1989; Rajičić, Ačkovski e Taleski, 1994) e soma de admitâncias (MSA) (Rajičić e Taleski, 1998; Todorovski e Rajičić, 2003). Estes métodos acumulam na varredura regressiva: as correntes, as potências e as admitâncias, respectivamente, associadas com cargas e/ou ramos da rede elétrica.

Convém salientar que o MSA nada mais é que uma extensão do método de soma de correntes, no qual o percentual da carga modelada como impedância constante é incluso na varredura regressiva de maneira explícita ao invés de ser modelado como corrente equivalente. Isto faz com que o MSA seja mais rápido que o soma de correntes para os casos

em que o percentual de carga modelada como impedância constante é considerável. Além disso, o MSA pode ser utilizado para o cálculo das tensões de um sistema tanto em condições normais quanto em condições de curto circuito. Devido a isso, é o método escolhido nesta dissertação para análises de fluxo de potência e curto-circuito.

Por fim, a implementação tradicional do MSA em coordenadas de fase é feita a três fios. No entanto a modelagem pode ser facilmente estendida para quatro fios de forma a representar fidedignamente o comportamento do condutor neutro, o que é um pré-requisito importante para análise de redes de distribuição de baixa tensão com quatro condutores (três fases e o neutro).

## 2.1 Modelagem das cargas no MSA

O modelo mais generalizado de carga, conhecido como modelo ZIP, consiste na especificação de percentuais da potência nominal da carga, modelados como potência constante, corrente constante e impedância constante, i.e.:

$$P_i^\phi = P_{0i}^\phi \left( \alpha_{p_i}^\phi + \beta_{p_i}^\phi V_i^{\phi n} + \gamma_{p_i}^\phi V_i^{\phi n^2} \right) \quad (2.1)$$

$$Q_i^\phi = Q_{0i}^\phi \left( \alpha_{q_i}^\phi + \beta_{q_i}^\phi V_i^{\phi n} + \gamma_{q_i}^\phi V_i^{\phi n^2} \right) \quad (2.2)$$

Em que:

$P_i^\phi$  ( $Q_i^\phi$ ) é a potência ativa (reativa) da carga no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

$P_{0i}^\phi$  ( $Q_{0i}^\phi$ ) é a potência ativa (reativa) nominal da carga no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

$\alpha_{p_i}^\phi$  ( $\alpha_{q_i}^\phi$ ) é o percentual da carga ativa (reativa) modelada como potência constante no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

$\beta_{p_i}^\phi$  ( $\beta_{q_i}^\phi$ ) é o percentual da carga ativa (reativa) modelada como corrente constante no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

$\gamma_{p_i}^\phi$  ( $\gamma_{q_i}^\phi$ ) é o percentual da carga ativa (reativa) modelada como impedância constante no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

$V_i^{\phi n}$  é o módulo da tensão no nó  $i$  entre a fase  $\phi$  e o neutro.

Tal que os percentuais satisfaçam:  $(\alpha_{p_i}^\phi + \beta_{p_i}^\phi + \gamma_{p_i}^\phi) = (\alpha_{q_i}^\phi + \beta_{q_i}^\phi + \gamma_{q_i}^\phi) = 100\%$ .

É importante notar que nas definições das equações (2.1) e (2.2) foram utilizadas as tensões fase-neutro ao invés das tensões de fase, pois na modelagem a quatro fios a tensão do neutro pode flutuar de acordo com o estado do sistema, devido à impedância do condutor e do aterramento do neutro. Neste caso, pode-se encontrar a tensão eficaz fase-neutro como se segue:

$$V_i^{\phi n} = |E_i^{\phi n}| = |E_i^\phi - E_i^n| \quad (2.3)$$

Em que  $E_i^{\phi n}$ ,  $E_i^\phi$  e  $E_i^n$  são, respectivamente, as tensões complexas no nó  $i$  entre o condutor da fase  $\phi$  e o neutro, entre o condutor da fase  $\phi$  e a referência e entre o condutor neutro e a referência. No caso da modelagem a três fios, pode-se simplesmente fazer  $V_i^{\phi n} = |E_i^\phi|$ , visto que a tensão do neutro é considerada a mesma da referência, ou seja, nula.

No MSA as impedâncias constantes são representadas por admitâncias *shunt* e as potências constantes e correntes constantes são representadas por fontes de corrente equivalentes. Estas podem ser encontradas a partir do modelo ZIP como segue:

$$Y_i^\phi = \gamma_{p_i}^\phi P_{0_i}^\phi - j\gamma_{q_i}^\phi Q_{0_i}^\phi \quad (2.4)$$

$$I_i^\phi = \frac{P_{0_i}^\phi (\alpha_{p_i}^\phi + \beta_{p_i}^\phi V_i^{\phi n}) - jQ_{0_i}^\phi (\alpha_{q_i}^\phi + \beta_{q_i}^\phi V_i^{\phi n})}{E_i^{\phi n*}} \quad (2.5)$$

Em que:

$Y_i^\phi$  é a admitância equivalente ao percentual de carga modelada como impedância constante no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

$I_i^\phi$  é a corrente equivalente aos percentuais de carga modelada como corrente constante e potência constante no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

As correntes de carga do nó  $i$  para um modelo a quatro condutores são mostradas no circuito da Figura 2.1. Estas correntes podem ser representadas por fontes de corrente equivalente em cada condutor, de acordo com a Figura 2.2. Para isto, faz-se o valor da fonte de corrente equivalente de carga do condutor neutro  $I_n = -(I_a + I_b + I_c)$ . As fontes de corrente de carga do nó  $i$  por condutor podem ser representadas por um vetor  $J_i^{abcn}$  de dimensões  $4 \times 4$  de acordo com (2.6). Isto resulta na representação unifilar deste circuito

mostrado na Figura 2.2. Para o caso de uma modelagem a três condutores, utiliza-se um vetor  $J_i^{abc}$  para representar as correntes de carga somente dos condutores de fase, de acordo com (2.7).

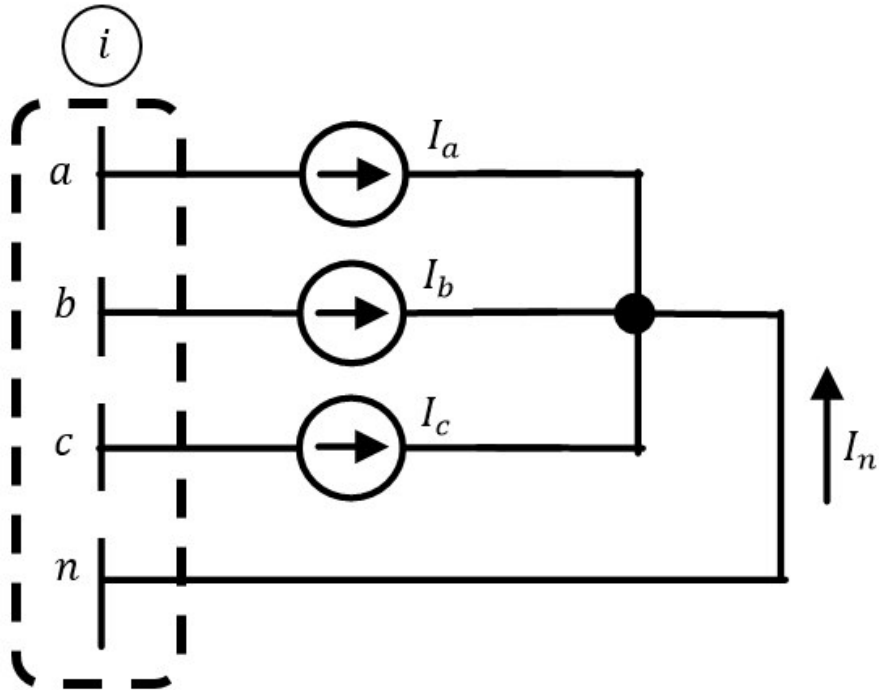


Figura 2.1 - Correntes de carga no nó  $i$  por condutor.

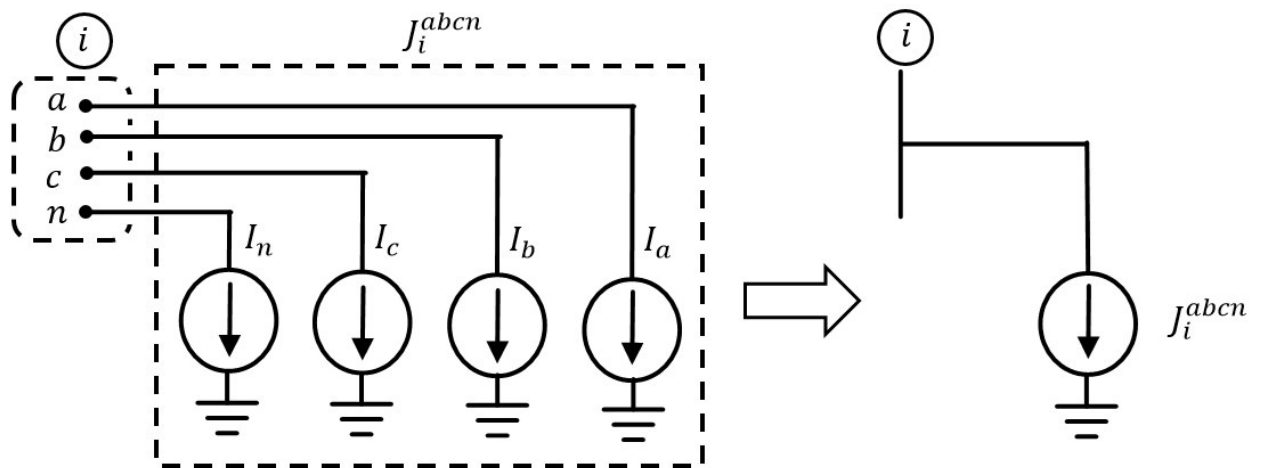


Figura 2.2 - Representação equivalente quadrifilar e unifilar das correntes de carga no nó  $i$ .



$$J_i^{abcn} = \begin{bmatrix} I_i^a \\ I_i^b \\ I_i^c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$J_i^{abc} = \begin{bmatrix} I_i^a \\ I_i^b \\ I_i^c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

O circuito para representação das cargas do tipo impedância constante do nó  $i$ , para o modelo a quatro condutores é mostrado na Figura 2.3. Nesta mesma figura, também é mostrado o diagrama unifilar do circuito de carga, no qual  $YL_i^{abcn}$  é a matriz de admitância nodal deste circuito. A construção desta matriz é mostrada em (2.8). Para o modelo a três condutores, considera-se o nó do condutor neutro solidamente aterrado, o que resulta na eliminação da quarta linha e da quarta coluna de  $YL_i^{abcn}$ . Sendo assim, a construção da matriz admitância nodal da carga para o modelo a três fios ( $YL_i^{abc}$ ) é dado pela equação (2.9).

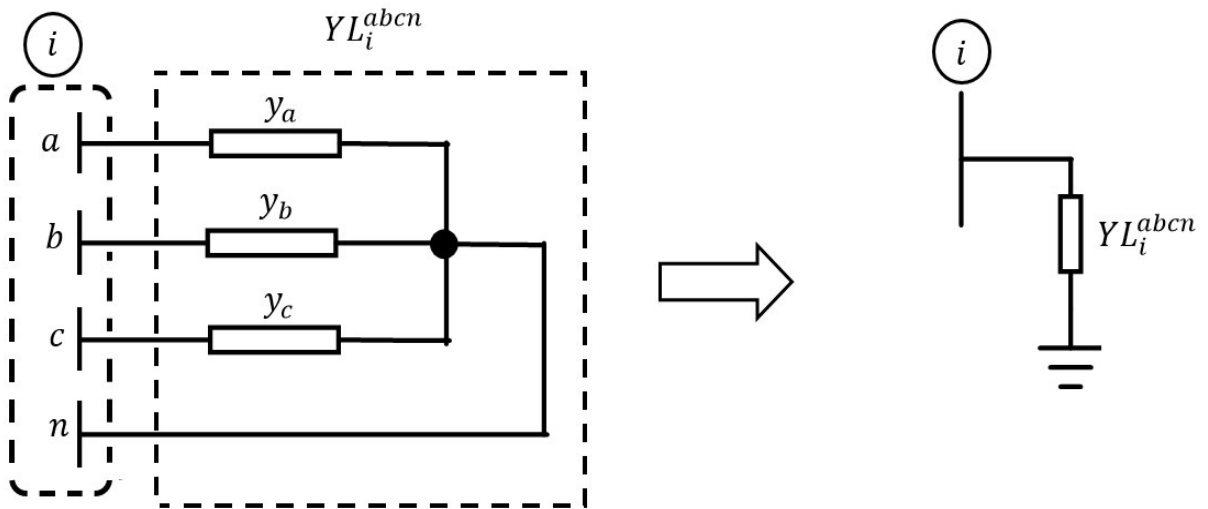


Figura 2.3 - representação quadrifilar e unifilar das admitâncias de carga no nó  $i$ .

$$YL_i^{abcn} = \begin{bmatrix} Y_i^a & 0 & 0 & -Y_i^a \\ 0 & Y_i^b & 0 & -Y_i^b \\ 0 & 0 & Y_i^c & -Y_i^c \\ -Y_i^a & -Y_i^b & -Y_i^c & Y_i^a + Y_i^b + Y_i^c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$YL_i^{abc} = \begin{bmatrix} Y_i^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_i^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_i^c \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

## 2.2 Modelagem do aterramento do neutro no MSA a quatro fios

Para a modelagem a quatro condutores do MSA é preciso considerar ainda os pontos de aterramento do condutor neutro, e a impedância do aterramento em cada um destes pontos. Tal aterramento pode ser descrito no MSA a quatro condutores por sua matriz admitância nodal:

$$YG_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_g \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Em que  $y_g$  é a admitância do aterramento no nó  $i$ . Em seguida, a matriz  $YG_i$  deve ser adicionada ao valor atual da matriz de carga no nó  $i$ , i.e.:

$$YL_i^{novo} = YG_i + YL_i^{atual} \quad (2.11)$$

## 2.3 Modelagem de seções de alimentador

A seguir apresenta-se a obtenção dos parâmetros de segmentos de alimentadores de distribuição a três e a quatro fios. Devido ao fato das linhas serem geralmente muito curtas, o efeito capacitivo foi desprezado neste trabalho e a modelagem se limita aos parâmetros série (resistência e indutância).

### 2.3.1 As equações de Carson

Devido ao desequilíbrio natural dos sistemas de distribuição, a obtenção dos parâmetros série da linha não são triviais. Surgem impedâncias mútuas entre fases próximas devido a não transposição das linhas e há ainda o efeito do retorno pela terra devido às cargas desbalanceadas. Um artigo publicado por Carson (1962) foi capaz de pela primeira vez modelar satisfatoriamente o retorno pela terra considerando-a como um condutor fictício infinito com resistividade uniforme e superfície superior plana e uniforme. Devido aos cálculos tediosos, a metodologia da linha de Carson só se tornou popular com o advento dos computadores, muitos anos após seu surgimento (Kersting, 2002). Posteriormente, o artigo foi republicado nos anais do *North American Power Symposium* (NAPS) (Carson, 2000) e reconhecido como uma das grandes contribuições do último século.

A dedução das equações de Carson é feita considerando-se que cada condutor possui um condutor imagem refletido na terra, i. e., um condutor fictício cuja distância abaixo da terra é exatamente a mesma do condutor real à terra, como mostrado na Figura 2.4:

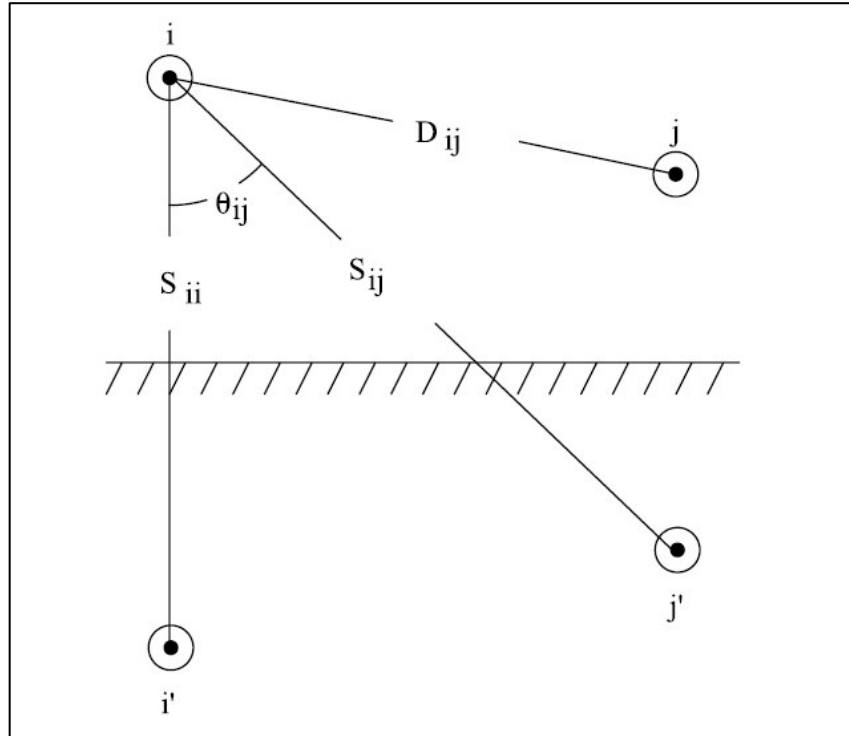


Figura 2.4 - Condutores de uma linha de transmissão aérea e suas imagens (Kersting, 2012).

Com base neste conceito é possível encontrar as equações de Carson:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left( X_i + 2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii}G \right) \quad (2.12)$$

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j \left( 2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4\omega Q_{ij}G \right) \quad (2.13)$$

Nas quais:

$z_{ii}$  é a impedância própria do condutor  $i$  em  $\Omega$ /milha.

$z_{ij}$  é a impedância mútua entre os condutores  $i$  e  $j$  em  $\Omega$ /milha.

$r_i$  é a resistência do condutor  $i$  em  $\Omega$ /milha.

$\omega = 2\pi f$  é a frequência angular do sistema em rad/s.

$f$  é a frequência do sistema em Hertz.

$G = 0,1609344 \times 10^{-3} \Omega/\text{milha}$ .

$RD_i$  é o raio do condutor  $i$  em pés.

$D_{ij}$  é a distância entre os condutores  $i$  e  $j$  em pés.

$S_{ii}$  é a distância entre o condutor  $i$  e sua própria imagem  $i'$  em pés.

$S_{ij}$  é a distância entre o condutor  $i$  e a imagem do condutor  $j$  em pés.

Sendo ainda:

$$X_i = 2\omega G \cdot \ln \frac{RD_i}{RMG_i} \quad (2.14)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) + k_{ij}^2 \cos(2\theta_{ij}) \cdot \left( 0,6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}} \right) \quad (2.15)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) \quad (2.16)$$

$$k_{ij} = 8,565 \times 10^{-4} \cdot S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (2.17)$$

Dado que:

$RMG_i$  é o raio médio geométrico do condutor em pés.

$\rho$  é a resistividade da terra em  $\Omega \cdot \text{metro}$ .

$\theta_{ij}$  é o ângulo entre as distâncias  $S_{ii}$  e  $S_{ij}$ .

### 2.3.2 As equações de Carson modificadas

Devido à complexidade das equações de Carson na sua forma original, estas costumam receber algumas simplificações de forma a facilitar a sua implementação. As equações modificadas de Carson são um exemplo destas simplificações. Uma comparação entre as equações modificadas e as originais foi feita por Kersting e Green (2011), mostrando que o erro introduzido no cálculo das tensões quando as equações modificadas são utilizadas é desprezível, validando o uso das mesmas.

As simplificações consideradas no desenvolvimento das equações modificadas de Carson consistem em utilizar somente o primeiro termo de  $P_{ij}$  e os dois primeiros termos de  $Q_{ij}$ , i. e.:

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} \quad (2.18)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k_{ij}} \quad (2.19)$$

Com isso, iniciamos substituindo (2.14) em (2.12):

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left( 2\omega G \cdot \ln \frac{RD_i}{RMG_i} + 2\omega G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii}G \right) \quad (2.20)$$

Simplificando-se (2.20) pode-se obter:

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega P_{ii}G + j2\omega G \left( \ln \frac{S_{ii}}{RMG_i} + 2Q_{ii} \right) \quad (2.21)$$

Da mesma forma, substituindo-se (2.14) em (2.13) e simplificando, obtém-se:

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega P_{ii}G + j2\omega G \left( \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 2Q_{ij} \right) \quad (2.22)$$

Se substituirmos (2.18) em (2.21) e (2.22), e fazendo  $\omega = 2\pi f$  nas duas equações, temos:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + \pi^2 f G + j4\pi f G \left( \ln \frac{S_{ii}}{RMG_i} + 2Q_{ii} \right) \quad (2.23)$$

$$\hat{z}_{ij} = \pi^2 f G + j4\pi f G \left( \ln \frac{S_{ii}}{D_{ij}} + 2Q_{ij} \right) \quad (2.24)$$

Substituindo então a equação (2.17) referente a  $k_{ij}$  na equação (2.19) referente a expressão simplificada de  $Q_{ij}$ , pode-se encontrar:

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{2}{8,565 \times 10^{-4} \times S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}}} \right) \quad (2.25)$$

A equação (2.25) pode ser expandida para:

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{2}{8,565 \times 10^{-4}} \right) + \frac{1}{2} \ln \frac{1}{S_{ij}} + \frac{1}{2} \ln \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (2.26)$$

Em seguida, (2.26) pode ser simplificada para:

$$Q_{ij} = 3,8393 - \frac{1}{2} \ln S_{ij} + \frac{1}{4} \ln \frac{\rho}{f} \quad (2.27)$$

Ou ainda, visando a substituição em (2.23) e (2.24), pode-se multiplicar (2.27) por 2 como se segue:

$$2Q_{ij} = 7,6786 - \ln S_{ij} + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \quad (2.28)$$

Fazendo-se a devida substituição de (2.28) em (2.23) e (2.24) obtém-se:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + \pi^2 f G + j4\pi f G \left( \ln \frac{S_{ii}}{RMG_i} + 7,6786 - \ln S_{ij} + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (2.29)$$

$$\hat{z}_{ij} = \pi^2 f G + j4\pi f G \left( \ln \frac{S_{ii}}{D_{ij}} + 7,6786 - \ln S_{ij} + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (2.30)$$

As equações (2.23) e (2.30) podem ser simplificadas para encontrar:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + \pi^2 f G + j4\pi f G \left( \ln \frac{1}{RMG_i} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (2.31)$$

$$\hat{z}_{ij} = \pi^2 f G + j4\pi f G \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (2.32)$$

Substituindo-se então os valores de  $\pi$  e  $G$  em (2.31) e (2.32) e considerando-se uma resistividade do solo de 100  $\Omega$ /milha, obtemos as equações modificadas de Carson em função da frequência:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0,00158836 \cdot f + j0,00202237 \cdot f \left( \ln \frac{1}{RMG_i} + 9,9812 - \frac{1}{2} \ln f \right) \quad (2.33)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0,00158836 \cdot f + j0,00202237 \cdot f \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 9,9812 - \frac{1}{2} \ln f \right) \quad (2.34)$$

### 2.3.3 Matriz de impedância primitiva e matriz de impedância de fase

Utilizando-se as equações (2.33) e (2.34) para encontrar as impedâncias série próprias e mútuas da linha, podemos montar uma matriz quadrada cujas dimensões serão iguais ao número de condutores. Tal matriz é denominada a *matriz de impedância primitiva* da linha. Por exemplo, a matriz primitiva de um segmento de linha trifásica a quatro condutores é dada por:

$$Z_{prim} = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & | & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & | & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & | & \hat{z}_{cn} \\ - & - & - & - & - \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & | & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \Omega/\text{milha} \quad (2.35)$$

Ou ainda, na sua forma particionada:

$$Z_{prim} = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Uma matriz de impedância primitiva como a do exemplo da equação (2.35) já estaria num formato adequado para uma modelagem a quatro fios, no entanto, para uma modelagem a três fios da rede de distribuição, é necessário obter a chamada *matriz impedância de fase* do segmento de linha, ou seja, uma matriz quadrada cujas dimensões equivalem às três fases do sistema trifásico, i.e., uma matriz  $3 \times 3$ . Nestes casos, pode-se encontrar tal matriz utilizando-se uma redução de Kron a partir da matriz de impedância primitiva. Assume-se para isto, que a linha possui um esquema de aterramento múltiplo do condutor neutro, de acordo com a Figura 2.5.

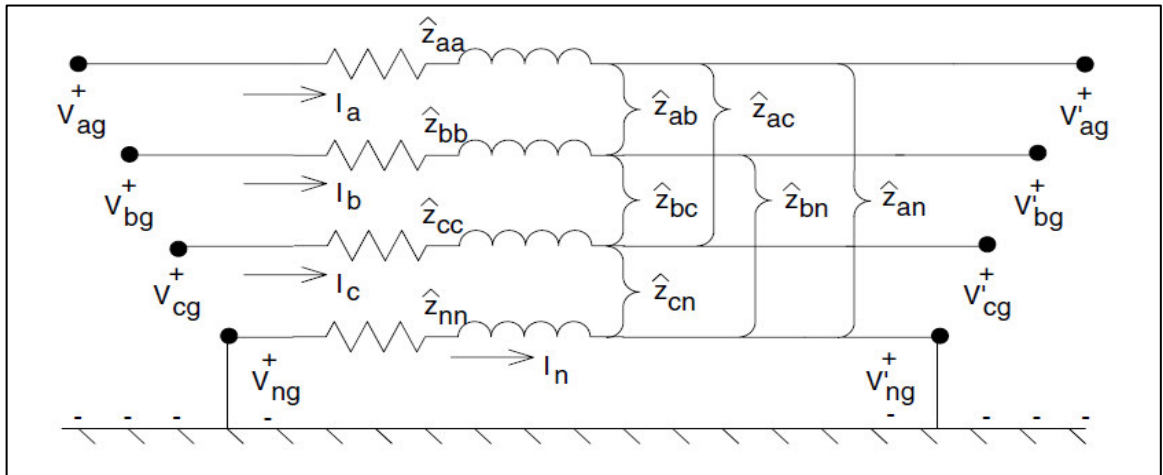


Figura 2.5 - Segmento de alimentador a 4 condutores (Kersting, 2002).

Aplicando-se a lei de Kirchhoff das tensões ao circuito da Figura 2.5, obtemos a seguinte equação matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn} \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Que pode ser colocada na forma particionada como se segue:

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{abc} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{ij} & \hat{z}_{in} \\ \hat{z}_{nj} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

No entanto, devido a hipótese assumida de que o neutro está aterrado, as tensões  $V_{ng}$  e  $V'_{ng}$  são nulas. Assim, substituindo-se em (2.38) estas tensões por zero, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{abc} \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{ij} & \hat{z}_{in} \\ \hat{z}_{nj} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

A partir da segunda linha de (2.39), pode-se encontrar a solução para  $[I_n]$ :

$$[I_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.40)$$

Substituindo-se então (2.40) na primeira linha de (2.39), pode-se encontrar:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + ([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}]) \cdot [I_{abc}] \quad (2.41)$$

Fazendo-se:

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \quad (2.42)$$

Pode-se encontrar, finalmente, a reformulação de (2.38) em termos das variáveis de fase:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [z_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.43)$$

Na qual,  $[z_{abc}]$  é a matriz impedância de fase na forma:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/\text{milha} \quad (2.44)$$

Ainda é necessário levar em conta a possibilidade de em alguma região do sistema haver linhas com um número menor de condutores do que o número exigido pelo modelo utilizado, como no caso das laterais monofásicas e bifásicas, e dos sistemas trifásicos a três condutores ao se utilizar a modelagem a quatro fios. De forma a se compensar o condutor inexistente, pode-se preencher a linha e a coluna referente ao mesmo com zeros e, devido a uma necessidade de inversão da matriz impedância no método de curto-circuito ao longo de seções de alimentador via MSA, deve-se inserir um número muito grande na diagonal principal. Por exemplo, uma lateral monofásica consistindo da fase  $a$  pode ser modelada a três condutores como:



$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & 10^6 & 0 \\ 0 & 0 & 10^6 \end{bmatrix} \Omega/\text{milha} \quad (2.45)$$

E uma lateral bifásica consistindo das fases a e c e do condutor neutro pode ser modelada a quatro condutores como:

$$[z_{abcn}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & 0 & z_{ac} & z_{an} \\ 0 & 10^6 & 0 & 0 \\ z_{ca} & 0 & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & 0 & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \Omega/\text{milha} \quad (2.46)$$

## 2.4 Modelagem dos transformadores

A matriz admitância nodal de um transformador ( $Y_t$ ) pode ser particionada nas submatrizes  $Y_{pp}, Y_{ps}, Y_{sp}$  e  $Y_{ss}$ , como mostrado na equação (2.47). A obtenção dessas submatrizes a três condutores é mostrada, para os principais tipos de conexão de transformadores, em Chen et. al. (1991). Tal modelo considera as perdas no cobre e no núcleo, bem como o tipo de conexão dos enrolamentos e o deslocamento de fase nas configurações em que isto ocorre. A Tabela 2.1 mostra as submatrizes para cada tipo de conexão.

$$[Y_t] = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

**Tabela 2.1 – Submatrizes de admitância nodal de transformadores trifásicos (Chen et al., 1991).**

| Conexão do Trafo |            | Admitância Própria |          | Admitância Mútua |             |
|------------------|------------|--------------------|----------|------------------|-------------|
| Primário         | Secundário | $Y_{pp}$           | $Y_{ss}$ | $Y_{ps}$         | $Y_{sp}$    |
| Y aterrado       | Y aterrado | $Y_I$              | $Y_I$    | $-Y_I$           | $-Y_I$      |
| Y aterrado       | Y          | $Y_{II}$           | $Y_{II}$ | $-Y_{II}$        | $-Y_{II}$   |
| Y aterrado       | $\Delta$   | $Y_I$              | $Y_{II}$ | $Y_{III}$        | $Y_{III}^t$ |
| Y                | Y aterrado | $Y_{II}$           | $Y_{II}$ | $-Y_{II}$        | $-Y_{II}$   |
| Y                | Y          | $Y_{II}$           | $Y_{II}$ | $-Y_{II}$        | $-Y_{II}$   |
| Y                | $\Delta$   | $Y_{II}$           | $Y_{II}$ | $Y_{III}$        | $Y_{III}^t$ |
| $\Delta$         | Y aterrado | $Y_{II}$           | $Y_I$    | $Y_{III}^t$      | $Y_{III}$   |
| $\Delta$         | Y          | $Y_{II}$           | $Y_{II}$ | $Y_{III}^t$      | $Y_{III}$   |
| $\Delta$         | $\Delta$   | $Y_{II}$           | $Y_{II}$ | $-Y_{II}$        | $-Y_{II}$   |

Tal que :

$$Y_I = y_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}, Y_{II} = \frac{y_t}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}, Y_{III} = \frac{y_t}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \text{ e } y_t \text{ é a admitância}$$

do transformador em p.u.

A metodologia mostrada em Chen et. al (1991) obtém a matriz de admitância nodal a partir de operações envolvendo a matriz de incidência de ramos e a matriz de admitância primitiva do transformador. Detalhes sobre este método de obtenção da matriz de admitância nodal podem ser encontrados em Stagg e El-Abiad (1968). Tal método será utilizado a seguir para obter a matriz de admitância nodal a quatro condutores de um transformador  $\Delta$ -Y com o lado secundário em Y aterrado, tal como mostrado na Figura 2.6:

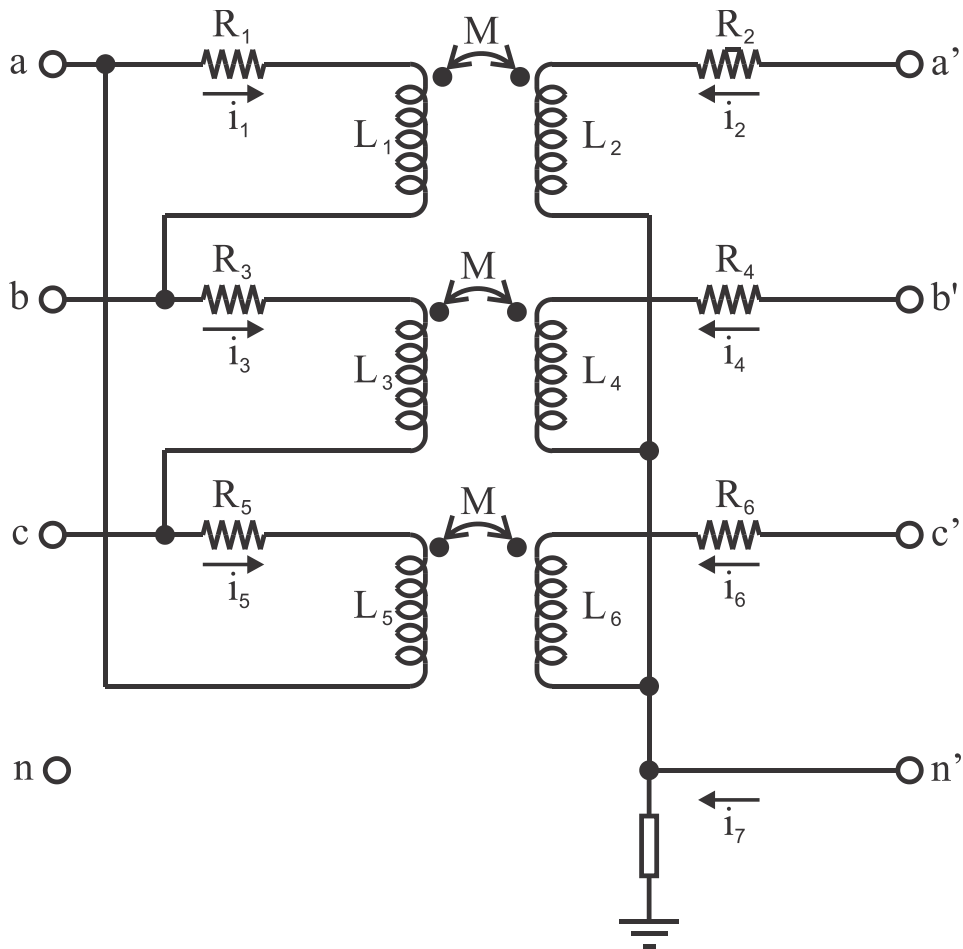


Figura 2.6 - Circuito a 4 condutores de um transformador  $\Delta$ -Y aterrado.

Em que as impedâncias próprias dos ramos são:

$$Z_1 = R_1 + j\omega L_1 \quad (2.48)$$

$$Z_2 = R_2 + j\omega L_2 \quad (2.49)$$

$$Z_3 = Z_5 = Z_1 \quad (2.50)$$

$$Z_4 = Z_6 = Z_2 \quad (2.51)$$

Prosseguindo as definições, as impedâncias mútuas entre os ramos são:

$$Z_{12} = Z_{34} = Z_{56} = Z_m = j\omega M \quad (2.52)$$

Na Figura 2.3, foi incluído um condutor de neutro fictício do lado primário com o intuito de obter um modelo a quatro condutores, mesmo que este não exista no circuito real, de forma análoga ao que é feito para modelar laterais bifásicas e monofásicas. No entanto, a falta de conectividade deste condutor em relação ao resto do circuito resulta em uma matriz de impedância primitiva singular, portanto, não inversível. Para contornar este problema, considera-se uma impedância fictícia  $Z_\infty$  de valor tendendo ao infinito para representar o circuito aberto entre o condutor fictício  $n$  e a terra, de forma que se possa realizar todo o desenvolvimento do método e, ao final, aplicar o limite  $Z_\infty \rightarrow \infty$  à matriz de admitância nodal obtida. Utilizando-se este artifício, pode-se montar a matriz de impedância primitiva do transformador ( $[Z]_{t_{prim}}$ ) a partir das suas relações de tensão e corrente, e das equações (2.48) a (2.52):

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ v_4 \\ v_5 \\ v_6 \\ v_7 \\ v_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_1 & Z_m & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_m & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 & Z_m & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_m & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_1 & Z_m & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_m & Z_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_g & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_\infty \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \\ i_7 \\ i_{ng} \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

Ou ainda, na forma matricial:

$$[V]_{ramos} = [Z]_{t_{prim}} [I]_{ramos} \quad (2.54)$$

A partir de (2.53) pode-se obter a matriz de admitância primitiva do transformador ( $[Y]_{t_{prim}} = [Z]_{t_{prim}}^{-1}$ ):

$$[Y]_{t_{prim}} = \begin{bmatrix} \frac{Z_2}{D(Z_{p_{12}})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p_{12}})} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-Z_m}{D(Z_{p_{12}})} & \frac{Z_1}{D(Z_{p_{12}})} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{Z_2}{D(Z_{p_{12}})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p_{12}})} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-Z_m}{D(Z_{p_{12}})} & \frac{Z_1}{D(Z_{p_{12}})} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{Z_2}{D(Z_{p_{12}})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p_{12}})} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-Z_m}{D(Z_{p_{12}})} & \frac{Z_1}{D(Z_{p_{12}})} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Z_g} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Z_\infty} \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Em que  $D(Z_{p_{12}}) = Z_1 Z_2 - Z_m^2$  é o determinante da submatriz de impedância primitiva

$Z_{p_{12}} = \begin{bmatrix} Z_1 & Z_m \\ Z_m & Z_2 \end{bmatrix}$ , referente aos ramos 1 e 2.

A matriz de incidência de ramos ( $[N]$ ) pode ser obtida a partir da obtenção das tensões nos ramos em função das tensões nodais tal como mostrado na equação (2.56).

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ v_4 \\ v_5 \\ v_6 \\ v_7 \\ v_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_n \\ V_{a'} \\ V_{b'} \\ V_{c'} \\ V_{n'} \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

Ou, na sua forma matricial:

$$[V]_{ramos} = [N][V]_{nodal} \quad (2.57)$$

Finalmente, pode-se obter a matriz de admitância nodal do transformador ( $[Y]_{t_{nodal}}$ ) de acordo com a equação (2.58).

$$[Y]_{t_{nodal}} = [N]^T [Y]_{t_{prim}} [N] \quad (2.58)$$

O que resulta na equação (2.59).

$$[Y]_{t_{nodal}} = \begin{bmatrix} \frac{2Z_1}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_1}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_1}{D(Z_{p12})} & 0 & \frac{-Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 & \frac{Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 \\ \frac{-Z_1}{D(Z_{p12})} & \frac{2Z_1}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_1}{D(Z_{p12})} & 0 & \frac{Z_m}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 & 0 \\ \frac{-Z_1}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_1}{D(Z_{p12})} & \frac{2Z_1}{D(Z_{p12})} & 0 & 0 & \frac{Z_m}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Z_\infty} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 & \frac{Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 & \frac{Z_2}{D(Z_{p12})} & 0 & 0 & \frac{-Z_2}{D(Z_{p12})} \\ \frac{Z_m}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 & 0 & 0 & \frac{Z_2}{D(Z_{p12})} & 0 & \frac{-Z_2}{D(Z_{p12})} \\ 0 & \frac{Z_m}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_m}{D(Z_{p12})} & 0 & 0 & 0 & \frac{Z_2}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_2}{D(Z_{p12})} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-Z_2}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_2}{D(Z_{p12})} & \frac{-Z_2}{D(Z_{p12})} & \frac{3Z_2}{D(Z_{p12})} + \frac{1}{Z_g} \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

No entanto, sabe-se que a admitância de curto-circuito do transformador ( $y_t$ ) pode ser definida por:

$$y_t = \frac{Z_2}{Z_1 Z_2 - Z_m^2} = \frac{Z_2}{D(Z_{p12})} \quad (2.60)$$

Portanto, substituindo-se (2.60) em (2.59) e fazendo-se  $Z_\infty \rightarrow \infty$ , e  $\frac{1}{Z_g} = y_g$  tem-se:

$$[Y]_{t_{nodal}} = \begin{bmatrix} 2\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & 0 & -\frac{n_1}{n_2} y_t & 0 & \frac{n_1}{n_2} y_t & 0 \\ -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & 2\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & 0 & \frac{n_1}{n_2} y_t & -\frac{n_1}{n_2} y_t & 0 & 0 \\ -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & -\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & 2\left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 y_t & 0 & 0 & \frac{n_1}{n_2} y_t & -\frac{n_1}{n_2} y_t & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{n_1}{n_2} y_t & 0 & \frac{n_1}{n_2} y_t & 0 & y_t & 0 & 0 & -y_t \\ \frac{n_1}{n_2} y_t & -\frac{n_1}{n_2} y_t & 0 & 0 & 0 & y_t & 0 & -y_t \\ 0 & \frac{n_1}{n_2} y_t & -\frac{n_1}{n_2} y_t & 0 & 0 & 0 & y_t & -y_t \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -y_t & -y_t & -y_t & 3y_t + y_g \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

Considerando-se que as admitâncias estão todas em seus valores por unidade, então a relação de transformação do transformador trifásico ( $n_1/n_2$ ) será somente:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (2.62)$$

E pode-se obter enfim, a matriz admitância nodal do transformador em sua forma final:

$$[Y]_{t_{nodal}} = \begin{bmatrix} \frac{2y_t}{3} & -\frac{y_t}{3} & -\frac{y_t}{3} & 0 & -\frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 \\ -\frac{y_t}{3} & \frac{2y_t}{3} & -\frac{y_t}{3} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & -\frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & 0 \\ -\frac{y_t}{3} & -\frac{y_t}{3} & \frac{2y_t}{3} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & -\frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & y_t & 0 & 0 & -y_t \\ \frac{y_t}{\sqrt{3}} & -\frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & 0 & 0 & y_t & 0 & -y_t \\ 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}} & -\frac{y_t}{\sqrt{3}} & 0 & 0 & 0 & y_t & -y_t \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -y_t & -y_t & -y_t & 3y_t + y_g \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

## 2.5 Resumo

Foram apresentados neste capítulo os modelos dos seguintes componentes da rede para utilização no MSA a três e a quatro condutores: cargas, pontos de aterramento do condutor neutro, seções de alimentador e transformadores. O modelo utilizado para as cargas é de admitância *shunt* em paralelo com fontes de corrente, em que as admitâncias representam as cargas do tipo impedância constante e as fontes de corrente representam as cargas do tipo potência constante e corrente constante. A partir destes parâmetros se mostrou a obtenção da matriz admitância e do vetor de injeções de corrente das cargas. A matriz de admitância dos pontos de aterramento, bem como sua inclusão na matriz de cargas também foi mostrado. Seções de alimentadores foram modeladas a partir de sua matriz de impedância primitiva obtida a partir das equações de Carson deduzidas neste capítulo. Finalmente, foi mostrado o modelo dos transformadores para utilização no MSA e a matriz de admitância nodal de um transformador tipo  $\Delta$ -Y aterrado foi deduzida. O capítulo a seguir demonstrará os cálculos efetuados pelo MSA a partir dos modelos de componentes obtidos no presente capítulo.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA EM COORDENADAS DE FASE VIA MÉTODO DE SOMA DE ADMITÂNCIAS

#### 3.1 Método de soma de admitâncias

Como em qualquer método de varredura regressiva/progressiva, o MSA exige uma prévia ordenação dos ramos do sistema. O principal pré-requisito para a varredura da rede é a ordenação dos ramos de acordo com a sua camada. O conceito de *camada*, ou de *profundidade* de um ramo de um sistema radial, consiste no número de ramos existentes entre o nó final deste ramo e o nó fonte (a barra da subestação), incluindo o próprio ramo. Os ramos devem ser ordenados em ordem crescente de camada, embora dentro de uma mesma camada não exista necessidade de uma ordem específica. A Figura 3.1 mostra um exemplo de sistema ordenado em camadas:

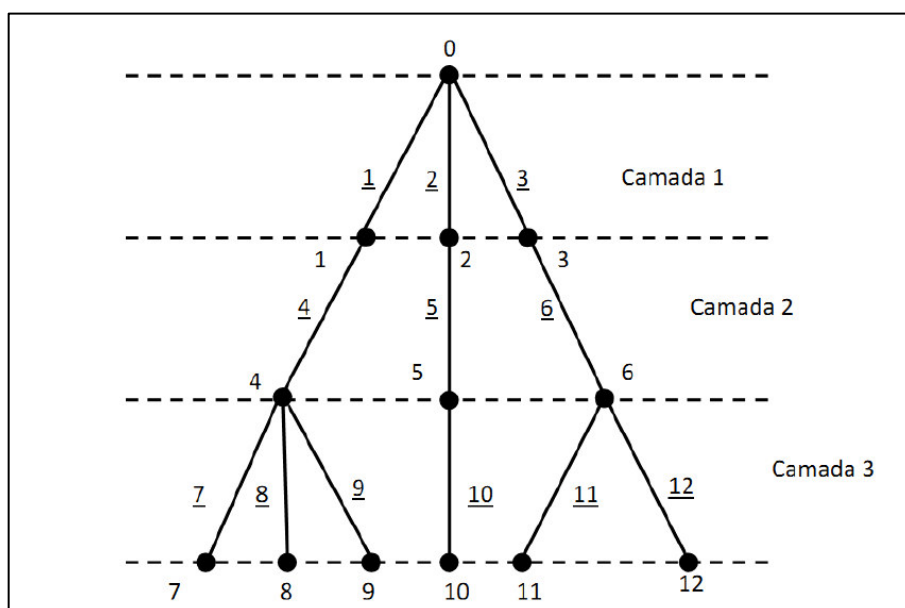


Figura 3.1 - Exemplo de rede ordenada em camadas (Vieira, 2012).

Tendo-se criado previamente a lista ordenada de ramos, cada iteração do MSA se resumirá a duas etapas, que são comuns a qualquer método de varredura: varredura regressiva (no sentido do último ramo até o primeiro ramo, dito *ramo fonte*) e varredura progressiva (no sentido inverso ao anterior). A diferença do MSA para os demais métodos de varredura, na forma com que cada uma destas etapas é realizada, está relacionada com a maneira como é feita a modelagem da carga neste método.

No MSA a carga é modelada como uma admitância em paralelo com uma injeção de corrente. Portanto, na varredura regressiva, deve-se obter, para cada nó  $k$ , a matriz de admitância equivalente e o vetor de injeção equivalente de corrente que representam o sistema visto a jusante do nó  $k$ . Para isto, convém definir três conjuntos de matrizes admitância:

- i. Matriz admitância shunt  $YL_k$  ( $k = 1, \dots, n$ ): consiste do somatório de todas as matrizes admitâncias shunt conectadas ao nó  $k$ , incluindo carga, bancos de capacitores, reatores, etc.
- ii. Matriz admitância equivalente de nó  $YE_k$  ( $k = 1, \dots, n$ ): consiste da matriz admitância vista pelo nó  $k$  equivalente à parte do sistema a jusante deste ponto que é modelada como admitância, incluindo a matriz  $YL_k$ .
- iii. Matriz admitância equivalente de ramo  $YB_{ik}$  ( $k = 1, \dots, n; i = 1, \dots, m$ ): consiste da matriz admitância do equivalente de Norton associada com o ramo  $i-k$  obtida pela eliminação do nó  $k$ .

Convém definir ainda, para o mesmo propósito, três conjuntos de vetores de injeção de corrente:

- i. Vetor de injeção de corrente shunt  $J_k$  ( $k = 1, \dots, n$ ): consiste do somatório de todas as injeções de corrente shunt no nó  $k$ , incluindo cargas, GD, etc.
- ii. Vetor de injeção de corrente equivalente de nó  $JE_k$  ( $k = 1, \dots, n$ ): consiste do vetor de injeção de corrente visto pelo nó  $k$  equivalente à parte do sistema a jusante deste ponto que é modelada como fonte de corrente, incluindo o vetor  $J_k$ .
- iii. Vetor de injeção de corrente equivalente de ramo  $JB_{ik}$  ( $k = 1, \dots, n; i = 1, \dots, m$ ): consiste do vetor de injeção de corrente do equivalente de Norton associado com o ramo  $i-k$  obtido pela eliminação do nó  $k$ .

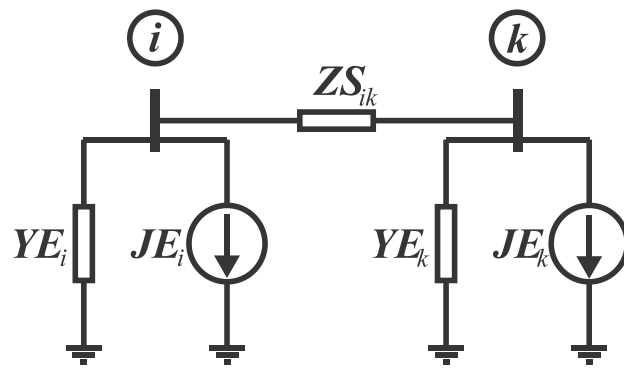
Por uma questão de facilidade computacional, o MSA se inicia com a seguinte atribuição de variáveis:

$$YE_k = YL_k \quad k = 1, \dots, n \quad (3.1)$$

$$JE_k = J_k \quad k = 1, \dots, n \quad (3.2)$$

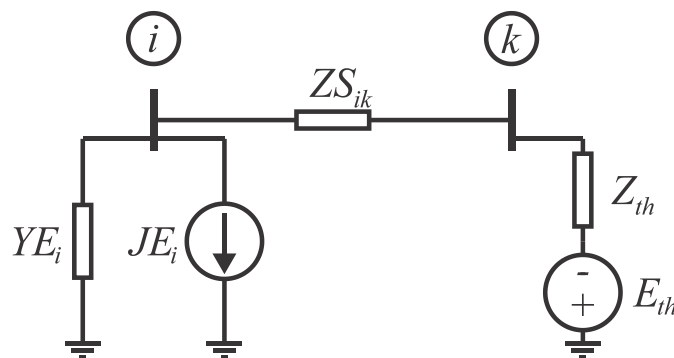
Desta forma, o circuito equivalente dos segmentos de alimentador utilizado para a varredura regressiva do MSA tem a forma da Figura 3.2:





**Figura 3.2 - Circuito equivalente para varredura regressiva do MSA (adaptado de Bordalo, Rodrigues e Silva, 2006).**

A obtenção das equações da varredura regressiva inicia-se com a transformação do circuito equivalente de Norton no nó  $k$  em um circuito equivalente de Thévenin de acordo com a Figura 3.3:



**Figura 3.3 - Primeiro circuito equivalente para obtenção das equações da varredura regressiva do MSA.**

Assim, de acordo com o teorema de conversão de fonte temos:

$$Z_{th} = (YE_k)^{-1} \quad (3.3)$$

$$V_{th} = Z_{th} \cdot JE_k \quad (3.4)$$

Prosseguindo, pode-se somar as duas impedâncias série da Figura 3.3, resultando no circuito da Figura 3.4:

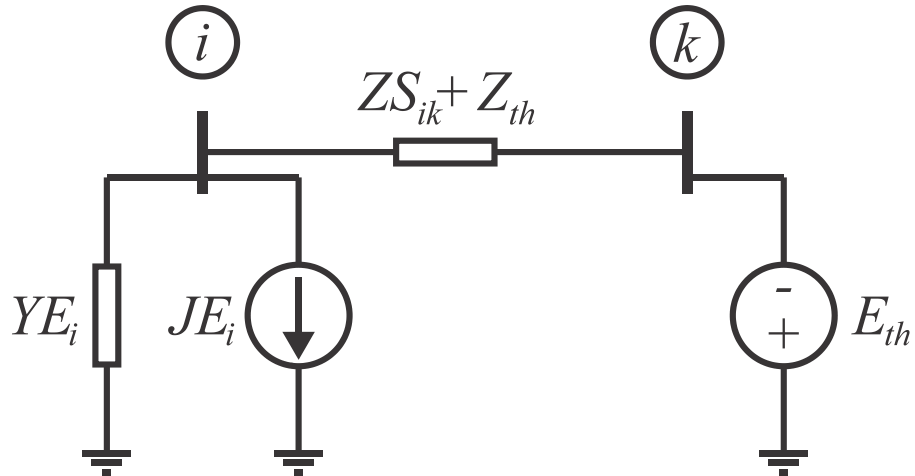


Figura 3.4 - Segundo circuito equivalente para obtenção das equações da varredura regressiva do MSA.

Finalmente, pode-se realizar a transformação inversa do circuito de Thévenin a jusante do nó  $i$  para o seu circuito equivalente de Norton mostrado na Figura 3.5:

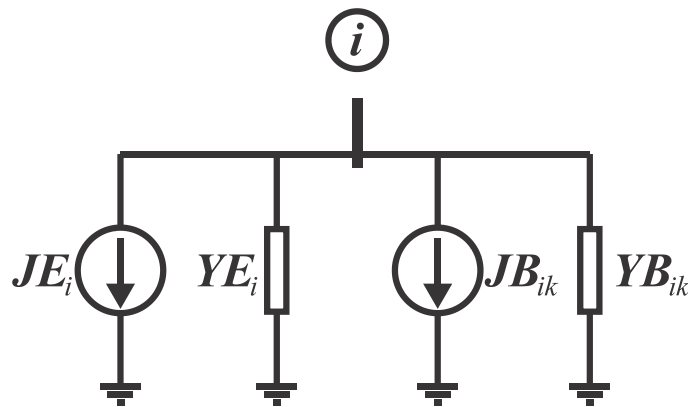


Figura 3.5 – Circuito resultante do processamento do ramo  $i-k$  na varredura regressiva do MSA.

Em que o termo  $YB_{ik}$  pode ser obtidos como se segue:

$$YB_{ik} = [ZS_{ik} + Z_{th}]^{-1} = \quad (3.5)$$

$$= [ZS_{ik} + (YE_k)^{-1}]^{-1} = \quad (3.6)$$

$$= [(I + ZS_{ik}YE_k)(YE_k)^{-1}]^{-1} = \quad (3.7)$$

$$= YE_k(I + ZS_{ik}YE_k)^{-1} \quad (3.8)$$

Em que  $I$  é a matriz identidade. Por questões de simplificação computacional, pode-se definir ainda  $D_{ik} = (I + ZS_{ik}YE_k)^{-1}$ , de onde se segue, finalmente, que:

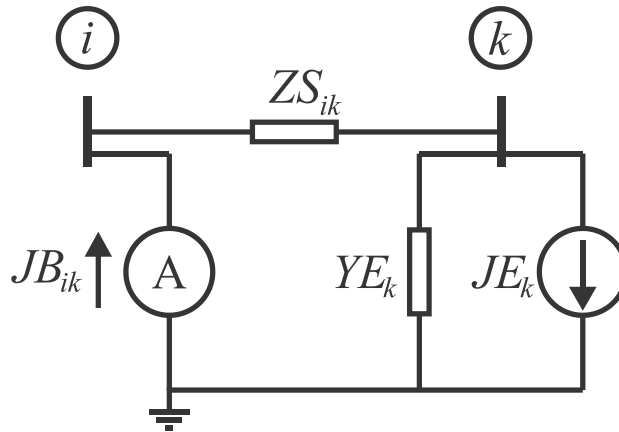
$$YB_{ik} = YE_k D_{ik} \quad (3.9)$$

Um procedimento muito semelhante, partindo da mesma sequência de transformações de circuitos, pode ser utilizada para deduzir a seguinte fórmula para o valor de  $JB_{ik}$ :

$$JB_{ik} = YB_{ik}(YE_k)^{-1}JE_k \quad (3.10)$$

No entanto, esta maneira de calcular  $JB_{ik}$  apresenta sérias restrições para o cálculo de curtos-circuitos, pois as matrizes admitância das faltas monofásicas, bifásicas (aterradas e não aterradas) e trifásicas não aterradas são singulares. Portanto, estes tipos de falta só podem ser calculadas pela formulação clássica do MSA se não houver nenhuma fonte de corrente à jusante do ponto de conexão do curto.

Um método alternativo para obtenção de  $JB_{ik}$  foi proposto por Bordalo, Rodrigues e Silva (2004) para solucionar o problema da inversão de matrizes singulares do método original. A demonstração envolve o uso da lei de Kirchhoff das Correntes para obter a corrente que passa por um amperímetro conectado entre o nó  $i$  e a referência assim como mostrado na Figura 3.6.



**Figura 3.6 – Circuito equivalente para obtenção de  $JB_{ik}$  (adaptado de Bordalo, Rodrigues e Silva, 2004).**

A aplicação da análise nodal no circuito da Figura 3.6 resulta na seguinte equação:

$$(ZS_{ik})^{-1}(E_k - E_i) + YE_k E_k = -JE_k \quad (3.11)$$

Devido ao fato do amperímetro ter impedância nula, pode-se reescrever (3.11) considerando-se  $E_i = 0$ , como se segue:

$$(ZS_{ik})^{-1}E_k + YE_k E_k = -JE_k \quad (3.12)$$

Pode-se ainda manipular (3.12) para obter  $E_k$  da seguinte forma:

$$E_k = -[(ZS_{ik})^{-1} + YE_k]^{-1} JE_k = \quad (3.13)$$

$$= -(I + ZS_{ik}YE_k)^{-1}ZS_{ik}JE_k \quad (3.14)$$

$$E_k = -D_k ZS_{ik}JE_k \quad (3.15)$$

A expressão da corrente  $JB_{ik}$  pode ser obtida da aplicação direta da lei de Kirchhoff das correntes no circuito da Figura 3.6, tal como se segue:

$$JB_{ik} = YE_k E_k + JE_k \quad (3.16)$$

Substituindo-se (3.15) em (3.16) obtém-se:

$$JB_{ik} = -YE_k D_k ZS_{ik} JE_k + JE_k \quad (3.17)$$

E finalmente, colocando-se  $JE_k$  em evidência:

$$JB_{ik} = (I - YE_k D_k ZS_{ik}) JE_k \quad (3.18)$$

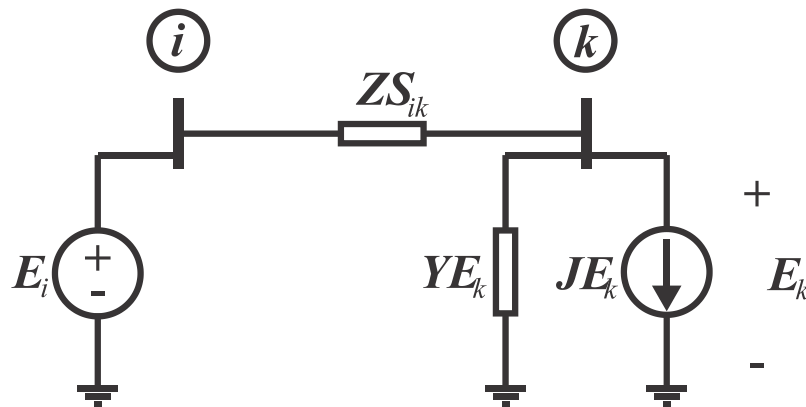
Tendo-se obtidos os valores de  $YB_{ik}$  e  $JB_{ik}$ , pode-se então atualizar os valores de  $YE_i$  e  $JE_i$ :

$$YE_i^{novo} = YE_i^{atual} + \sum_{j \in JN} YB_{ij} \quad (3.19)$$

$$JE_i^{novo} = JE_i^{atual} + \sum_{j \in JN} JB_{ij} \quad (3.20)$$

Em que  $JN$  é o conjunto de todos os ramos imediatamente a jusante do nó  $i$ .

Tendo-se obtido as variáveis de interesse na varredura regressiva, pode-se dar início ao cálculo das tensões na varredura progressiva. Para isto, utiliza-se como referência o circuito da Figura 3.7:



**Figura 3.7 - Circuito de referência para a varredura progressiva do MSA (adaptado de Bordalo, Rodrigues e Silva, 2006).**

A partir do circuito, pode-se utilizar o princípio da superposição dos efeitos para obter independentemente a contribuição da fonte de tensão e da fonte de corrente à tensão no nó  $k$ . Estas contribuições podem ser então somadas para que se encontre a tensão  $E_k$ .

A contribuição da fonte de tensão pode ser encontrada considerando-se a fonte de corrente como um circuito aberto, tal como mostrado na Figura 3.8:

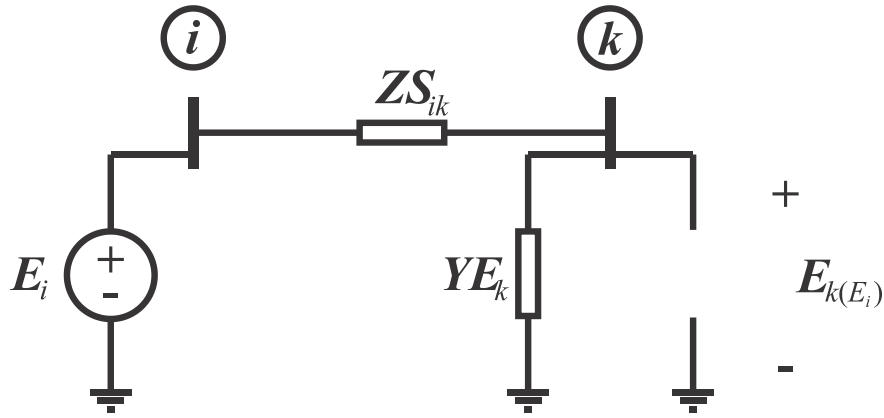


Figura 3.8 - Abertura da fonte de corrente do circuito de varredura progressiva do MSA.

Da aplicação da lei de Kirchhoff das tensões ao circuito, obtém-se:

$$E_i = ZS_{ik}I_s + YE_k^{-1}I_s \quad (3.21)$$

A partir de (3.21) pode-se explicitar  $I_s$  como se segue:

$$E_i = (ZS_{ik} + (YE_k)^{-1})I_s \quad (3.22)$$

$$I_s = (ZS_{ik} + (YE_k)^{-1})^{-1}E_i \quad (3.23)$$

Evidenciando-se  $YE_k$  em (3.23) encontra-se:

$$I_s = YE_k(ZS_{ik}YE_k + I)^{-1}E_i \quad (3.24)$$

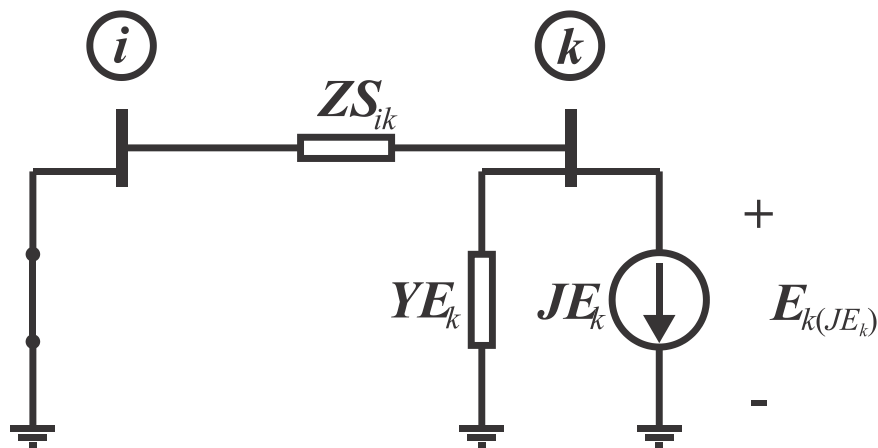
No entanto,  $(ZS_{ik}YE_k + I)^{-1} = D_k$ , portanto:

$$I_s = YE_kD_kE_i \quad (3.25)$$

Sabe-se da lei de Ohm, que  $E_{k(E_i)} = YE_k^{-1}I_s$ , logo, chega-se finalmente à contribuição da fonte de tensão à  $E_k$ :

$$E_{k(E_i)} = (YE_k)^{-1}YE_kD_kE_i = D_kE_i \quad (3.26)$$

Já para a contribuição da fonte de corrente, considera-se a fonte de tensão como um curto-circuito tal como mostrado na Figura 3.9.



**Figura 3.9 - Curto-circuito da fonte de tensão do circuito de varredura progressiva do MSA.**

A aplicação da lei de Kirchhoff das correntes no circuito da Figura 3.9 resulta na seguinte equação:

$$JE_k + ZS_{ik}^{-1}E_{k(JE_k)} + YE_kE_{k(JE_k)} = 0 \quad (3.27)$$

A seguir, a contribuição da fonte de corrente pode ser determinada da seguinte forma:

$$(ZS_{ik}^{-1} + YE_k)E_{k(JE_k)} = -JE_k \quad (3.28)$$

$$E_{k(JE_k)} = -(ZS_{ik}^{-1} + YE_k)^{-1}JE_k \quad (3.29)$$

$$E_{k(JE_k)} = -(I + ZS_{ik}YE_k)^{-1}ZS_{ik}JE_k \quad (3.30)$$

E então, desde que  $(I + ZS_{ik}YE_k)^{-1} = D_k$ , tem-se que:

$$E_{k(JE_k)} = -D_kZS_{ik}JE_k \quad (3.31)$$

Finalmente, a tensão no nó  $k$  pode ser encontrada somando-se as contribuições independentes das duas fontes:

$$E_k = E_{k(JE_k)} + E_{k(E_i)} \quad (3.32)$$

$$E_k = -D_kZS_{ik}JE_k + D_kE_i \quad (3.33)$$

Colocando-se  $D_k$  em evidência na equação (3.34), encontra-se a expressão final do cálculo de tensão da varredura progressiva:

$$E_k = D_k(E_i - ZS_{ik}JE_k) \quad (3.34)$$

Tendo-se obtido as equações referentes às varreduras regressiva e progressiva do MSA, pode-se então elaborar o seguinte algoritmo conceitual:

- i. Inicializar as tensões nodais. Uma partida comum é a chamada *flat start*:  $V_a = 1\angle 0^\circ p.u.$ ,  $V_b = 1\angle -120^\circ p.u.$ ,  $V_c = 1\angle 120^\circ p.u.$ , e no caso de uma modelagem a quatro condutores,  $V_n = 0 p.u.$
- ii. Repetir os passos (iii) até (vi) para  $j = Nr, \dots, 1$ . (Varredura regressiva).
  - iii. Obter o ramo  $j$  da lista ordenada de ramos.
  - iv. Obter os nós inicial ( $i$ ) e final ( $k$ ) do ramo  $j$ .
  - v. Calcular  $YE_k$  utilizando-se a equação (3.19).
  - vi. Obter  $YB_{ik}$  utilizando-se a equação (3.9).
- vii. Repetir os passos (viii) a (xvi) até que um dos critérios de parada seja atingido.
  - viii. Repetir os passos (ix) até (xii) para  $j = Nr, \dots, 1$ . (Varredura regressiva).
    - ix. Obter o ramo  $j$  da lista ordenada de ramos.
    - x. Obter os nós inicial ( $i$ ) e final ( $k$ ) do ramo  $j$ .
    - xi. Calcular  $JE_k$  utilizando-se a equação (3.20).
    - xii. Obter  $JB_{ik}$  utilizando-se a equação (3.18).
  - xiii. Repetir os passos (xiv) até (xvi) para  $j = 1, \dots, Nr$ . (Varredura progressiva).
    - xiv. Obter o ramo  $j$  da lista ordenada de ramos.
    - xv. Obter os nós inicial ( $i$ ) e final ( $k$ ) do ramo  $j$ .
    - xvi. Obter a tensão  $V_k$  utilizando a equação (3.34).
- xvii. Finalizar o algoritmo.

Pode-se observar do algoritmo proposto, que o processamento dos ramos para obtenção das admitâncias equivalentes  $YE_k$  é feita somente uma vez, fora do laço principal, o que reduz o custo computacional do método.

Além disso, devido ao fato do MSA necessitar de somente uma iteração para os casos em que há no sistema somente cargas do tipo impedância constante e/ou fonte de corrente constante e independente da tensão, faz-se necessário que um dos critérios de parada seja exatamente interromper a execução após a primeira iteração se esta condição de carregamento for verdadeira. Para os casos em que o MSA é iterativo, o critério de parada é atingido quando o máximo desvio de magnitude das tensões de fase entre duas iterações consecutivas é menor que uma tolerância especificada.

### 3.2 Modelagem dos transformadores no MSA

As equações para modelagem de transformadores no MSA foram desenvolvidas em Todorovski e Rajičić (2003), tal demonstração é reproduzida nesta seção. Considere inicialmente o circuito da Figura 3.10.

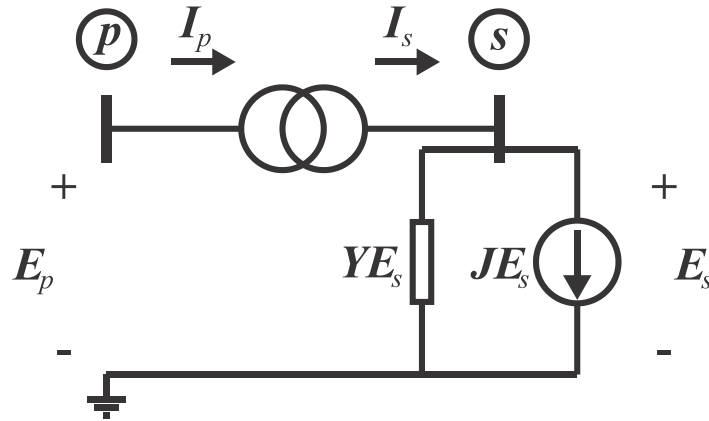


Figura 3.10 - Circuito equivalente para modelagem o transformador no MSA.

Das relações de tensão e corrente do transformador pode-se montar o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} I_p \\ -I_s \end{bmatrix} = [Y_t] \begin{bmatrix} E_p \\ E_s \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Em que  $I_p$ ,  $I_s$ ,  $E_p$  e  $E_s$  são, respectivamente, os vetores de corrente do primário, corrente do secundário, tensão do primário e tensão do secundário; e  $Y_t$  é a matriz admitância do transformador particionada de acordo com a equação (2.47).

Utilizando-se a lei de Kirchhoff das correntes no circuito da Figura 3.10 encontra-se:

$$I_s = YE_s E_s + JE_s \quad (3.36)$$

A partir das equações (3.35) e (3.36) pode-se obter a tensão no lado secundário  $E_s$ :

$$E_s = D_s E_p + Z_s J E_s \quad (3.37)$$

Tal que:

$$Z_s = -(YE_s + Y_{ss})^{-1} \quad (3.38)$$

$$D_s = Z_s Y_{sp} \quad (3.39)$$

Utilizando-se as equações (3.35) e (3.36) obtém-se a matriz admitância nodal e o vetor de injeções de correntes equivalentes do circuito da Figura 3.10 no lado primário do



transformador, sendo portanto as equações da varredura regressiva do transformador no MSA dadas por:

$$YE_p = Y_{pp} + Y_{ps}D_s \quad (3.40)$$

$$JE_p = Y_{ps}Z_sJE_s \quad (3.41)$$

Finalmente, a equação para o cálculo da tensão no secundário na varredura progressiva pode ser obtida substituindo-se (3.39) em (3.37), completando o modelo do transformador no MSA:

$$E_s = Z_s(Y_{sp}E_p + JE_s) \quad (3.42)$$

É importante observar, que nenhuma das submatrizes do transformador é invertida diretamente no MSA. Ao invés disso, inverte-se a soma de  $Y_{ss}$  e  $YE_s$ , de forma que o MSA é indiferente a singularidade de  $Y_{ss}$  encontrada em algumas configurações de transformador, exceto para os casos em que o transformador está localizado na última camada do sistema e não haja carga do tipo impedância constante no seu lado secundário, casos estes para os quais  $YE_s$  é nulo. Nestes casos, pode-se contornar este problema inserindo-se no secundário do transformador uma carga do tipo admitância constante com um valor muito pequeno, e.g.,  $10^{-4}$  S. Esta carga de valor residual não afetará o estado do sistema de forma significativa, mas será suficiente para tornar a inversão possível.

### 3.3 Resumo

Este capítulo apresentou MSA para obtenção do estado da rede. O esquema de ordenação dos ramos necessário para criar a estrutura de navegação das varreduras regressiva e progressiva do método foi apresentado. As equações das respectivas varreduras foram deduzidas tanto para ramos do tipo seção de alimentador quanto para ramos do tipo transformador. O algoritmo conceitual do MSA foi apresentado à partir das equações deduzidas. O próximo capítulo apresentará o uso do MSA para avaliação de curtos-circuitos.

## 4 CURTO-CIRCUITO EM COORDENADAS DE FASE VIA MSA

### 4.1 Modelagem dos tipos de falta

Em uma rede desequilibrada existem cinco possíveis configurações de curto-circuito (Brown, 2009), são estas: trifásico à terra, trifásico, bifásico à terra, bifásico e monofásico. A combinação destes cinco tipos de faltas com as três fases de um ramo trifásico resulta em onze combinações diferentes. Utilizando-se a modelagem a quatro condutores, pode-se distinguir ainda as faltas envolvendo os condutores fase e o condutor neutro, daquelas em que há contato direto entre os condutores fase e a terra. No entanto, a diferença entre estes casos deve ser desprezível e faltas envolvendo o condutor neutro não são modeladas neste trabalho. As matrizes admitância que representam os tipos de falta são mostradas nas seções a seguir.

#### 4.1.1 Faltas trifásicas à terra

O circuito equivalente de uma falta trifásica à terra é mostrado na Figura 4.1, na qual  $y_f$  é a admitância da falta.

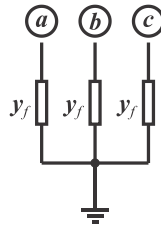


Figura 4.1 - Circuito para análise de falta trifásica à terra.

A matriz de admitância nodal do circuito da Figura 4.1 para a modelagem a três condutores é dada por:

$$Y_{abc-T}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Ou ainda, a quatro condutores:

$$Y_{abc-T}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

### 4.1.2 Falta trifásicas

O circuito equivalente de um curto trifásico sem conexão à terra é mostrado na Figura 4.2:

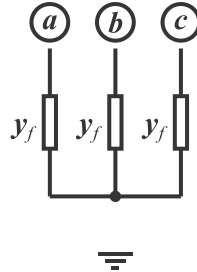


Figura 4.2 - Circuito para análise de falta trifásica.

Devido ao fato do ponto de acoplamento comum do circuito da Figura 4.2 estar flutuando em relação à referência, não é possível obter a matriz admitância desta configuração, no entanto, pode-se contornar este problema por meio de uma transformação  $\Delta$ -Y, para encontrar o circuito da Figura 4.3:

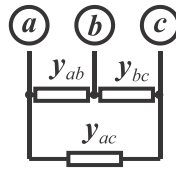


Figura 4.3 - Circuito para análise de falta trifásica após transformação  $\Delta$ -Y.

A partir do novo circuito pode-se obter então as seguintes matrizes de admitância nodal a três e a quatro condutores, respectivamente:

$$Y_{f_{abc}}^{3fios} = \begin{bmatrix} y_{ab} + y_{ac} & -y_{ab} & -y_{ac} \\ -y_{ab} & y_{ab} + y_{bc} & -y_{bc} \\ -y_{ca} & -y_{bc} & y_{bc} + y_{ca} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$Y_{f_{abc}}^{4fios} = \begin{bmatrix} y_{ab} + y_{ac} & -y_{ab} & -y_{ac} & 0 \\ -y_{ab} & y_{ab} + y_{bc} & -y_{bc} & 0 \\ -y_{ca} & -y_{bc} & y_{bc} + y_{ca} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

No entanto, visto que as admitâncias em Y do circuito da Figura 4.2 são iguais, então as admitâncias equivalentes em  $\Delta$  serão  $y_{ab} = y_{bc} = y_{ac} = \frac{y_f}{3}$ . Substituindo-se estes valores em (4.3) e (4.4) obtém-se respectivamente:

$$Y_{f_{abc}}^{3fios} = \frac{y_f}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$Y_{f_{abc}}^{4fios} = \frac{y_f}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 & 0 \\ -1 & 2 & -1 & 0 \\ -1 & -1 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

### 4.1.3 Faltas bifásicas à terra

Faltas bifásicas podem ocorrer em três possíveis combinações:  $a$ - $b$ ,  $b$ - $c$  e  $c$ - $a$ . Nesta seção e na seguinte, serão mostrados os circuitos referentes somente a faltas envolvendo as fases  $a$  e  $c$ . Os circuitos e as matrizes de admitância para as outras combinações de fases sob falta são similares àqueles referentes à combinação das fases  $a$  e  $c$ . A análise dos circuitos para esta combinação de fases será estendida para obter as matrizes admitância desta e das demais combinações de fase. A Figura 4.4 mostra o circuito equivalente de uma falta bifásica à terra.

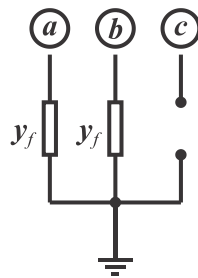


Figura 4.4 - Circuito para análise de falta bifásica à terra entre as fases  $a$  e  $c$ .

A partir do circuito da Figura 4.4 pode-se obter as seguintes matrizes para modelagem a três e a quatro condutores, respectivamente:

$$Y_{f_{ab-T}}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$Y_{f_{ab-T}}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Analogamente às equações (4.7) e (4.8), pode-se obter para uma falta à terra envolvendo as fases  $b$  e  $c$ :

$$Y_{f_{bc-T}}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$Y_{f_{bc-T}}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

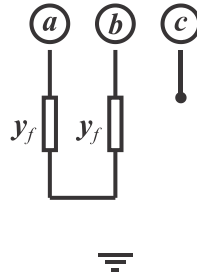
Para uma falta bifásica à terra envolvendo as fases  $a$  e  $c$ :

$$Y_{f_{ca-T}}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

$$Y_{f_{ca-T}}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

#### 4.1.4 Faltas bifásicas

A Figura 4.5 mostra o circuito referente a uma falta bifásica envolvendo as fases  $a$  e  $b$ :



**Figura 4.5 - Circuito para análise de falta bifásica entre as fases  $a$  e  $b$ .**

De forma similar ao caso da falta trifásica, devido ao fato do ponto comum estar flutuando em relação à referência, não é possível obter a matriz admitância do circuito da Figura 4.5 na forma como ele se apresenta. Ao invés disso, deve-se obter a admitância equivalente entre as fases  $a$  e  $b$ , o que pode ser feito combinando-se as admitâncias em série  $y_f$  tal como se segue:

$$y_{ab}^{eq} = \frac{y_f \times y_f}{y_f + y_f} = \frac{y_f}{2} \quad (4.13)$$

Da equação (4.13), e sabendo-se ainda que  $y_{bc} = y_{ca} = 0$ , pode-se encontrar:

$$Y_{f_{ab}}^{3fios} = \frac{y_f}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$Y_{f_{ab}}^{4fios} = \frac{y_f}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

De forma análoga ao caso da falta bifásica entre as fases  $a$  e  $b$ , pode-se encontrar para as demais combinações de fases:

$$Y_{f_{bc}}^{3fios} = \frac{y_f}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

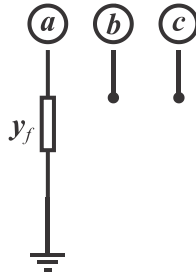
$$Y_{f_{bc}}^{4fios} = \frac{y_f}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

$$Y_{f_{ac}}^{3fios} = \frac{y_f}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$Y_{f_{ac}}^{4fios} = \frac{y_f}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

#### 4.1.5 Faltas monofásicas

Da mesma forma que para as faltas bifásicas, as faltas monofásicas podem ocorrer em três possíveis configurações: fase  $a$  para a terra, fase  $b$  para a terra e fase  $c$  para a terra. Portanto, da mesma maneira como feito para as faltas bifásicas, será mostrado nesta dissertação somente o circuito relacionado com uma falta na fase  $a$ , a partir do qual obter-se-á, por similaridade, as matrizes de admitância nodal para as três possíveis combinações. A Figura 4.6 ilustra uma falta monofásica ocorrida na fase  $a$ .



**Figura 4.6 - Circuito para análise de falta monofásica na fase *a*.**

Com base na Figura 4.6 podem-se obter, de maneira direta, as matrizes admitância referentes aos modelos a três e a quatro condutores de uma falta monofásica na fase *a*, respectivamente:

$$Y_{f_a}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$Y_{f_a}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

De maneira semelhante à análise utilizada para encontrar o modelo de uma falta na fase *a*, podem-se encontrar também os modelos para as demais possibilidades de faltas monofásicas:

$$Y_{f_b}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$Y_{f_b}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$Y_{f_c}^{3fios} = y_f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

$$Y_{f_c}^{4fios} = y_f \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

## 4.2 Modelagem de faltas ao longo de seções de alimentadores

A maior parte das faltas em um sistema de distribuição ocorre ao longo das seções dos alimentadores e não nos nós da rede elétrica. Por este motivo, foram estes os únicos componentes a ter curtos-circuitos simulados nesta dissertação. A análise de faltas ao longo das seções do alimentador não podem ser diretamente modeladas no MAS, pois este só consegue modelar diretamente os curtos-circuitos localizados nos nós da rede elétrica. Uma solução grosseira para este problema, seria incluir um nó fictício no sistema para calcular estas faltas. No entanto, isso exigiria a reconstrução das estruturas de dados dos ramos e a reordenação dos ramos a cada curto-circuito simulado, o que tornaria o custo computacional muito elevado.

Uma solução mais sofisticada para este problema, mostrada em Bordalo, Rodrigues e Silva (2004), envolve modelar este nó fictício de forma implícita, utilizando-se o teorema de transformação estrela-triângulo para modelar o segmento como um circuito  $\pi$  equivalente. Para isto considerar-se-á o circuito da Figura 4.7, referente a um segmento de alimentador trifásico no qual ocorre uma falta qualquer num determinado ponto  $f$  ao longo do seu comprimento:

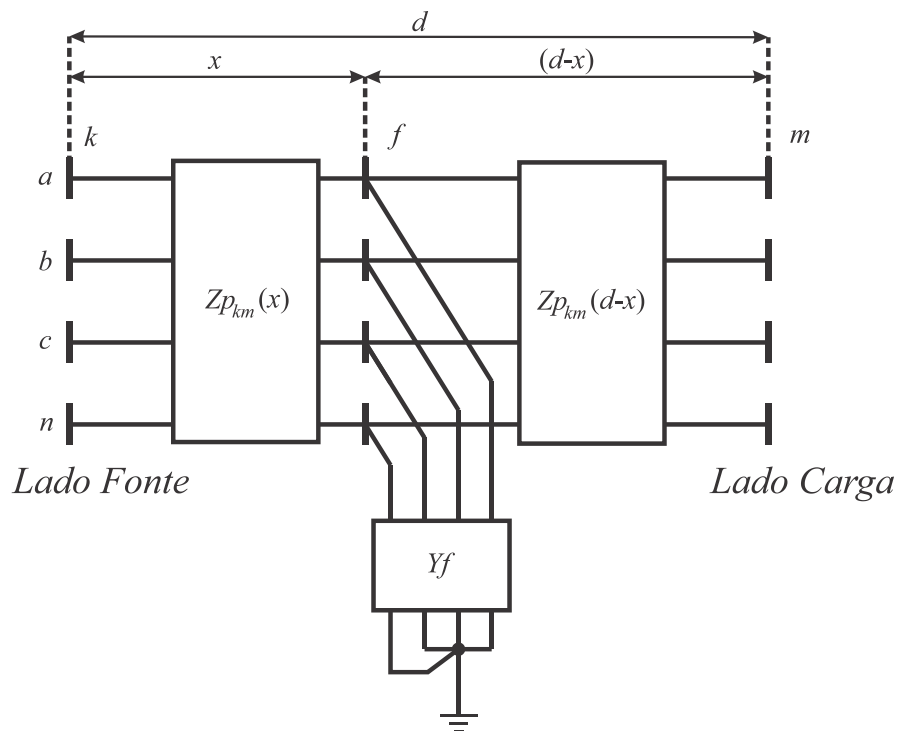


Figura 4.7 - Circuito equivalente de segmento de alimentador de distribuição em estado de curto-circuito.



Em que:

$Z_{p_{km}}$  é a matriz de impedância primitiva do segmento de alimentador em  $\Omega/\text{milhas}$ .

$x$  é a distância em milhas da falta em relação ao nó  $k$ .

$d$  é o comprimento total do segmento de alimentador em milhas.

A eliminação do nó da falta pode ser feita utilizando-se a análise nodal em coordenadas de fase, i.e.:

$$I_{nodal} = Y_{nodal} \cdot E_{nodal} \quad (4.26)$$

Em que:

$I_{nodal}$  é o vetor de injeções de correntes nodais, em que cada elemento é um vetor de dimensões  $3 \times 1$  (para modelagens a três condutores) ou  $4 \times 1$  (para modelagens a quatro condutores), que representa as injeções de corrente em cada condutor em um devido nó.

$Y_{nodal}$  é a matriz de admitância nodal, cujos elementos são submatrizes de dimensões  $3 \times 3$  (no caso da modelagem a três condutores) ou  $4 \times 4$  (no caso da modelagem a quatro condutores), que representam as admitâncias dos ramos por condutor.

$E_{nodal}$  é o vetor das tensões nodais, em que cada elemento é formado por um vetor  $3 \times 1$  (para modelagens a três condutores) ou  $4 \times 1$  (para modelagens a quatro condutores), que representa as tensões em cada condutor em um devido nó.

Antes do curto-circuito, a representação do sistema utilizando a formulação da equação (4.26) resulta na seguinte equação, em que se explicitam os elementos associados ao ramo  $k-m$ :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_k \\ \vdots \\ I_m \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1m} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2k} & \dots & Y_{2m} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{k1} & Y_{k2} & \dots & Y_{kk} & \dots & Y_{km} & \dots & Y_{kn} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y_{mk} & \dots & Y_{mm} & \dots & Y_{mn} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nk} & \dots & Y_{nm} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_m \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Após o curto-circuito, devido ao nó adicional, são acrescentados uma linha e uma coluna à matriz admitância nodal, bem como um elemento extra aos vetores de tensão e de injeção de corrente:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_k \\ \vdots \\ I_m \\ \vdots \\ I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1m} & \dots & Y_{1n} & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2k} & \dots & Y_{2m} & \dots & Y_{2n} & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y_{k1} & Y_{k2} & \dots & Y'_{kk} & \dots & Y'_{km} & \dots & Y_{kn} & Y_{kf} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y'_{mk} & \dots & Y'_{mm} & \dots & Y_{mn} & Y_{mf} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nk} & \dots & Y_{nm} & \dots & Y_{nn} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & Y_{fk} & \dots & Y_{fm} & \dots & 0 & Y_{ff} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_m \\ \vdots \\ V_n \\ V_f \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Em que os novos elementos que surgem na matriz admitância devido a alteração da rede são:

$$Y_{kf} = Y_{fk} = -\frac{1}{x} Y_{pkm} \quad (4.29)$$

$$Y_{mf} = Y_{mk} = -\frac{1}{d-x} Y_{pkm} \quad (4.30)$$

$$Y_{ff} = \frac{1}{x} Y_{pkm} + \frac{1}{(d-x)} Y_{pkm} + Y_f \quad (4.31)$$

Em que:

$$Y_{pkm} = Z_{pkm}^{-1} \quad (4.32)$$

Além disso, os elementos associados ao ramo  $k-m$  tornam-se nulos, pois, supondo-se radialidade da rede, não existirão mais ramos conectando diretamente estes nós após a inclusão do nó fictício, assim:

$$Y'_{km} = Y'_{mk} = 0 \quad (4.33)$$

$$Y'_{kk} = Y_{kk} - \frac{1}{d} Y_{pkm} + \frac{1}{x} Y_{pkm} \quad (4.34)$$

$$Y'_{mm} = Y_{mm} - \frac{1}{d} Y_{pkm} + \frac{1}{d-x} Y_{pkm} \quad (4.35)$$

Finalmente, pode-se eliminar a linha e a coluna referentes ao nó fictício da falta aplicando-se o método de eliminação de Gauss a (4.28), resultando em novos valores para os elementos relacionados aos nós  $k$  e  $m$ , de acordo com (4.36), (4.37) e (4.38).

$$Y''_{km} = Y''_{mk} = -Y_{eqkm}^{ser} \quad (4.36)$$

$$Y''_{kk} = Y_{kk} - \frac{1}{d} Y_{pkm} + Y_{eqkm}^{ser} + Y_{eqk}^{sh} \quad (4.37)$$

$$Y''_{mm} = Y_{mm} - \frac{1}{d} Y_{pkm} + Y_{eqkm}^{ser} + Y_{eqm}^{sh} \quad (4.38)$$

Em que:

$$Y_{eqkm}^{ser} = \frac{1}{x(d-x)} Y_{pkm} Y_{ff}^{-1} Y_{pkm} \quad (4.39)$$

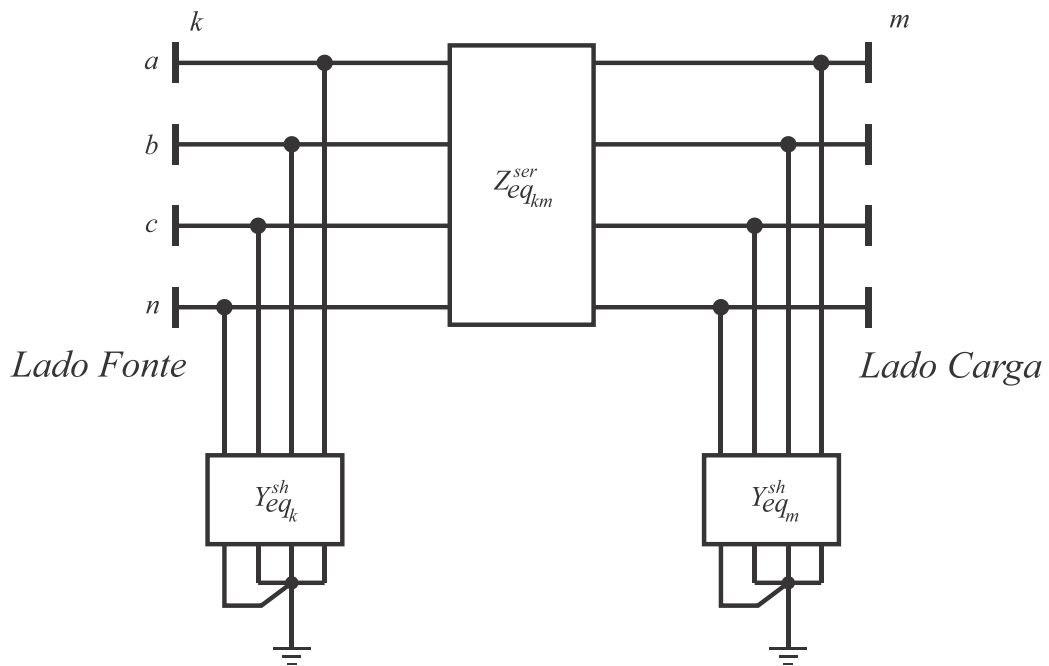
$$Y_{eqm}^{sh} = \frac{1}{d-x} Y_{pkm} Y_{ff}^{-1} Y_f \quad (4.40)$$

$$Y_{eqk}^{sh} = \frac{1}{x} Y_{pkm} Y_{ff}^{-1} Y_f \quad (4.41)$$

Finalmente, pode-se obter a impedância série do circuito  $\pi$  equivalente a partir de (4.39), tal como mostrado em (4.42):

$$Z_{eqkm}^{ser} = (Y_{eqkm}^{ser})^{-1} = x(d-x) Z_{pkm} Y_{ff} Z_{pkm} \quad (4.42)$$

As equações (4.40), (4.41) e (4.42) descrevem todos os parâmetros necessários para modelar o circuito  $\pi$  equivalente do curto-circuito, representado na Figura 4.8.



**Figura 4.8 - Modelo  $\pi$  equivalente para falta ao longo de linha de distribuição.**

Finalmente, após o cálculo das tensões, pode-se obter a corrente de falta ( $I_f$ ) de acordo com a equação (4.43):

$$I_f = Y_f V_f = Y_f (Y_{ff})^{-1} Y_{pkm} \left( \frac{V_k}{x} + \frac{V_m}{d-x} \right) \quad (4.43)$$

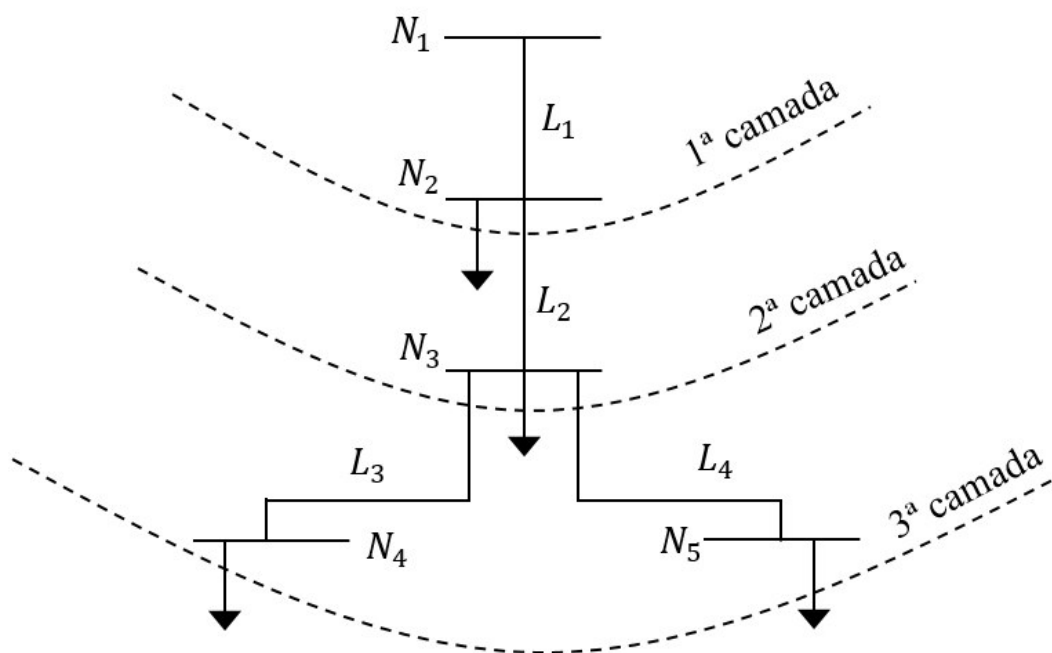
### 4.3 Curto-circuito via MSA aprimorado para aplicações em VTCD

A avaliação dos curtos-circuitos via MSA é realizada de maneira análoga ao algoritmo do fluxo de potência descrito no Capítulo 3 desta dissertação. Contudo, no segmento onde ocorre o curto, os parâmetros  $Y_{eq_k}^{sh}$  e  $Y_{eq_m}^{sh}$  são somados, respectivamente, aos valores iniciais de  $YE_k$  e  $YE_m$ . Além disso,  $ZS_{km}$  é feito igual a  $Z_{eq_{km}}^{ser}$ , e as cargas são modeladas como impedância constante.

No entanto, uma modificação no algoritmo de curto-circuito via MSA é feita nesta dissertação de forma a realizar um pré-processamento das admitâncias  $YE_k$  do sistema em condições normais e aproveitá-las para simplificar a varredura regressiva do MSA em cada estado de falta, reduzindo assim o tempo de execução do grande número de curtos-circuitos que são simulados pelos métodos probabilísticos de análise de VTCD. Esta melhoria é descrita em detalhes a seguir, com aplicação em um pequeno sistema de 7 barras mostrado na Figura 4.9.

O algoritmo do curto-circuito utilizando o MSA aprimorado para VTCD é muito semelhante ao descrito no capítulo 4. No entanto, para que a melhoria possa ser implementada é importante estabelecer algumas considerações e definições:

- i. Estrutura de ramos pais, i.e., uma lista contendo os ramos do sistema e os ramos imediatamente a montante de cada um destes. Para exemplificar este conceito, pode-se considerar o sistema de 5 barras da Figura 4.9.



**Figura 4.9 - Sistema de 5 barras de explicação da lista de ramos pais.**

Neste sistema, tanto o ramo  $L_3$  (entre os nós  $N_3$  e  $N_4$ ) quanto o ramo  $L_4$  (entre  $N_3$  e  $N_5$ ), têm como pai o ramo  $L_2$  (entre  $N_2$  e  $N_3$ ). Por sua vez, o pai do ramo  $L_2$  é o ramo  $L_1$  (entre  $N_1$  e  $N_2$ ). Finalmente, o ramo  $L_1$  não possui um ramo pai, pois este é o próprio ramo fonte, ou seja, este ramo se localiza na primeira camada do sistema. A lista de ramos pais é construída como pré-requisito para a ordenação dos ramos em camadas, portanto, já está disponível em memória antes dos cálculos de curto-circuito.

- ii. As matrizes  $YE_k$  e  $D_k$  de todos os nós do sistema utilizando o mesmo modelo de carga utilizado na condição de falta. São obtidas a partir de uma varredura regressiva exclusiva (que não está associada com as varreduras do MSA para simulação de faltas) que será denominada deste ponto em diante como varredura de preparação.
- iii. As matrizes  $YB_{ik}$  e  $Z_s$  das seções do alimentador e dos transformadores, respectivamente. Também podem ser obtidas a partir de uma varredura de preparação para o mesmo modelo de carga utilizado na condição de falta.

É preciso observar que se forem mantidas as mesmas condições pré-falta em todos os curtos-circuitos, só serão alteradas pela conexão da falta, as matrizes  $YE_k$  e  $D_K$  dos nós pertencentes a ramos que estejam no caminho entre o ramo em estado de falta e o ramo fonte.

Desta forma, as matrizes associadas aos nós dos demais ramos permanecem inalteradas. Consequentemente, também só serão alteradas as matrizes  $YB_{ik}$  e  $Z_s$  referentes aos ramos no caminho entre a falta e a subestação. Assim, ao se fazer uma varredura de preparação, pode-se explorar esta característica simplificando a varredura regressiva e substituindo-a por uma simples busca a montante.

Uma busca a montante se caracteriza por realizar o caminho direto entre um certo ramo e o nó fonte utilizando para isto a lista de ramos pais do sistema. Por exemplo, no sistema da Figura 4.9, uma busca a montante partindo do ramo  $L_3$  passaria pelos ramos  $L_3$ ,  $L_2$  e  $L_1$  (nesta ordem). Por outro lado, uma varredura regressiva completa passaria por todos os ramos do sistema, desde a camada de maior profundidade até a primeira camada. Desta forma, o número de ramos processados pelo MSA aprimorado será geralmente menor que o número processado pelo MSA original, com exceção do caso de uma falta de um ramo da última camada de um sistema radial sem nenhuma derivação, para o qual os dois algoritmos processam a mesma quantidade de ramos. Evidentemente, esta redução de ramos processados é dependente da posição da falta, sendo maior para as mais próximas da fonte e menor para as mais distantes. No entanto, visto que os métodos de análise de VTCD avaliam um grande número de estados de falta em todos os ramos do sistema, a redução de esforço computacional média obtida com o MSA tende a ser significativa, principalmente para sistemas grandes.

Desta forma, o algoritmo de curto-circuito utilizando o MSA aprimorado pode ser descrito pelos seguintes passos, nos quais se supõe que já ocorreu uma varredura de preparação e que todas as variáveis necessárias estão disponíveis em memória:

- i. Inicializar as tensões nodais.
- ii. Fazer  $j = jF$ , em que  $jF$  é índice do ramo que sofreu a falta na lista de ramos.
- iii. Repetir os passos (iv) a (xi) até que  $j = 0$  (sinalizando que não há mais ramos à montante).
  - iv. Obter os nós inicial ( $i$ ) e final ( $k$ ) do ramo  $j$ .
  - v. Calcular  $YE_k$  utilizando-se a equação (3.19).
  - vi. Obter  $YB_{ik}$  utilizando-se a equação (3.9).
  - vii. Se o ramo  $j$  for o ramo fonte, então ir para o passo (viii), senão ir para o passo (ix).
  - viii. Fazer  $j = 0$ , e ir para o passo (iii).

- ix. Obter o ramo  $jp$  imediatamente a montante do ramo  $j$  na lista de ramos pais.
- x. Fazer  $j = jp$  e ir para o passo (iii)
- xi. Repetir os passos (xii) a (xx) até que um dos critérios de parada descritos no capítulos 3 sejam atingidos.
- xii. Repetir os passos (xiii) a (xvi) para  $j = Nr, \dots, 1$ . (Varredura regressiva).
- xiii. Obter o ramo  $j$  da lista ordenada de ramos.
- xiv. Obter os nós inicial ( $i$ ) e final ( $k$ ) do ramo  $j$ .
- xv. Calcular  $JE_k$  utilizando-se a equação (3.20).
- xvi. Obter  $JB_{ik}$  utilizando-se a equação (3.18).
- xvii. Repetir os passos (xviii) a (xx) para  $j = 1, \dots, Nr$ . (Varredura progressiva).
- xviii. Obter o ramo  $j$  da lista ordenada de ramos.
- xix. Obter os nós inicial ( $i$ ) e final ( $k$ ) do ramo  $j$ .
- xx. Calcular  $V_k$  utilizando-se a equação (3.34)
- xxi. Finalizar o algoritmo.

Para exemplificar o menor esforço computacional deste algoritmo em relação ao descrito no capítulo 3, utilizar-se-á o sistema de 7 barras mostrado na Figura 4.10 em que há somente cargas do tipo admitância constante.

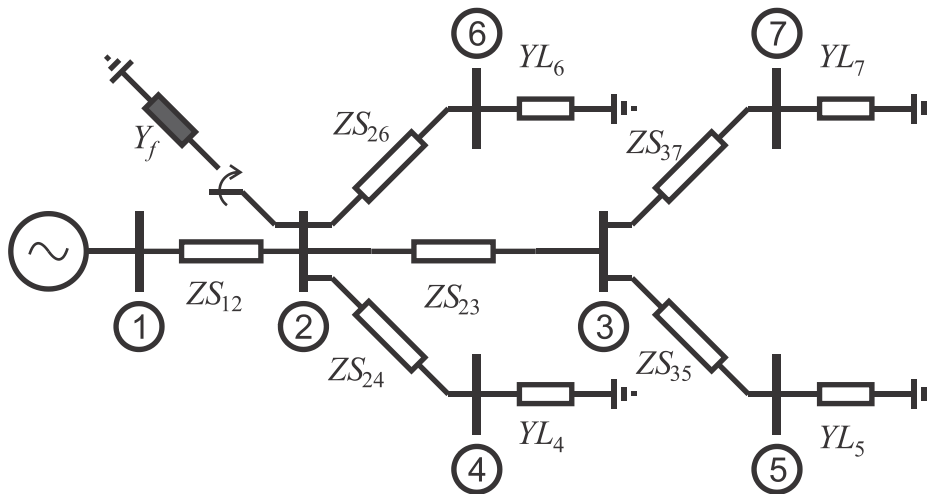


Figura 4.10 - Sistema de 7 barras para análise do MSA aprimorado.

Utilizando-se o MSA convencional, os passos envolvidos na varredura regressiva do estado pré-falta são:

- i) Inicialização:

$$YE_1^{pre} = 0 \quad (4.44)$$

$$YE_2^{pre} = 0 \quad (4.45)$$

$$YE_3^{pre} = 0 \quad (4.46)$$

$$YE_4^{pre} = YL_4 \quad (4.47)$$

$$YE_5^{pre} = YL_5 \quad (4.48)$$

$$YE_6^{pre} = YL_6 \quad (4.49)$$

$$YE_7^{pre} = YL_7 \quad (4.50)$$

ii) Processamento dos ramos da terceira camada (3-5 e 3-7):

$$D_{35}^{pre} = (I + ZS_{35}YE_5^{pre})^{-1} \quad (4.51)$$

$$YB_{35}^{pre} = YE_5^{pre} D_{35}^{pre} \quad (4.52)$$

$$D_{37}^{pre} = (I + ZS_{37}YE_7^{pre})^{-1} \quad (4.53)$$

$$YB_{37}^{pre} = YE_7^{pre} D_{37}^{pre} \quad (4.54)$$

$$YE_3^{pre} = YE_3^{pre} + YB_{35}^{pre} + YB_{37}^{pre} \quad (4.55)$$

iii) Processamento dos ramos da segunda camada (2-4, 2-3 e 2-6):

$$D_{24}^{pre} = (I + ZS_{24}YE_4^{pre})^{-1} \quad (4.56)$$

$$YB_{24}^{pre} = YE_4^{pre} D_{24}^{pre} \quad (4.57)$$

$$D_{23}^{pre} = (I + ZS_{23}YE_3^{pre})^{-1} \quad (4.58)$$

$$YB_{23}^{pre} = YE_3^{pre} D_{23}^{pre} \quad (4.59)$$

$$D_{26}^{pre} = (I + ZS_{26}YE_6^{pre})^{-1} \quad (4.60)$$

$$YB_{26}^{pre} = YE_6^{pre} D_{26}^{pre} \quad (4.61)$$

$$YE_2^{pre} = YE_2^{pre} + YB_{24}^{pre} + YB_{23}^{pre} + YB_{26}^{pre} \quad (4.62)$$

iv) Processamento do ramo 1-2 (primeira camada):

$$D_{12}^{pre} = (I + ZS_{12}YE_2^{pre})^{-1} \quad (4.63)$$

$$YB_{12}^{pre} = YE_2^{pre} D_{12}^{pre} \quad (4.64)$$

$$YE_1^{pre} = YE_1^{pre} + YB_{12}^{pre} \quad (4.65)$$

A varredura regressiva para o caso de uma falta na barra 2 tal como mostrado na Figura 4.9, utilizando-se a versão convencional do MSA, realizaria os mesmos cálculos exigidos para o estado pré-falta. No entanto, visto que um curto na barra 2 afeta somente as matrizes  $D_{12}$ ,  $YB_{12}$ ,  $YE_2$  e  $YE_1$ , o MSA aprimorado realiza a varredura regressiva no circuito



equivalente mostrado na Figura 4.11, ao invés de no circuito original. Desta forma, a varredura regressiva se reduz a somente dois passos:

i) Inicialização:

$$YE_1^{pos} = 0 \quad (4.66)$$

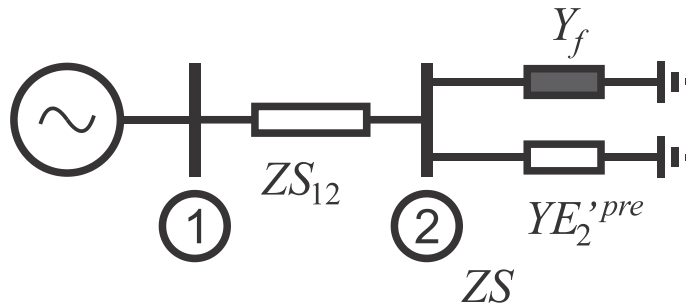
$$YE_2^{pos} = YE_2^{pre} + Y_f \quad (4.67)$$

ii) Processamento do ramo 1-2 (primeira e única camada):

$$D_{12}^{pos} = (I + ZS_{12}YE_2^{pos})^{-1} \quad (4.68)$$

$$YB_{12}^{pos} = YE_2^{pos}D_{12}^{pos} \quad (4.69)$$

$$YE_1^{pos} = YE_1^{pre} + YB_{12}^{pos} \quad (4.70)$$



**Figura 4.11 - Circuito equivalente para varredura regressiva do MSA aprimorado no sistema de 7 barras.**

Pode-se observar, a partir do exemplo, que o número de operações realizadas na varredura regressiva pelo MSA aprimorado é muito menor que o número realizado pelo MSA convencional para cada curto-circuito. Todavia, o MSA aprimorado exige uma varredura de preparação adicional. No entanto, esta varredura só precisa ser realizada uma vez para cada condição de pré-falta. Visto que a estimativa probabilística VTCD avalia um grande número de estados de falta para cada condição de pré-falta, o MSA aprimorado terá uma performance superior ao convencional.

#### 4.4 Resumo

O uso de MSA para análise de curto-circuito foi mostrado neste capítulo. A obtenção das matrizes de admitância nodal para cada tipo de falta foi obtido. Um método para análise de faltas ao longo de seções de alimentador utilizando a transformação Y-Δ para eliminação do nó fictício de acoplamento da falta. Isto evita a necessidade de reconstrução da estrutura de

navegação do sistema foi demonstrado. Um aprimoramento do MSA para análise de curto-circuito em estudos de VTCD também foi apresentado neste capítulo. O aprimoramento mostrado se baseia na utilização das matrizes admitância equivalentes do caso pré-falta obtidas através de uma varredura regressiva de preparação. A utilização destas matrizes permite simplificar as varreduras regressivas das avaliações de curto-circuito seguintes para uma busca a montante. O algoritmo conceitual do método proposto é apresentado e uma aplicação é feita em um sistema de 7 barras como exemplo. O capítulo seguinte utilizará o método de análise de curto-circuito demonstrado neste capítulo para implementar os seguintes métodos de análise de VTCD: o MEE e a SMC. Estes dois métodos serão então comparados em termos de precisão e esforço computacional para que se possa escolher o método mais eficiente para desenvolvimento deste trabalho.

## **5 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE VTCD: REVISÃO E COMPARAÇÃO**

De acordo com a revisão bibliográfica do Capítulo 1, os principais métodos utilizados na estimação probabilística de índices de VTCD (o MEE e a SMC) ainda não foram diretamente comparados na literatura especializada em termos de precisão e custo computacional, e não há evidências conclusivas nos estudos que optaram por cada um destes métodos para que se possa selecionar efetivamente o mais apropriado para esta aplicação. Assim, o objetivo deste capítulo é estabelecer esta comparação para que se possa optar pelo algoritmo que apresentar a melhor performance. Para isto, é feita inicialmente uma revisão de ambos os métodos e da forma como as incertezas são modeladas em cada um deles. Em seguida, os dois métodos são utilizados para predição de índices de VTCD no sistema de distribuição primária do CIGRÈ e os resultados obtidos pelos métodos são comparados.

### **5.1 Método de enumeração de estados**

O MEE baseado nas posições de falta é um método muito popular de análise probabilística de VTCD em sistemas elétricos. Este método consiste em se determinar um certo número de posições de falta em uma certa área do sistema. Então, os curtos-circuitos são simulados considerando estas posições e as características de magnitude e duração das VTCD são obtidas. Os índices relacionados às VTCD podem ser estimados com base na frequência com que as VTCD com características similares ocorrem no período de estudo especificado.

O MEE também pode ser estendido para incluir o efeito de quaisquer outras incertezas do cenário de falta se forem consideradas combinações dos possíveis estados resultantes destas incertezas.

O fluxograma da Figura 5.1 mostra o algoritmo do MEE implementado neste capítulo, no qual  $NL$  é o número de linhas de distribuição e  $l$  é o contador de linhas,  $NE$  é o número de estados avaliados e  $e$ , o contador dos estados. O valor esperado dos índices ( $E$ ) é dado por (5.1):

$$E(F) = \sum_{l=1}^{NL} \sum_{e=1}^{NE} F(x_e)P(x_e)\lambda_l \quad (5.1)$$

Em que:

$\lambda_l$  é a taxa de falha da linha  $l$  em falhas/km ou falhas/milha.

$F(x_e)$  e  $P(x_e)$  são, respectivamente, o valor da função-teste associada com um índice de interesse e a probabilidade para o estado  $x_e$ . A função-teste  $F(x_e)$  é definida de acordo com o índice que se deseja calcular. Por exemplo, se o índice de interesse é a frequência nodal de VTCD, então  $F(x_e)$  é unitária se ocorreu uma VTCD em um dado nó. Caso contrário,  $F(x_e)$  é igual a zero.

$E(x_e)$  é o valor esperado da função-teste associada com um índice de interesse.

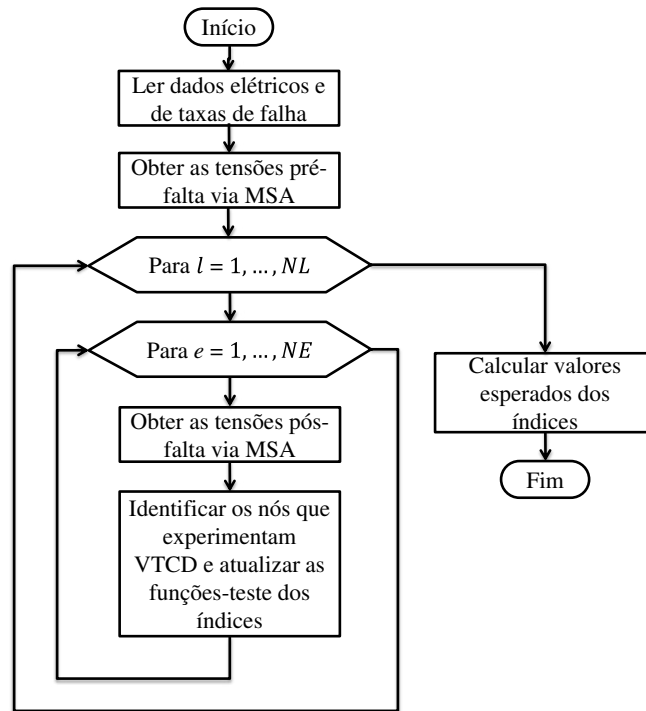


Figura 5.1 - Fluxograma do MEE para avaliação de VTCD.

## 5.2 Método de simulação Monte Carlo

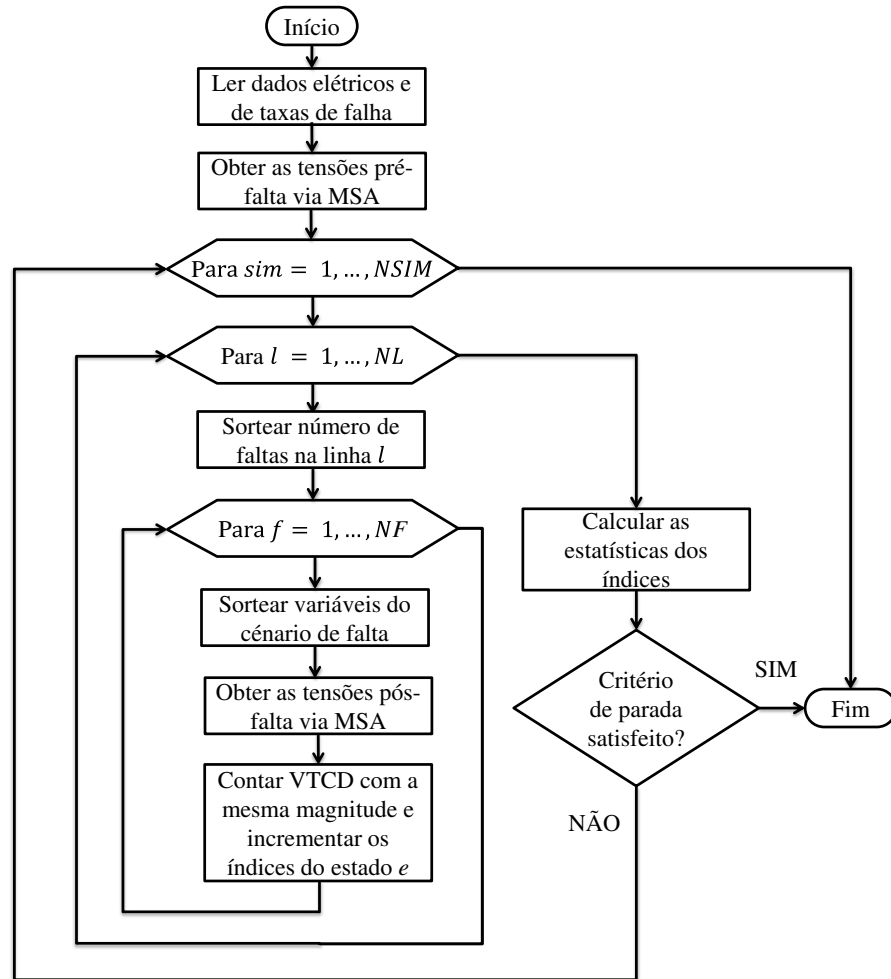
Similarmente ao MEE, a SMC para análise preditiva de VTCD é baseada no cálculo de diversos cenários de falta para estimar os índices. No entanto, na SMC os estados são sorteados aleatoriamente utilizando-se funções computacionais geradoras de números aleatórios, ao invés de serem obtidos de uma lista de possíveis cenários como no MEE. O fluxograma da SMC implementada neste capítulo é mostrado na Figura 5.2, no qual  $NSIM$  é o máximo número de simulações e  $sim$  é o ponteiro de simulações.

A cada simulação, as estatísticas dos índices podem ser calculadas para o período de estudo avaliado, que neste caso é anual. As estatísticas de interesse para a SMC são a média amostral (equação (5.2)), a variância amostral (equação (5.3)), e a partir desta, o desvio padrão amostral (equação (5.4)). Estas estatísticas são importantes para avaliar a dispersão dos índices anuais em relação ao valor esperado.

$$E(x) = \frac{1}{NSIM} \sum_e^{NSIM} x_e \quad (5.2)$$

$$V(x) = \frac{1}{NSIM - 1} \sum_e^{NSIM} [x_e - E(x)]^2 \quad (5.3)$$

$$\sigma(x) = \sqrt{V(x)} \quad (5.4)$$



**Figura 5.2 - Fluxograma da SMC para avaliação de VTCD.**

Utilizando-se as equações (5.2) e (5.4), pode-se estabelecer um critério de parada baseado em uma medida de dispersão conhecida como *incerteza relativa* ou *coeficiente de variação* ( $\beta$ ) (Billinton e Li, 1994). A incerteza relativa de um índice estatístico calculado via SMC é dada pela razão entre o desvio padrão amostral e a média amostral, i.e.:

$$\beta = \frac{\sigma(x)}{E(x)\sqrt{NSIM}} \quad (5.5)$$

Percebe-se da equação (5.5) que, o coeficiente de variação é diretamente proporcional ao desvio padrão e inversamente proporcional ao valor médio e à raiz quadrada do número de simulações. Portanto, a precisão das estimativas tende a ser maior para os índices com valores esperados elevados do que para aqueles com baixos valores esperados. Por exemplo, para um mesmo número de simulações a estimativa da probabilidade de um evento raro é menos precisa, com relação a  $\beta$ , do que para um evento frequente. Assim, o critério de parada da

SMC será atingido quando a incerteza relativa dos índices de interesse forem menores do que uma tolerância especificada.

A definição de um critério de parada para a SMC como esse baseado na incerteza relativa é muito importante para estabelecer uma comparação coerente entre a SMC e o MEE. Caso contrário, não se poderia saber o quão preciso é o resultado da SMC. Assim, com base neste critério de parada, pode-se avaliar o quanto os índices calculados pelo MEE se aproximam dos calculados pela SMC que atendam a um certo limite superior de  $\beta$ , e, em seguida, comparar os tempos de execução dos dois métodos.

Finalmente, supõe-se na SMC que as linhas de distribuição operam no seu período de vida útil. Portanto, elas têm taxas de falha anuais ( $\lambda$ ) constantes ao longo do tempo. Sendo assim, o número de faltas sorteadas em cada ramo pode ser obtido da distribuição de Poisson (Brown, 2002). A distribuição de Poisson tem a seguinte forma:

$$F(\lambda, x) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^x}{x!} \quad (5.6)$$

Em que  $F(\lambda, x)$  é a probabilidade de uma linha sofrer um quantidade de faltas  $x$  em um período de um ano. O algoritmo para geração de números aleatórios com distribuição de Poisson, tal como descrito em Kroese, Taimre e Botev (2011), é mostrado a seguir:

- i) Fazer  $n = 1$  e  $a = 1$ .
- ii) Gerar um número  $U_n$  uniformemente distribuído no intervalo  $[0,1]$  e fazer  $a = aU_n$ .
- iii) Se  $a \geq e^{-\lambda}$ , fazer  $n = n + 1$  e ir para o passo (ii). Senão, ir para o passo (iv).
- iv) Retornar  $X = n - 1$  como variável aleatória de  $F(\lambda, x)$ , neste caso o número de faltas.

### 5.3 Modelagem das incertezas do cenário de faltas no MEE e na SMC

Para cada segmento de alimentador que sofre um curto-circuito, existem quatro variáveis aleatórias que compõem o cenário de falta. Estas são: o tipo de falta (i.e., se a falta é trifásica à terra, trifásica, bifásica à terra, bifásica ou monofásica), a posição ao longo do comprimento deste segmento, a resistência do curto-circuito, e ainda, para as faltas desequilibradas, a fase (ou o conjunto de fases) envolvida(s) (a, b ou c para faltas monofásicas e a-b, b-c ou c-a para faltas bifásicas).

Visto que o MEE obtém os estados de cada uma destas variáveis a partir de uma lista, as variáveis aleatórias contínuas precisam ser discretizadas para compor esta lista o que implica em uma certa simplificação. O número de estados destas variáveis necessários para que o MEE possa obter índices precisos não pode ser determinado a priori. No entanto, um estudo de sensibilidade entre a quantidade de estados considerados e a variação obtida nos índices pode ser realizado, de forma a se identificar a menor quantidade de estados necessária para que os índices obtidos em um determinado sistema sejam confiáveis. Assim, tendo-se obtido esta combinação de estados ótima, pode-se utilizar esta combinação para posteriores estudos de VTCD no mesmo sistema, como por exemplo na avaliação de estratégias de mitigação de VTCD. Esta limitação não ocorre para a SMC pois os valores das variáveis são obtidos através de amostragem baseada em geradores de números aleatórios, não havendo necessidade de simplificações.

A posição de uma falta em um segmento de alimentador pode ser considerada uma variável com distribuição uniforme (Kagan, Robba e Schmidt, 2009). Desta forma, uma posição  $f_{pos}$  normalizada em relação ao comprimento total do segmento de alimentador pode ser sorteada usando-se um gerador de números aleatórios com distribuição uniforme no intervalo [0,1] para a SMC. Por outro lado, no MEE obtém-se esta posição normalizada através da lista de estados de posição. Com base nesta posição, pode se encontrar a distância da falta ( $d$ ) em relação ao nó inicial de uma seção de alimentador, como se segue:

$$d = f_{pos} \times L \quad (5.7)$$

Em que  $L$  é o comprimento total do segmento em unidades de comprimento.

Em relação à resistência da falta, como mostrado no artigo de Dos Santos e Barros (2015), é a distribuição Weibull a função de distribuição de probabilidade que melhor se ajusta aos dados estatísticos coletados de sistemas reais. Por este motivo, esta é a função utilizada para modelar a incerteza da resistência de curto-circuito. Devido à ausência de dados históricos para ajuste, os parâmetros da distribuição são obtidos a partir da definição de um intervalo de confiança em relação à faixa típica de valores desta variável.

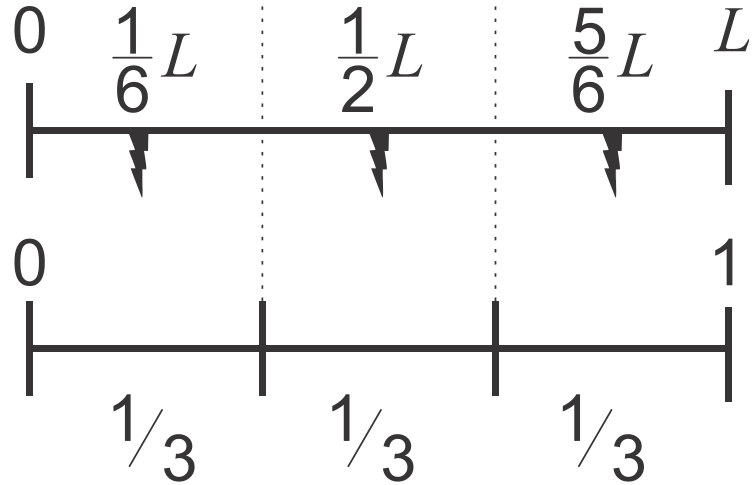


Figura 5.3 - Exemplo de lista de estados de posição de falta do MEE.

A distribuição Weibull pode ser definida de acordo com a equação (5.8).

$$F(R) = 1 - e^{-(R/\alpha)^\beta} \quad (5.8)$$

Em que  $\beta > 0$  e  $\alpha > 0$  são respectivamente, o parâmetro de forma e o parâmetro de escala da distribuição Weibull,  $R$  é a resistência da falta e  $F$  é a probabilidade da resistência da falta estar entre 0 e um determinado valor especificado  $R^{esp}$ . Os percentis da distribuição associados aos limites inferior e superior do intervalo de confiança, são dados respectivamente pelas equações (5.9) e (5.10):

$$F_{inf} = 1 - e^{-(R_{min}/\alpha)^\beta} \quad (5.9)$$

$$F_{sup} = 1 - e^{-(R_{max}/\alpha)^\beta} \quad (5.10)$$

Em que  $F_{inf}$  ( $F_{sup}$ ) é o percentil associado com o valor mínimo (máximo) do intervalo de confiança e  $R_{min}$  ( $R_{max}$ ) é o valor mínimo (máximo) de resistência de falta no mesmo intervalo.

As equações (5.9) e (5.10) formam um sistema não linear de duas equações e duas incógnitas (os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$ ), cuja solução analítica é dada pelas equações (5.11) e (5.12).

$$\beta = \frac{\ln(-\ln(1/\bar{F}_{inf})/\ln(1/\bar{F}_{sup}))}{\ln(R_{min}/R_{max})} \quad (5.11)$$

$$\alpha = R_{max} \left( -\ln(\bar{F}_{sup}) \right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (5.12)$$

Em que:

$$\bar{F}_{inf} = 1 - F_{inf} \quad (5.13)$$



$$\bar{F}_{sup} = 1 - F_{sup} \quad (5.14)$$

Assim, para encontrar os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  da distribuição Weibull associada com a resistência da falta neste trabalho, foi atribuída uma confiança de 99% à faixa de valores típicos encontrada em Dugan (2002), i.e.,  $[1 \ \Omega, 5 \ \Omega]$ . A função de densidade de probabilidade contínua utilizada na SMC e uma possível função de distribuição de probabilidade discreta obtida a partir da versão contínua para uso no MEE, em que se consideram 8 estados, são mostradas superpostas no gráfico da Figura 5.4.

O sorteio de uma variável aleatória com distribuição Weibull na SMC pode ser realizado a partir do método da inversa. A função inversa da distribuição Weibull mostrada em (5.8) pode ser definida por:

$$F(R)^{-1} = \alpha \{-\ln[1 - F(R)]\}^{\frac{1}{\beta}} \quad (5.15)$$

Desta forma, para sortear um valor de resistência de falta ( $R$ ) a partir da distribuição Weibull, sorteia-se um número aleatório  $U$  com distribuição uniforme no intervalo  $[0,1]$  e substitui-se este valor na equação (5.16) (Kroese, Taimre e Botev, 2011).

$$R = \alpha [-\ln(1 - U)]^{\frac{1}{\beta}} \quad (5.16)$$

Para as incertezas relacionadas ao tipo de falta, consideram-se nesta dissertação, os percentuais encontrados em Bordalo, Rodrigues e Silva (2006). Realizando-se as devidas combinações entre estes estados de tipo de falta e as três possibilidades de conjunto de fases envolvidas em uma falta desbalanceada, obtém-se um conjunto de onze possibilidades de faltas. Estas onze combinações e suas respectivas probabilidades percentuais estão listadas na Tabela 5.1, na qual se considera que há uma probabilidade idêntica de  $1/3$  para o envolvimento de cada uma das fases em uma falta monofásica, ou para o envolvimento de cada uma das combinações de duas fases possíveis em uma falta bifásica ou bifásica à terra.

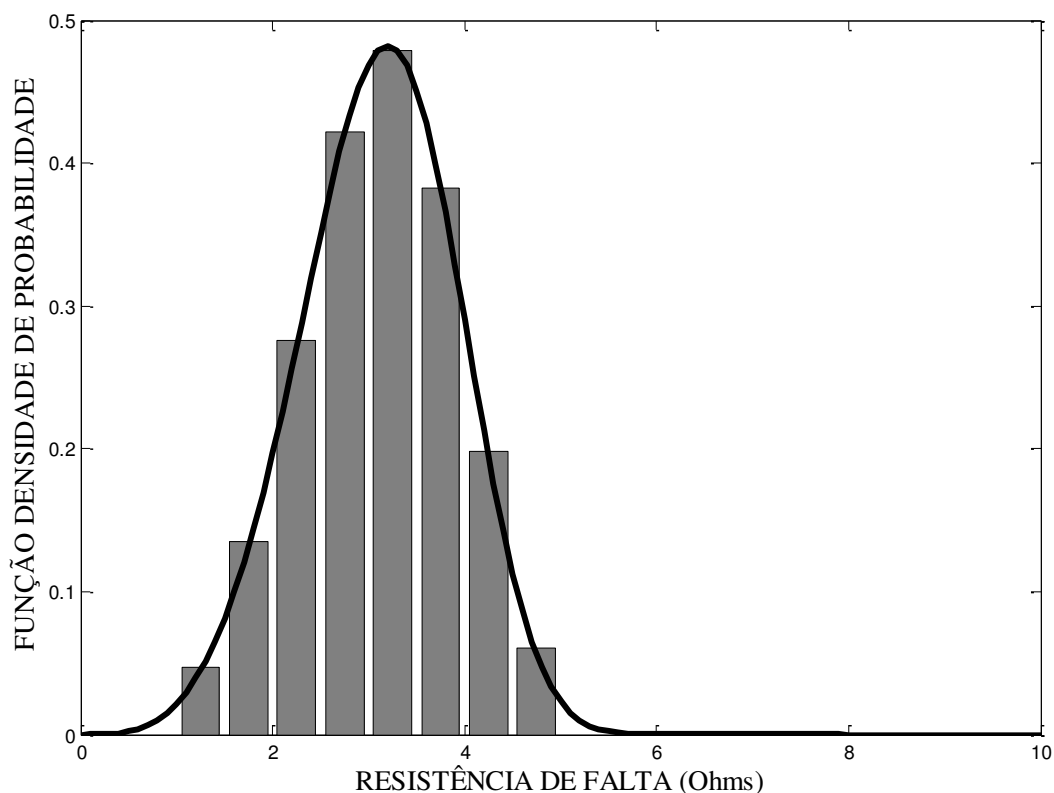


Figura 5.4 - Funções de densidade de probabilidade contínua e discreta da resistência de falta.

Tabela 5.1 - Probabilidades percentuais das possibilidades de tipo de falta e de fases envolvidas.

| Tipo de falta | Prob. do tipo de falta (%) | Conjunto de Fases envolvidas | Prob. do conjunto de fases envolvidas | Probabilidade total (%) |
|---------------|----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| $3\phi$       | 1,50                       | ABC                          | 100                                   | 1,50                    |
| $3\phi T$     | 1,50                       | ABC                          | 100                                   | 1,50                    |
| $2\phi$       | 10,00                      | AB                           | 33,33                                 | 3,33                    |
|               |                            | BC                           | 33,33                                 | 3,33                    |
|               |                            | CA                           | 33,33                                 | 3,33                    |
| $2\phi T$     | 6,00                       | AB                           | 33,33                                 | 2,00                    |
|               |                            | BC                           | 33,33                                 | 2,00                    |
|               |                            | CA                           | 33,33                                 | 2,00                    |
| $1\phi T$     | 81,00                      | A                            | 33,33                                 | 27,00                   |
|               |                            | B                            | 33,33                                 | 27,00                   |
|               |                            | C                            | 33,33                                 | 27,00                   |

Os dados da Tabela 5.1 formam a lista de estados combinados por tipos de falta e fases envolvidas do MEE. No caso da SMC, um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo [0,1] é sorteado e comparado a um segmento da reta numérica referente ao mesmo

intervalo, o qual, é subdividido em segmentos menores que representam os tipos de falta e cujos comprimentos são numericamente idênticos às respectivas probabilidades dos tipos de falta que representam. Em seguida, a mesma técnica é utilizada para encontrar as fases envolvidas no curto-circuito. A Figuras 5.5 e a Figura 5.6 ilustram, respectivamente, a subdivisão do intervalo [0,1] utilizada para representar os tipos de falta, e a subdivisão do mesmo intervalo, utilizada para escolher entre possibilidades de fases de um curto bifásico, por exemplo.

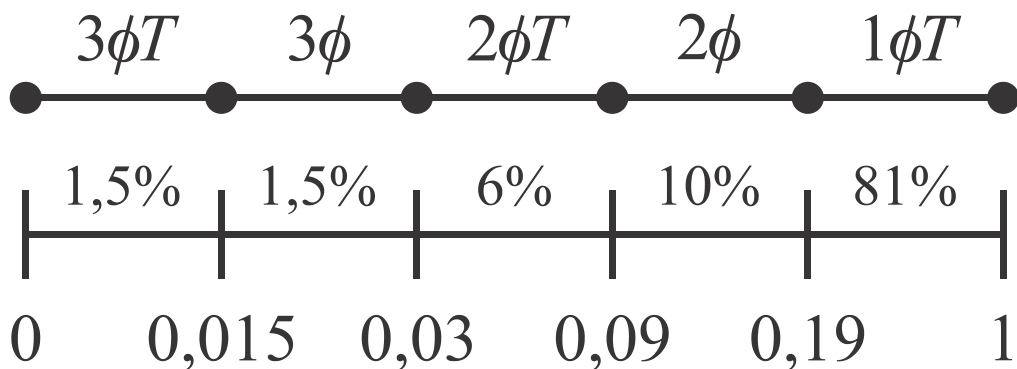


Figura 5.5 – Intervalos usados na SMC para a determinação do tipo de falta (adaptado de Bordalo, Rodrigues e Silva, 2006).

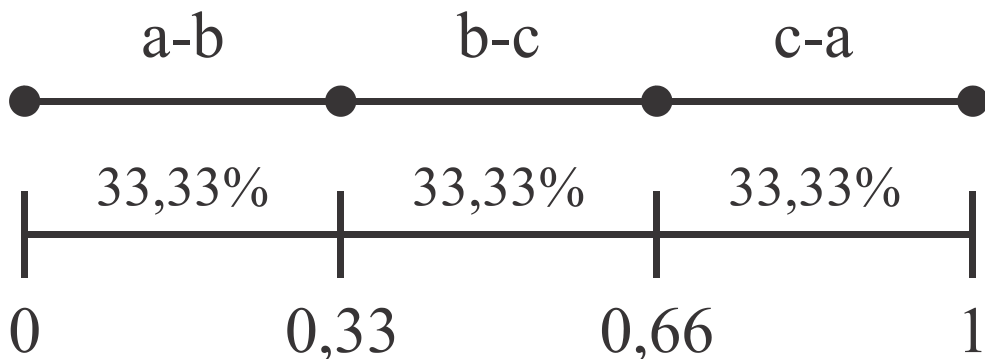


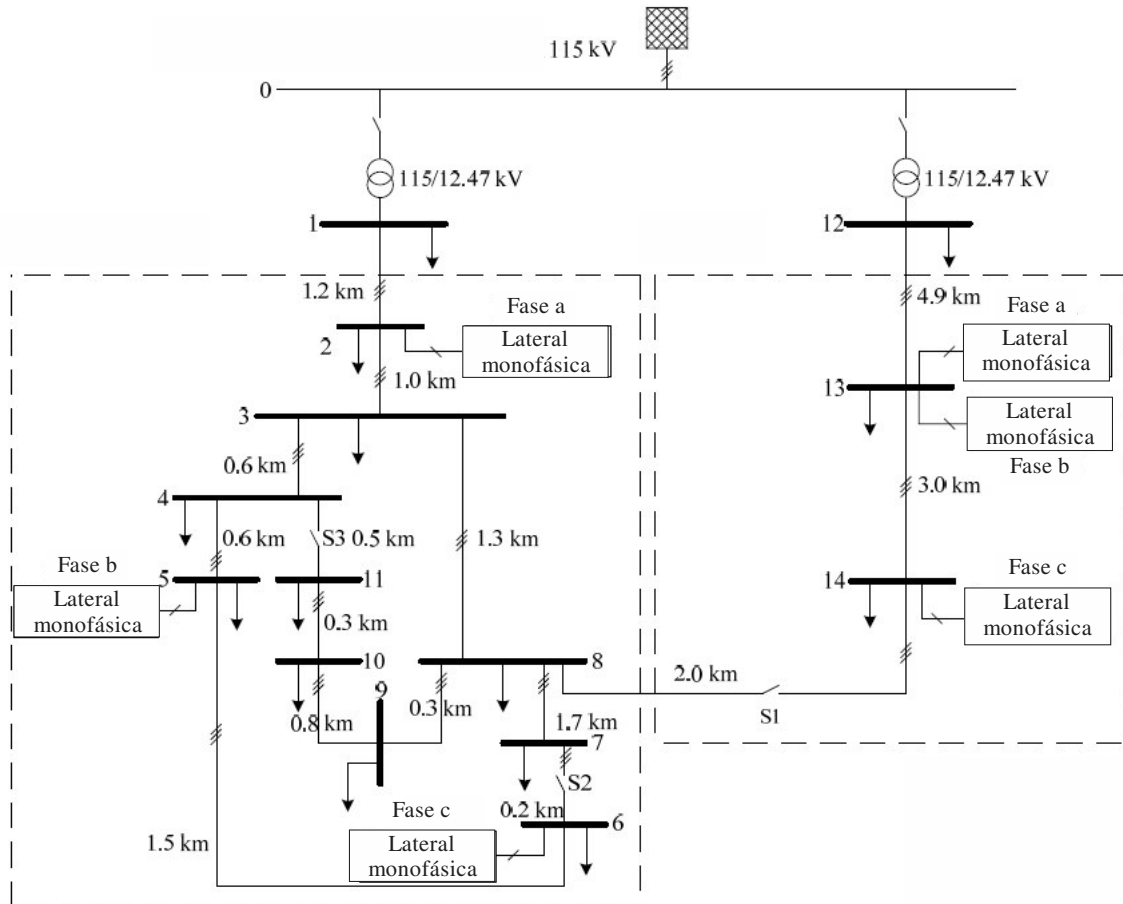
Figura 5.6 - Intervalos usados na SMC para a determinação das fases envolvidas em uma falta bifásica.

## 5.4 Resultados da comparação entre o MEE e a SMC

### 5.4.1 Sistema teste e condições das simulações

O MEE e a SMC foram utilizados para predição dos índices  $SARFI_{x\%}$  de um sistema de distribuição primária proposto pelo CIGRÈ na configuração norte americana (Task Force

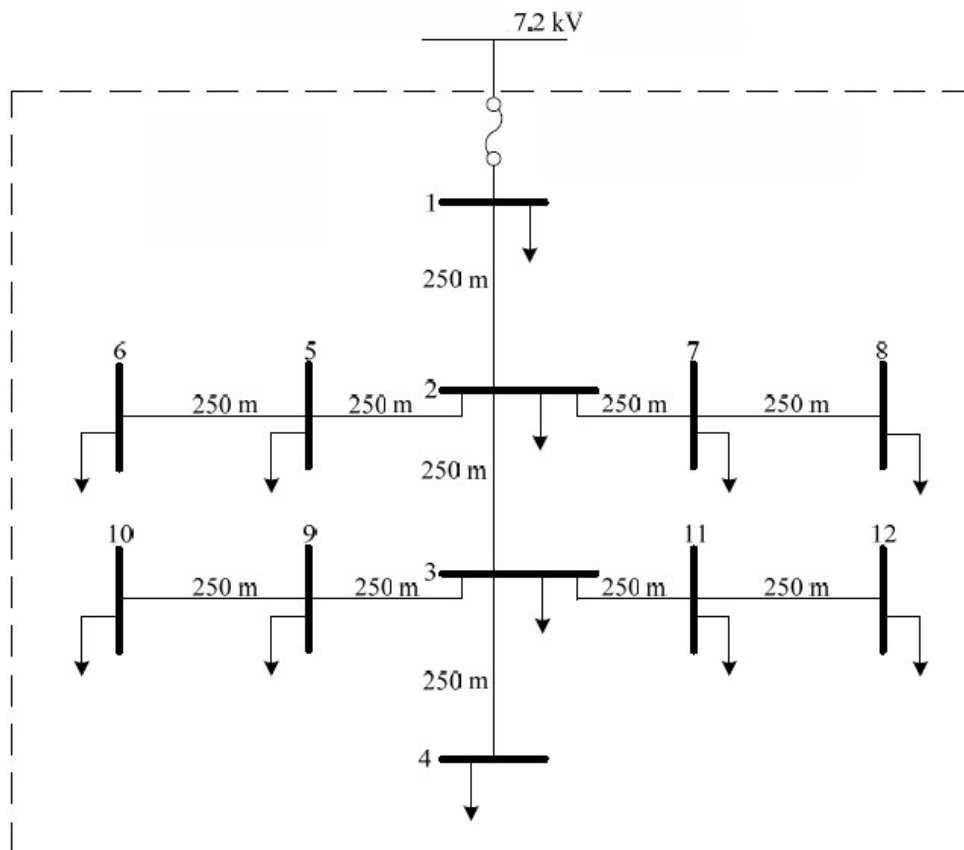
C6.04.02, 2014). O diagrama unifilar e os dados do sistema são mostrados, respectivamente, na Figura 5.7 e na Tabela 5.2, em que cada lateral monofásica tem a topologia da Figura 5.8.



**Figura 5.7 - Sistema de distribuição primária do CIGRÈ (configuração norte americana) (adaptado de Task Force C6.04.02, 2014).**

**Tabela 5.2 - Dados do sistema teste.**

|                              |       |
|------------------------------|-------|
| Tensão nominal (kV)          | 12,47 |
| Frequência nominal (Hz)      | 60    |
| Número de alimentadores      | 2     |
| Número de pontos de carga    | 86    |
| Pico de carga (MVA)          | 6,965 |
| Número de segmentos de linha | 81    |
| Comprimento total (km)       | 32,9  |



**Figura 5.8 – Topologia das laterais monofásicas do sistema teste (adaptado de Task Force C6.04.02, 2014).**

Os índices avaliados nesta seção são os  $SARFI_{x\%}$  associados aos afundamentos de tensão abaixo de 90%, 80% e 70% de magnitude, respectivamente:  $SARFI_{90\%}$ ,  $SARFI_{80\%}$  e  $SARFI_{70\%}$ . Os índices são calculados pelo MEE com um número de posições de faltas variando de 1 a 6 por segmento de linha, e o número de estados de resistência de falta variando de 1 a 8. Estes índices são comparados com aqueles obtidos pela SMC com os valores típicos de tolerância de  $\beta$  (i.e., 5% e 1%). Além disso, os cálculos são realizados com e sem a simplificação da varredura regressiva do MSA, de forma a se observar a melhoria de performance obtida pelo método de curto-circuito proposto no capítulo 4, e como este impacta no esforço computacional tanto do MEE quanto da SMC.

Finalmente, os testes são realizados com as seguintes condições:

- i. As taxas de falhas permanentes foram consideradas são 0,1 falha/(ano×milha) para seções tronco e 0,16 falha/(ano×milha) para seções laterais.
- ii. Considerou-se que as faltas momentâneas representam 82,5% do número total de faltas (média dos valores típicos, que variam entre 75% e 90%) (Gönen, 2008).

- iii. Os métodos foram implementados em MATLAB® e os testes realizados em um computador da Dell modelo Optiplex 7010 com processador Intel Core® Core™ i5-3470 CPU de 3.20 GHz; 4 GB de memória RAM; e sistema operacional Windows 7 Professional de 64 bits.

#### 5.4.2 Resultados da comparação entre os métodos

Os resultados obtidos pela SMC utilizando-se tanto a versão aprimorada quanto a convencional do MSA são mostrados na Tabela 5.3. A semente, i.e., o número utilizado para inicializar as funções geradoras de números aleatórios, foi mantida fixa para todos os casos, de forma a se obter os mesmos valores para os índices nas duas execuções da SMC e validar o método de curto-circuito proposto nesta dissertação.

**Tabela 5.3 – Resultados obtidos pela SMC.**

| Índices          | Usando o MSA aprimorado |               | Usando o MSA convencional |               |
|------------------|-------------------------|---------------|---------------------------|---------------|
|                  | $\beta = 5\%$           | $\beta = 1\%$ | $\beta = 5\%$             | $\beta = 1\%$ |
| $SARFI_{90\%}$   | 6.9209                  | 6.9423        | 6.9209                    | 6.9423        |
| $SARFI_{80\%}$   | 4.2925                  | 4.2482        | 4.2925                    | 4.2482        |
| $SARFI_{70\%}$   | 2.2179                  | 2.2386        | 2.2179                    | 2.2386        |
| Tempo de CPU (s) | 8.072                   | 83.909        | 12.952                    | 130.039       |

Pode-se observar da Tabela 5.3 que os tempos de processamento da SMC foram consideravelmente reduzidos com a versão aprimorada do MSA. Por exemplo, o tempo de CPU é 35,47% menor para o caso com  $\beta = 1\%$ . Também pode ser observado que o custo computacional é consideravelmente aumentado mesmo para um pequeno ganho em precisão, visto que os tempos são aproximadamente 10 vezes maiores para os casos com  $\beta = 1\%$  em relação aos casos com  $\beta = 5\%$ .

A Tabela 5.4, a Tabela 5.5 e a Tabela 5.6 mostram, respectivamente, os valores esperados dos índices  $SARFI_{90\%}$ ,  $SARFI_{80\%}$  e  $SARFI_{70\%}$  calculados pelo MEE para cada combinação de número de posições de falta e estados de resistência de falta considerados. A Tabela 5.7 e a Tabela 5.8 mostram o tempo de CPU para cada uma destas simulações utilizando-se, respectivamente, o MSA aprimorado e o convencional. Em todas as tabelas referentes aos resultados obtidos pelo MEE, as células pintadas em cinza claro indicam a combinação de estados para os quais todos os índices estimados pelo MEE obtém um erro relativo menor que 5% em relação aos mesmos índices estimados pela SMC com critério de parada  $\beta \leq 1\%$ . As células pintadas em cinza escuro indicam o oposto.

Pode-se observar dessas tabelas, que o número de estados de resistência de falta afetam mais a precisão do MEE do que o faz o número de posições de falta. Aparentemente, o MEE não é afetado significativamente pela quantidade de faltas em um segmento de linha. Isto pode ser explicado pelo fato de linhas de distribuição serem usualmente muito curtas, e portanto, quando mais de uma falta é considerada por segmento de linha, as distâncias entre estas são pequenas demais para que os resultados variem significativamente. Por outro lado, como mostrado no artigo de Barnard e Pahwa (1993), a corrente de curto-circuito ao longo do alimentador em função da distância do local da falta, se altera significativamente com pequenas variações de resistência de falta.

**Tabela 5.4 – Índices  $SARFI_{90\%}$  estimados pelo MEE.**

|                         |   | Nº de estados de resistência de falta |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------|---|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                         |   | 1                                     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    |
| Nº de posições de falta | 1 | 7,19                                  | 7,02 | 6,84 | 6,95 | 7,01 | 7,02 | 6,95 | 6,98 |
|                         | 2 | 7,20                                  | 7,01 | 6,78 | 6,95 | 7,02 | 7,04 | 6,95 | 7,00 |
|                         | 3 | 7,19                                  | 7,01 | 6,79 | 6,90 | 6,98 | 6,98 | 6,90 | 6,94 |
|                         | 4 | 7,19                                  | 7,01 | 6,78 | 6,88 | 6,99 | 7,01 | 6,90 | 6,95 |
|                         | 5 | 7,19                                  | 7,01 | 6,78 | 6,91 | 6,99 | 7,02 | 6,90 | 6,95 |
|                         | 6 | 7,19                                  | 7,01 | 6,77 | 6,92 | 7,00 | 7,02 | 6,90 | 6,96 |

**Tabela 5.5 – Índices  $SARFI_{80\%}$  estimados pelo MEE.**

|                         |   | Nº de estados de resistência de falta |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------|---|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                         |   | 1                                     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    |
| Nº de posições de falta | 1 | 4,74                                  | 3,81 | 4,43 | 4,44 | 4,32 | 4,36 | 4,39 | 4,40 |
|                         | 2 | 4,68                                  | 3,74 | 4,42 | 4,32 | 4,23 | 4,21 | 4,29 | 4,27 |
|                         | 3 | 4,70                                  | 3,71 | 4,42 | 4,35 | 4,24 | 4,24 | 4,31 | 4,32 |
|                         | 4 | 4,72                                  | 3,69 | 4,45 | 4,35 | 4,23 | 4,22 | 4,31 | 4,30 |
|                         | 5 | 4,69                                  | 3,71 | 4,42 | 4,34 | 4,23 | 4,23 | 4,30 | 4,31 |
|                         | 6 | 4,69                                  | 3,71 | 4,43 | 4,34 | 4,22 | 4,24 | 4,31 | 4,30 |

**Tabela 5.6 – Índices  $SARFI_{70\%}$  estimados pelo MEE.**

|                         |   | Nº de estados de resistência de falta |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------|---|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                         |   | 1                                     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    |
| Nº de posições de falta | 1 | 2,09                                  | 2,30 | 2,25 | 2,18 | 2,23 | 2,15 | 2,16 | 2,21 |
|                         | 2 | 2,23                                  | 2,24 | 2,28 | 2,21 | 2,26 | 2,22 | 2,21 | 2,27 |
|                         | 3 | 2,18                                  | 2,30 | 2,28 | 2,20 | 2,25 | 2,21 | 2,20 | 2,25 |
|                         | 4 | 2,22                                  | 2,26 | 2,31 | 2,18 | 2,24 | 2,21 | 2,20 | 2,25 |
|                         | 5 | 2,20                                  | 2,27 | 2,28 | 2,21 | 2,25 | 2,22 | 2,20 | 2,24 |
|                         | 6 | 2,22                                  | 2,26 | 2,30 | 2,19 | 2,25 | 2,22 | 2,20 | 2,25 |

**Tabela 5.7 - Tempos de CPU (s) do MEE utilizando o MSA aprimorado.**

|                         |   | Nº de estados de resistência de falta |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------|---|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                         |   | 1                                     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    |
| Nº de posições de falta | 1 | 1,19                                  | 2,00 | 2,88 | 3,76 | 4,19 | 5,50 | 6,32 | 6,67 |
|                         | 2 | 2,01                                  | 3,56 | 5,29 | 7,04 | 9,13 | 10,5 | 12,0 | 13,6 |
|                         | 3 | 2,80                                  | 5,29 | 7,74 | 10,6 | 13,5 | 15,1 | 17,6 | 20,3 |
|                         | 4 | 3,61                                  | 6,85 | 10,1 | 13,6 | 17,8 | 20,3 | 23,7 | 24,8 |
|                         | 5 | 4,41                                  | 8,42 | 12,8 | 16,8 | 21,0 | 25,5 | 28,8 | 31,0 |
|                         | 6 | 5,24                                  | 10,4 | 15,4 | 19,0 | 26,7 | 30,6 | 33,7 | 39,6 |

**Tabela 5.8 - Tempos de CPU (s) do MEE utilizando o MSA convencional.**

|                         |   | Nº de estados de resistência de falta |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------|---|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                         |   | 1                                     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    |
| Nº de posições de falta | 1 | 2,04                                  | 3,58 | 5,22 | 6,82 | 9,23 | 11,2 | 12,9 | 14,8 |
|                         | 2 | 3,58                                  | 6,92 | 10,1 | 13,1 | 18,1 | 21,9 | 25,2 | 29,1 |
|                         | 3 | 5,33                                  | 10,0 | 14,8 | 19,6 | 27,1 | 32,5 | 37,4 | 42,9 |
|                         | 4 | 6,79                                  | 13,4 | 20,3 | 25,9 | 35,7 | 42,5 | 50,1 | 56,7 |
|                         | 5 | 8,57                                  | 16,4 | 25,1 | 35,6 | 44,3 | 53,5 | 62,1 | 70,8 |
|                         | 6 | 10,1                                  | 19,7 | 29,1 | 42,4 | 53,5 | 64,3 | 74,3 | 89,9 |

Com relação ao esforço computacional do MEE, a Tabelas 5.7 e a Tabela 5.8 indicam nitidamente que os tempos de processamento são significativamente menores quando o MSA aprimorado é utilizado para os cálculos de curto-circuito, particularmente quando um grande número de estados é requerido para um aprimoramento da precisão. Por exemplo, o caso com



8 estados de resistência de falta e 6 posições de falta apresenta uma redução de tempo de 55,95 % (i.e.:  $[(89,9 - 39,6)/89,9] \times 100 \% = 55,95 \%$ ).

Analisando-se a área sombreada das tabelas acima, pode-se observar que o MEE tem precisão comparável ao da SMC com apenas um número reduzido de estados. Estes resultados demonstram uma significativa redução de custo computacional em comparação com a SMC. Como exemplo, o caso mais veloz na área pintada em cinza claro tem apenas 3 estados de resistência de falta, apenas um de posição de falta por segmento de linha, e é executado em 2,88 s usando o MSA melhorado. Ou seja, 29,18 vezes mais rápido que a SMC com  $\beta \leq 1\%$  como critério de parada e a mesma abordagem de curto-circuito. Considerando-se ainda o mesmo exemplo, o MEE utilizando o MSA convencional executa em 5,22 s; o que é 24,92 vezes mais rápido que a SMC com o mesmo método de curto-circuito e o com o mesmo critério de incerteza relativa do caso anterior.

Estes resultados significam, que não somente o MEE é consideravelmente mais veloz que a SMC, como se beneficia proporcionalmente mais da melhoria do curto-circuito que a SMC. Isto se explica, pelo fato de que os cálculos de curto-circuito representam para o MEE maior parte do custo computacional total do que na SMC. O que se deve ao fato de que os estados no MEE são obtidos a partir de uma lista ao invés de sorteados, evitando assim o custo adicional dos comandos de seleção (“if”), para selecionar cenários de falta e das chamadas das funções geradoras de números aleatórios existentes na SMC.

### **5.4.3 Conclusões da comparação e escolha do método mais adequado**

A partir da comparação efetuada entre o MEE e a SMC na Seção 5.4.2, torna-se claro, que o MEE pode estimar os índices de VTCD de um sistema de distribuição com a mesma precisão obtida pela SMC, mesmo avaliando somente uma posição de falta por linha e algumas poucas possibilidades de resistência de falta. Os resultados da comparação dos tempos de execução da SMC e do MEE com estes poucos estados, pode-se afirmar que o MEE é muito mais veloz que a SMC, principalmente quando se utiliza o MSA aprimorado para calcular os curtos-circuitos.

É importante salientar, no entanto, que a comparação dos métodos efetuada neste capítulo considerou somente as incertezas do cenário de falta. No entanto, a diferença na performance entre os métodos é tão significativa, que se espera que, mesmo com inclusão da incerteza associada à potência de saída das GDFV, o MEE ainda seja mais rápido que a SMC

na estimação dos índices de VTCD. É possível inclusive, que o MEE tenha melhor desempenho computacional que a SMC neste caso. Esta vantagem do MEE, na presença da GDFV, se deve à SMC exigir um novo fluxo de potência para cada curto-circuito, enquanto o MEE precisará efetuar somente um fluxo de carga por estado de potência de saída da GDFV.

Além do custo adicional de cada fluxo, cada novo estado pré-falta obtido leva a uma condição diferente de carregamento, pois as cargas do tipo impedância constante são proporcionais ao quadrado da tensão. Sendo assim, a inclusão de GDFV ao sistema impedirá o uso do MSA aprimorado na SMC, enquanto na MEE esta abordagem de curto-circuito ainda pode ser utilizada normalmente, desde que se faça uma varredura de preparação para cada novo estado pré-falta.

Assim, devido a todas as vantagens apresentadas em relação à SMC, o MEE será o método utilizado nesta dissertação para realizar o estudo da estimação do impacto de GDFV nos índices de VTCD de sistemas de distribuição.

## **5.5 Resumo**

A comparação entre o MEE e a SMC para análise de VTCD foi realizada neste capítulo. Os dois métodos foram descritos, bem como a modelagem das incertezas do cenário de faltas para ambos. Os dois métodos foram implementados utilizando tanto o MSA aprimorado quanto o convencional. As condições dos testes foram apresentadas, bem o sistema teste utilizado e os índices e tempos de execução obtidos mostrados para os dois métodos e com as duas estratégias de curto-circuito. A partir dos resultados obtidos se chegou a conclusão de que o MEE é mais eficiente que a SMC para obtenção dos índices de frequência de VTCD e se optou por este para compor a metodologia de análise do impacto de GDFV nos índices de VTCD. O capítulo a seguir apresentará a modelagem da GDFV no fluxo de potência e na análise de faltas, bem como de suas incertezas associadas.

## 6 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DA GDFV

Um típico sistema de GDFV é composto por uma combinação em série e/ou em paralelo de PFV que é conectada à rede através de um conversor CC/CA. Cada PFV é constituído de uma combinação série de várias células fotovoltaicas (FV). A seguir, cada um destes componentes e seus respectivos modelos matemáticos serão apresentados individualmente. Também será mostrado como é feita a associação destes componentes para formar uma planta de GDFV. Assim, de posse destas informações, poder-se-á obter os modelos para representação da GDFV no fluxo de potência e na análise de curtos-circuitos. Por fim, será mostrado como as incertezas associadas à GDFV foram modeladas nesta dissertação, de forma a serem consideradas no programa de análise de VTCD utilizando o MEE.

### 6.1 Componentes de uma planta de GDFV

#### 6.1.1 A célula fotovoltaica ideal

A unidade básica de uma planta de GDFV é a célula FV. Esta célula é constituída de um material semicondutor capaz de absorver a energia dos fótons da luz solar e liberar portadores de carga na sua junção p-n. Assim, surge uma tensão elétrica na junção, processo que é conhecido como efeito FV. O detalhamento matemático dos princípios físicos do efeito FV foge do escopo deste trabalho. No entanto, neste trabalho, é suficiente que se considere o modelo matemático da célula FV, cujo circuito equivalente é mostrado na Figura 6.1.

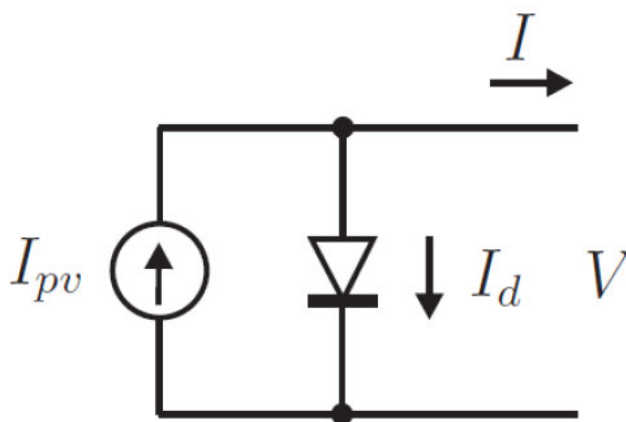


Figura 6.1 - Circuito equivalente da célula FV (Gazoli, 2011).

A corrente de saída da célula FV ( $I$ ) é dada pela equação (6.1) (Gazoli, 2011):

$$I = I_{pv} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] = I_{pv} - I_D \quad (6.1)$$

Em que:

$I_{pv}$  é a corrente gerada pela absorção da energia dos fótons da luz incidente na célula (A).

$I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo (A).

$a$  é a constante de idealidade do diodo do PFV.

$q$  a carga elementar do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C).

$k$  é a constante de Boltzman ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K).

$T$  é a temperatura da junção p-n (K).

A partir do circuito equivalente da célula FV, pode-se obter a curva característica  $I$ - $V$  subtraindo-se ponto a ponto a corrente gerada ( $I_{pv}$ ), que comporta-se como fonte de corrente constante, de uma corrente exponencial ( $I_d$ ) referente à característica  $I$ - $V$  do diodo (Figura 6.2).

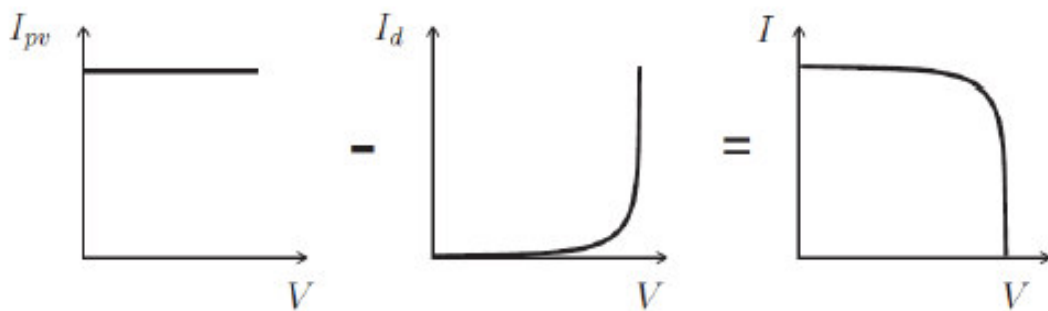


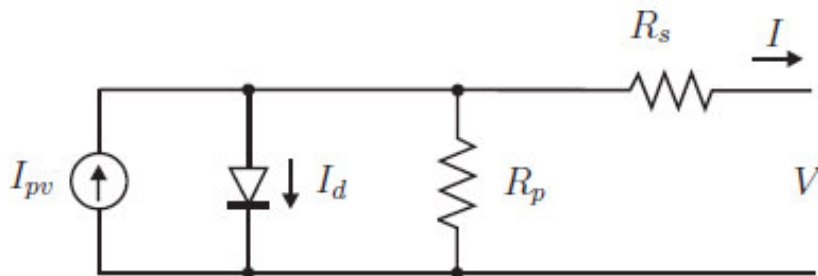
Figura 6.2 - Obtenção da curva característica  $I$ - $V$  da célula FV (Gazoli, 2011).

### 6.1.2 Módulo fotovoltaico

As potências de saída das células FV são pequenas demais para serem aplicadas diretamente para GDFV. Por este motivo, estas células costumam ser agrupadas e associadas entre si, em série ou em paralelo, em um número suficiente para atingir a potência desejada. Estes agrupamentos são chamados de *módulos* FV, ou ainda, PFV.

Os módulos formados a partir de associações série das células FV são mais comuns do que os formados por associações em paralelo, pois no segundo caso, a tensão de saída é muito baixa (igual a tensão de uma célula) e a corrente é muito alta (igual à soma das correntes de saída de todas as células) (Carvalho, 2012). Todavia, na associação em série, se qualquer uma das células tiver seu desempenho reduzido, por um sombreamento parcial, por exemplo todo o módulo será comprometido. De forma a evitar que isto aconteça, é comum o uso de diodos de *bypass* para fornecer um caminho alternativo para a corrente nesses casos. Por motivos econômicos, este diodo é comumente conectado em paralelo com um grupo de células ao invés de ser conectado a cada célula individualmente (Carvalho, 2012).

O circuito equivalente de um módulo FV ideal é idêntico ao da célula FV, no entanto, em um dispositivo real, surgem resistências equivalentes em série ( $R_s$ ) e em paralelo ( $R_p$ ) que modelam as perdas ôhmicas do módulo. A resistência série representa o somatório das perdas ôhmicas no contato do material semicondutor p com a base metálica; no contato do material semicondutor n com a grade metálica; nos próprios materiais semicondutores p e n; e nos contatos metálicos entre as células. Já a resistência em paralelo, representa o somatório das perdas ôhmicas devido à corrente de fuga em cada junção p-n (Villalva, 2010). Desta forma, o circuito equivalente de um módulo FV real é tal como mostrado na Figura 6.3.



**Figura 6.3 - Circuito equivalente de um módulo FV real (Villalva, 2010).**

Assim, devido à inclusão dos parâmetros  $R_s$  e  $R_p$ , a equação da corrente de saída de um módulo FV constituído da associação série de um número  $N_s$  de células, será dado por:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (6.2)$$

Em que  $V_t = N_s kT/q$  é a tensão térmica do módulo FV. A partir da equação (6.2), pode-se obter a curva característica I-V do módulo, tal como mostrado na Figura 6.4, na qual se

destacam três pontos notáveis, a saber: a corrente de curto circuito ( $0, I_{sc}$ ), a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}, 0$ ) e o ponto de máxima potência ( $V_{mp}, I_{mp}$ ).

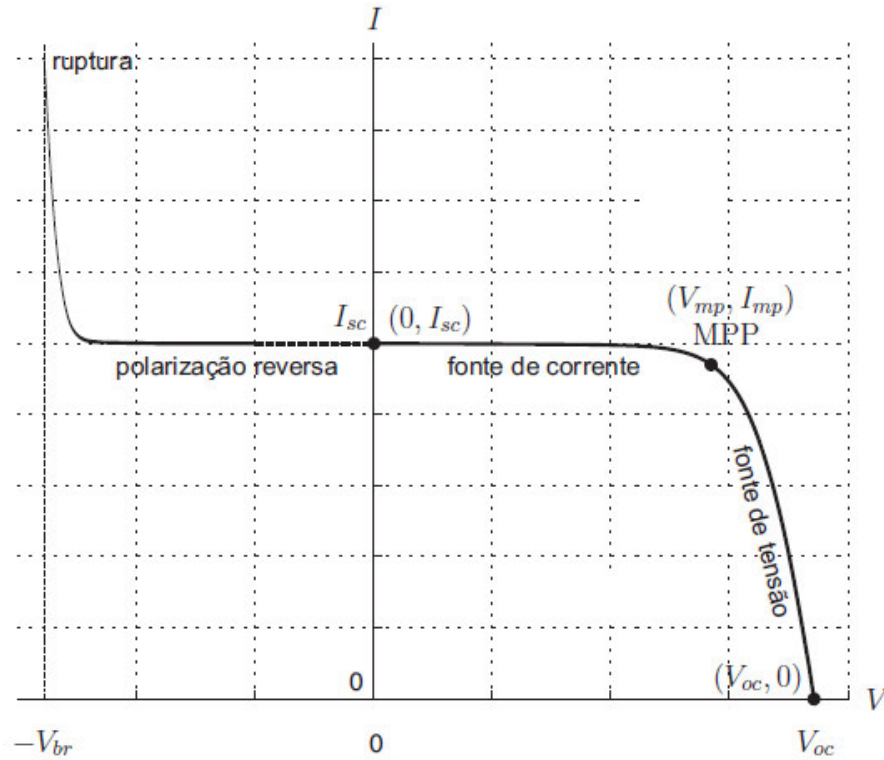


Figura 6.4 - Curva característica  $I$ - $V$  de um módulo FV real (Villalva, 2010).

Na curva da Figura 6.4, pode-se observar que o PFV possui duas possibilidades de polarização. Na região de polarização direta, o módulo FV pode operar tanto na região fonte de corrente, quanto na região fonte de tensão. Já na região de polarização reversa, o dispositivo deixa de gerar e passa a dissipar energia na forma de calor, o que pode danificá-lo. Ainda nesta curva, a tensão de ruptura  $V_{br}$  indica a máxima tensão de polarização reversa que o módulo pode suportar sem ser instantaneamente danificado. Devido ao perigo associado à polarização reversa do PFV, costuma-se utilizar um diodo de bloqueio na saída do módulo, para evitar o fluxo reverso de potência no mesmo.

Quanto à corrente fotoelétrica ( $I_{pv}$ ) das células FV, é possível obtê-la através de uma expressão de correção em relação a um valor determinado experimentalmente pelos fabricantes para as condições nominais de irradiância ( $G$ ) e temperatura ( $T$ ) (respectivamente,  $G_n = 1000 \text{ W/m}^2$  e  $T_n = 25^\circ \text{ C}$ ), conforme (6.3):

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) G / G_n \quad (6.3)$$

Em que:

$I_{pv,n}$  é a corrente fotoelétrica (A) gerada em condições nominais.

$K_I$  é o coeficiente de corrente/temperatura (A/K).

$\Delta_T = T - T_n$ , é a variação de temperatura em relação à nominal em Kelvin.

A corrente de saturação reversa do módulo FV ( $I_0$ ) pode ser expressa em função da variação de temperatura ( $\Delta T$ ), do coeficiente de corrente/temperatura  $K_I$  e do coeficiente de tensão/temperatura ( $K_V$ ) de acordo com a equação (6.4):

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta_T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta_T}{aV_t}\right) - 1} \quad (6.4)$$

Em que  $V_{oc,n}$  e  $I_{sc,n}$  são respectivamente, a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito nas condições nominais de irradiância e temperatura. As equações (6.2), (6.3) e (6.4) descrevem o modelo matemático do módulo FV real.

### 6.1.3 Strings e arranjos fotovoltaicos

Caso se deseje obter uma potência gerada maior do que a de um único módulo FV, pode-se combinar mais de um PFV em série, obtendo um *string* FV. O número de PFV colocados em série em um *string* deve ser tal que a tensão obtida seja compatível com o terminal de entrada do inversor. *Strings* FV podem ainda ser combinados em paralelo de forma a se aumentar a potência da GDFV por meio do aumento da corrente gerada, porém mantendo-se a tensão dentro dos valores aceitáveis. Esta associação em paralelo de *strings* FV recebe o nome de *arranjo* FV. Em um arranjo FV, a corrente e a tensão de saída se relacionam pela equação (6.5) (Villalva, 2010):

$$I = I_{pv}N_{par} - I_0N_{par} \left[ \exp\left(\frac{V + R_s(N_{ser}/N_{par})I}{aV_tN_{ser}}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s(N_{ser}/N_{par})I}{R_pN_{ser}/N_{par}} \quad (6.5)$$

Em que  $N_{ser}$  ( $N_{par}$ ) é o número de módulos em série (paralelo) do arranjo FV.

#### 6.1.4 Inversor fotovoltaico

Células, módulos, *strings* e arranjos FV, geram energia elétrica em CC. Esta energia não pode ser injetada diretamente à rede elétrica CA sem que seja feita a devida conversão. Para isto utiliza-se um conversor de eletrônica de potência denominado *inversor*. Os inversores utilizam chaves estáticas de material semicondutor para realizar a conversão, alternando-as entre os estados ligado e desligado, resultando em um sinal de saída alternado, porém de forte distorção harmônica, que em seguida é filtrado para obter a onda senoidal desejada.

Além de realizar a conversão da energia de CC para CA, o inversor é capaz de aplicar uma série de controles à corrente de saída. Enumerar todos estes controles e entrar em detalhes de como estes são realizados pelo inversor, foge ao escopo desta dissertação. No entanto, alguns destes controles afetam diretamente o comportamento da GDFV durante a operação normal da rede e/ou durante uma falta. Sendo assim, estes controles serão modelados nas seções à seguir. São eles: o algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (RPMP) da curva  $I-V$  do arranjo FV; o controle do fator de potência da corrente de saída; controle de equilíbrio das correntes injetadas à rede (para inversores trifásicos); e limitação da contribuição de corrente de curto-circuito.

## 6.2 Modelo da GDFV no fluxo de potência

A potência ( $P_{ca}$ ) injetada à rede pelo inversor de uma GDFV, é dada pela equação (5.1) (Alam, Muttaqi e Sutanto, 2013):

$$P_{ca} = \eta_{inv} \times \eta_m \times \eta_d \times P_{cc} \quad (6.6)$$

Em que:

$\eta_{inv}$  é o rendimento do inversor.

$\eta_m$  é a constante usada para modelar a perda de potência por incompatibilidade entre os módulos FV.

$\eta_d$  é a constante usada para modelar a perda de potência devido à sujeira nos PFV.

$P_{cc}$  é a potência CC gerada pelo arranjo dos PFV. Em sistemas conectados à rede, devido à estratégia de controle de rastreamento do ponto de máxima potência (RPMP) do inversor, a



potência CC pode ser obtida como  $P_{cc} = \max(I \times V)$  em que  $I$  e  $V$  são pontos da curva característica I-V relacionados, respectivamente, à corrente CC e à tensão CC do arranjo FV.

Com as equações (6.3) até (6.6) pode-se obter a potência de saída do arranjo FV ( $P_{cc}$ ), simulando a estratégia de RPMP do inversor por meio do seguinte algoritmo conceitual:

- i) Calcular  $I_{pv}$  e  $I_0$  usando-se as equações (6.3) e (6.4) para as condições de irradiância incidente e temperatura ambiente dadas.
- ii) Calcular a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) utilizando-se a equação (6.5), fazendo-se  $I = 0$ .
- iii) Atribuir  $P_{cc} = 0$ .
- iv) Repetir os passos (v) e (vi) para  $V = 0$  até  $V = V_{oc}$  em passos de  $V_{oc}/100$ .
  - v) Calcular  $I$  utilizando-se as equações (6.3) a (6.5).
  - vi) Se  $V \times I > P_{cc}^{atual}$ , então faça  $P_{cc}^{novo} = V \times I$ ; senão, interrompa o laço.
- vii) Fim.

Tendo-se obtido  $P_{cc}$ , pode-se encontrar  $P_{ca}$  usando-se para isto a equação (6.6). Finalmente, para encontrar as correntes injetadas pela GDFV no MSA, deve-se levar ainda em consideração duas características importantes do controle dos inversores: o fator de potência unitário e as correntes perfeitamente equilibradas mesmo diante de um desequilíbrio da rede elétrica trifásica (caso se trate de um inversor trifásico). Assim, a corrente injetada por uma GDFV trifásica possui somente sequência positiva e é dada pela equação (6.7) (Moura et al., 2014).

$$I_+ = \frac{P_{ca}}{E_+} \quad (6.7)$$

Em que  $I_+$  é a corrente de sequência positiva da fase  $a$  injetada pelo inversor no barramento da rede cujo fasor de tensão de sequência positiva da fase  $a$  é dado por  $E_+$ .

Para alguns casos de GDFV com pequena capacidade de geração, é comum o uso de inversores monofásicos. Nestes casos, considera-se somente o fator de potência unitário em relação à fase em que está conectada a GD, por exemplo, a corrente injetada por uma GDFV monofásica conectada à fase  $a$  é dada por (6.8).

$$I_a = \frac{P_{ca}}{E_a} \quad (6.8)$$

Em que  $I_a$  é a corrente injetada na fase  $a$  e  $E_a$  é o fasor de tensão desta mesma fase.

### 6.3 Modelo da GDFV no curto-circuito

No caso de um curto-circuito, haverá contribuição de corrente da GDFV para a corrente de falta. De acordo com Moura et al. (2014), devido ao controle de RPMP do inversor, a GDFV comportar-se-á durante o curto como uma fonte de potência, mesmo sob condições de baixa tensão. No entanto, a contribuição de corrente da GDFV é limitada pelo inversor a um valor máximo. No caso deste valor ser atingido, a GDFV comportar-se-á como uma fonte de corrente de magnitude constante e ângulo dependente da tensão. Desta forma, a contribuição de corrente de curto-circuito de sequência positiva ( $I_+^{falta}$ ) de um inversor trifásico é dada por:

$$\begin{cases} I_+^{Falta} = I_+, & \text{se } I_+ < I_{max} \\ I_+^{Falta} = I_{max} \angle \theta_{E_+}, & \text{se } I_+ \geq I_{max} \end{cases} \quad (6.9)$$

Em que  $\theta_{E_+}$  é o ângulo da tensão de sequência positiva  $E_+$ . A equação (6.9) pode ainda ser estendida para o caso de uma GDFV monofásica, bastando para isto substituir o subscrito “+”, referente à sequência positiva, pelo nome da fase em que a GD se encontra instalada, e.g., para a fase  $a$ , substitui-se  $I_+^{Falta}$  por  $I_a^{Falta}$ ,  $I_+$  por  $I_a$  e  $\theta_{E_+}$  por  $\theta_{E_a}$ .

Finalmente, deve-se notar que dado que as correntes injetadas pela GDFV são sempre dependentes da tensão, o MSA se torna iterativo na presença de GDFV, mesmo para um modelo de carga do tipo impedância constante (para o qual o modelo da rede é linear e a solução do MSA é normalmente não iterativa), aumentando o custo computacional do método.

### 6.4 Modelagem das incertezas associadas à GDFV

Para modelar a incerteza da temperatura ambiente e da irradiância incidente à GDFV no instante da falta no MEE, foram utilizados agrupamentos de dados históricos obtidos a partir de medições feitas pelo projeto SONDA na estação de São Luís do Maranhão. As medições foram realizadas em intervalos de 1 minuto durante um ano, resultando assim, num total de 525.600 medições ao final do período de coleta de dados. A discretização de incertezas associadas com a GDFV também é realizada em outros estudos probabilísticos, tais como a estimação da contribuição da GDFV para a confiabilidade de sistemas elétricos de potência (Alferidi, 2012).

Nesta dissertação, o algoritmo *k-means* (Mingoti, 2005) foi utilizado para criar 6 agrupamentos bidimensionais de irradiância e temperatura, sendo que um destes é reservado para os valores nulos de irradiância solar (correspondentes ao período da noite). A Tabela 6.1 traz os centroides dos agrupamentos obtidos, bem como o número de elementos agrupados e as probabilidades percentuais dos agrupamentos. É importante notar, que o uso de agrupamentos de dados bidimensionais preserva a forte correlação estatística presente nas duas grandezas agrupadas.

**Tabela 6.1 - Dados dos agrupamentos de irradiância e temperatura.**

| Irradiância (W/m <sup>2</sup> ) | Temperatura (° C) | Nº de elementos | Probabilidade (%) |
|---------------------------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| 0,0000                          | 26,35             | 258459          | 49,1741           |
| 264,683                         | 30,23             | 66697           | 12,6897           |
| 468,267                         | 31,87             | 49717           | 9,4591            |
| 971,098                         | 34,06             | 35449           | 6,7445            |
| 712,626                         | 33,19             | 38595           | 7,3430            |
| 66,022                          | 27,39             | 76683           | 14,5896           |

#### 6.4.1 Resumo

A modelagem da GDFV foi mostrada neste capítulo a partir dos seus componentes. O modelo de uma associação em paralelo de *strings* em série de módulos FV, constituídos de uma associação série de células FV, foi obtido. Os principais controles efetuados pelo inversor FV foram apresentados e utilizados para a obtenção de um modelo para a potência de saída da GDFV. Esta, por sua vez, foi utilizada para a obtenção das correntes injetadas à rede tanto em condições de operação normal quanto em condições de curto-circuito. Finalmente, os agrupamentos dos dados utilizados para a representação das incertezas associadas aos parâmetros de entrada do modelo foram também mostrados neste capítulo. O capítulo que se segue apresentará a obtenção dos tempos de duração das VTCD a partir da resposta da proteção dos SDBT.

## 7 MODELAGEM DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIOS

Devido a algumas características dos sistemas de GDFV, espera-se que sua principal aplicação ocorra em sistemas de distribuição secundários. Assim, a análise do impacto de GDFV nos índices de frequência de VTCD neste trabalho será focada nestes sistemas. Como visto no Capítulo 1, a duração das VTCD é definida pelo tempo de atuação dos dispositivos de proteção de curto-circuito da rede para eliminar a falta. Portanto, a obtenção dos índices que dependem da duração, como o  $SARFI_{ITIC}$ , exige a modelagem destes dispositivos. Sendo assim, o objetivo deste capítulo é apresentar a modelagem utilizada para representar a proteção de um sistema de distribuição secundário.

Em geral, os SDBT operam com pouquíssima ou às vezes nenhuma proteção. Nestes casos, o curto-circuito simplesmente queima por tempo suficiente para derreter os condutores, interrompendo a alimentação da falta, assim extinguindo-a. Em alguns casos, no entanto, utiliza-se a própria proteção do transformador de distribuição para proteger o sistema de baixa tensão. As duas possibilidades foram consideradas neste trabalho, e as modelagens tanto do tempo de derretimento dos condutores de baixa tensão, quanto do tempo de atuação da proteção do transformador, serão mostradas a seguir.

### 7.1 Modelagem do tempo de derretimento dos condutores

O calor provocado por um arco elétrico no ponto do curto-circuito pode ser muito elevado. Este calor excessivo pode facilmente danificar o condutor se a falta não for eliminada a tempo por um dispositivo de proteção de curto-circuito. Isto é particularmente frequente em duas situações (Short, 2014):

- i. Condutores revestidos: condutores com revestimento isolante impedem a movimentação do arco elétrico ao longo do seu comprimento. Devido à permanência do arco em um único ponto, o derretimento do condutor ocorre mais rapidamente do que em um condutor nu de mesma bitola e mesmo material.
- ii. Condutores de pequena bitola: condutores de bitola menor ou igual a  $67,5 \text{ mm}^2$  são particularmente suscetíveis à queima durante uma falta.

Em sistemas de distribuição secundários, tanto é comum o uso de condutores de menor bitola, quanto o uso de condutores revestidos. Um exemplo de configuração particularmente comum que utiliza condutores revestidos é o caso de uma linha secundária com condutores fase revestidos, enrolados em torno de um condutor neutro nu com função secundária de sustentação (Short, 2014).

A função de dano de um determinado condutor é definida como o tempo necessário para danificar este condutor ( $t$ ) em função da magnitude da corrente de falta ( $I$ ). A Tabela 7.1 mostra as funções de dano de alguns condutores nus e revestidos, obtidas experimentalmente por Goode e Gaertner (1965, apud SHORT, 2014), em que as bitolas dos condutores são dadas na escala americana normalizada ou em kcmil. Para condutores não encontrados na Tabela 7.1, utiliza-se o condutor de características mais próximas e escala-se a função de dano de acordo com a razão entre a área de seção destes dois condutores (Short, 2014).

**Tabela 7.1 - Funções de dano de alguns condutores (adaptado de Goode e Gaertner, 1965 apud SHORT, 2014).**

| Condutor            | Função de dano        |
|---------------------|-----------------------|
| Cobre revestido #6  | $t = 858/I^{1,51}$    |
| Cobre revestido #4  | $t = 56,4/I^{0,92}$   |
| Cobre nu #4         | $t = 641/I^{1,25}$    |
| CAA revestido #2    | $t = 15,3/I^{0,65}$   |
| CAA nu #2           | $t = 6718/I^{1,26}$   |
| Cobre revestido 1/0 | $t = 16,6/I^{0,65}$   |
| Cobre nu 1/0        | $t = 91/I^{0,78}$     |
| CAA revestido 3/0   | $t = 642600/I^{1,92}$ |
| CAA nu 3/0          | $t = 1460/I^{0,95}$   |
| ACAR nu 4/0         | $t = 80,3/I^{0,68}$   |
| CAA nu 4/0          | $t = 68810/I^{1,3}$   |
| ACAR nu 336,4 kcmil | $t = 6610/I^{1,10}$   |
| CAA nu 336,4 kcmil  | $t = 2690/I^{0,97}$   |
| CA nu 350 kcmil     | $t = 448/I^{0,84}$    |
| CA nu 500 kcmil     | $t = 2776/I^{0,98}$   |

Em que CA, CAA e ACAR significam, respectivamente, condutor de alumínio puro, condutor de alumínio com alma de aço e condutor de alumínio com alma de liga de alumínio (do inglês: *aluminum conductor*, *alloy-reinforced*).

A partir da Tabela 7.1, pode-se perceber que a função de dano de um condutor tem a forma da equação (7.1).

$$t = A/I^B \quad (7.1)$$

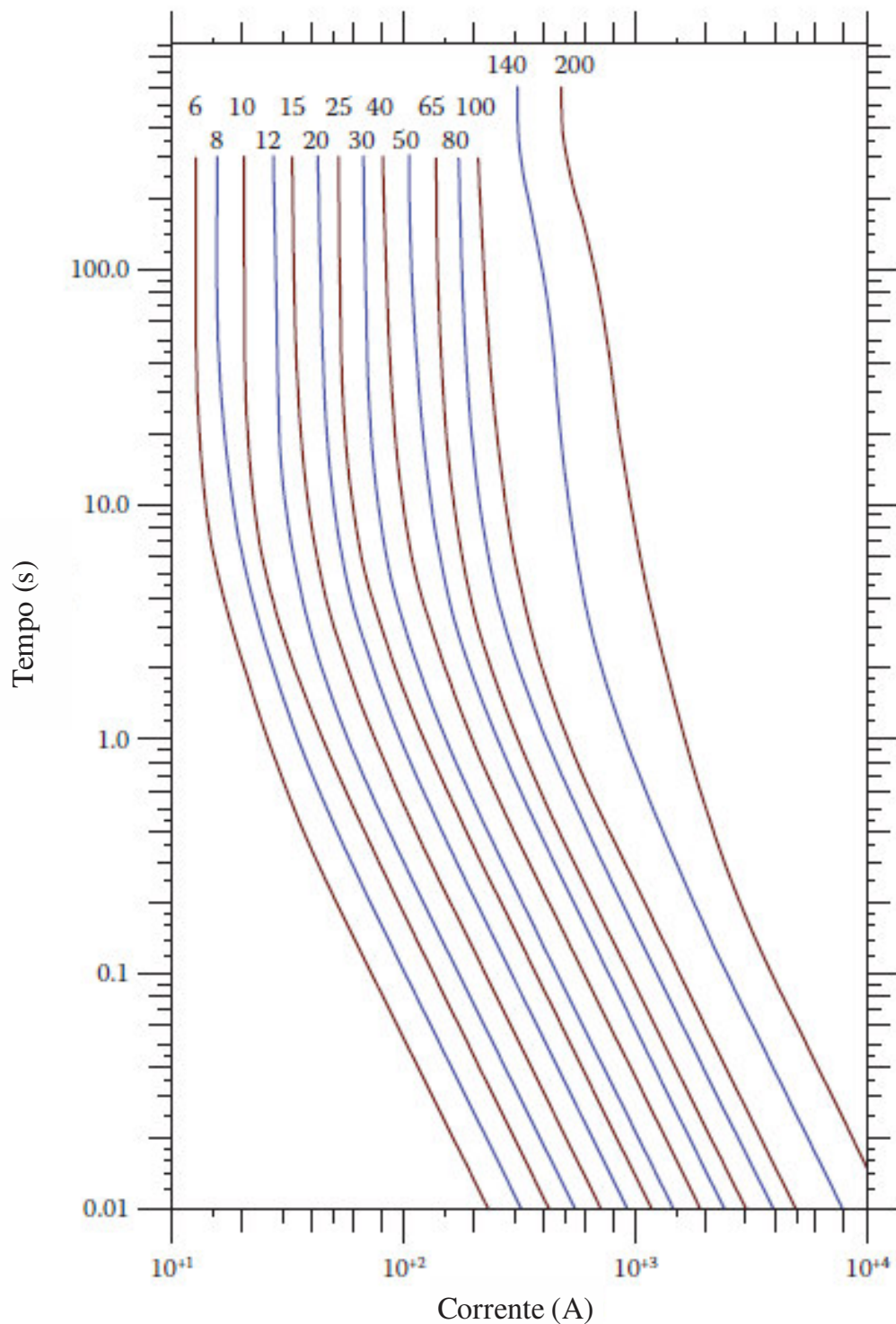
Em que  $A$  e  $B$  são constantes específicas de cada tipo de condutor. Desta forma, para modelar o tempo de derretimento dos condutores, basta que se armazenem estas constantes nos dados de entrada de condutor, de modo que no momento da falta possa-se utilizar a equação (7.1) para encontrar este tempo a partir da corrente de falta.

## 7.2 Modelagem da proteção do transformador

A proteção do transformador é feita pelo uso de elos fusíveis. O objetivo principal do fusível é proteger o transformador em caso de um curto-circuito. No entanto, esta proteção também pode ser estendida para o circuito de baixa tensão (Short, 2014). Deve-se observar ainda que o transformador não possui qualquer proteção contra sobrecarga, pois, devido a variabilidade da demanda, pode ser desejável que este faça uso da sua capacidade de sobrecarga de curto termo. Desta forma, a instalação de um transformador com maior capacidade nominal é evitada, reduzindo custos da companhia de distribuição.

Durante a energização do transformador, a corrente de magnetização, ou corrente de *inrush* do transformador, pode atingir um valor até 12 vezes maior do que sua corrente nominal. Tal corrente não deve ocasionar a queima indevida do fusível. Nesta dissertação, os fusíveis de proteção do transformador foram dimensionados de forma a suportar a corrente de magnetização do transformador por um período de 0,1 s. Atendendo-se a esta restrição, foram então escolhidos os fusíveis com atuação mais rápida possível. Para isto, foram considerados fusíveis tipo K da S&C Electric Company, cujas curvas tempo×corrente podem ser vistas na Figura 7.1, e cujos pontos destas curvas podem ser obtidos na página do fabricante.

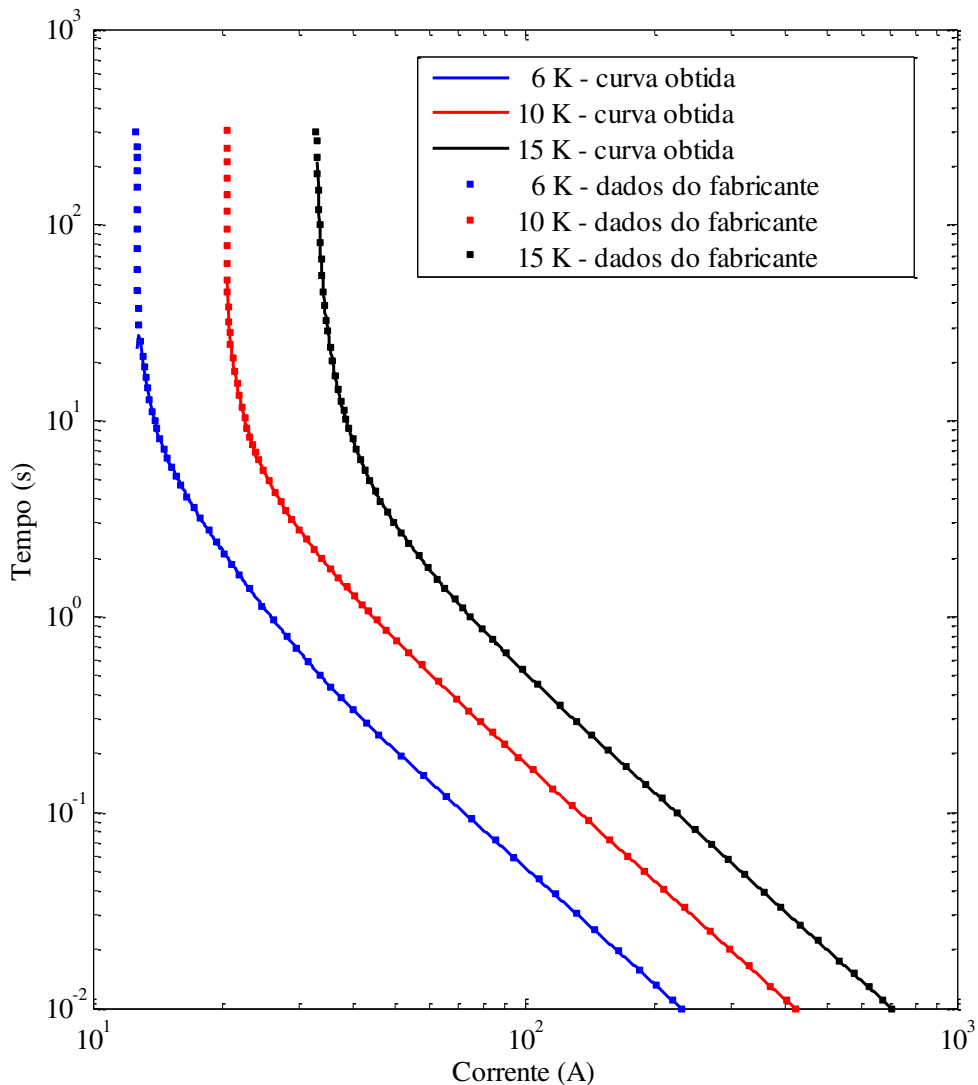
Deve-se notar, no entanto, que mesmo que os pontos das curvas sejam conhecidos, não se conhece a forma da função que define a característica tempo×corrente dos elos fusíveis. Devido a isto, não é possível fazer o ajuste da curva por meio do método de mínimos quadrados. Sendo assim, a obtenção de expressões matemáticas para estas características deve ser realizada a partir de interpolação.



**Figura 7.1 - Curvas tempo×corrente de los fusíveis do tipo K da S&C Electric Company (adaptado de Short, 2014).**

A interpolação de uma curva empírica é usualmente realizada a partir de polinômios, devido às características de continuidade e suavidade desta classe de funções. No entanto, os polinômios de alto grau (utilizados para interpolar um grande número de pontos) costumam ter grandes oscilações, resultando em erros consideráveis (Burden e Faires, 2011). Para se

contornar este problema utiliza-se a interpolação por partes, ou seja, a divisão do intervalo que se deseja aproximar em uma série de subintervalos, que são interpolados individualmente. A forma mais comum desta técnica é a que utiliza polinômios de terceiro grau para ligar os pontos da série de dados, denominada curva *spline cúbica* (Burden e Faires, 2011). Esta técnica obtém resultados com boa aproximação e por este motivo foi utilizada nesta dissertação para modelar a característica de tempo×corrente dos fusíveis. Assim, a função *spline* do MATLAB® foi utilizada para modelagem dos fusíveis dos tipos 6 K, 10 K e 15 K, escolhidos para proteção dos transformadores do sistema utilizado. As curvas obtidas podem ser vistas na Figura 7.2.



**Figura 7.2 - Interpolação dos dados de característica tempo×corrente dos fusíveis 6 K, 10 K e 15 K.**



### 7.3 Obtenção dos tempos de duração das VTCD

Tendo-se obtido os modelos referentes às características de tempo×corrente para o derretimento dos condutores e para a abertura dos elos fusíveis de proteção do transformador, pode-se finalmente obter o tempo de duração da VTCD ( $t_{VTCD}$ ), tal como em (7.2).

$$\begin{cases} t_{VTCD} = t_d, & \text{se } t_d \leq t_f \\ t_{VTCD} = t_f, & \text{se } t_d > t_f \end{cases} \quad (7.2)$$

Em que  $t_d$  é o tempo de derretimento do condutor curto-circuitado e  $t_f$  é o tempo de operação do fusível.

Para a obtenção do tempo de derretimento ( $t_d$ ), utiliza-se a equação (4.43) (ver Seção 4.2 do Capítulo 4) para obter o vetor de correntes de falta  $I_f$ . Em seguida considera-se o conjunto dos condutores de fase, a corrente de falta com maior magnitude ( $I_{f_{max}}$ ), i.e., a corrente de falta que resultará na primeira abertura de um condutor por derretimento. Finalmente, a equação (7.1) pode ser utilizada para obter o tempo de derretimento do condutor fazendo-se  $I = I_{f_{max}}$ .

Já para a obtenção do tempo de abertura do fusível ( $t_f$ ), utiliza-se, não as correntes de falta, mas as correntes no terminal primário do transformador no estado da rede pós-falta ( $I_p^{pos}$ ). Estas correntes podem ser calculadas através de (7.3):

$$I_p^{pos} = J E_p^{pos} + Y E_p V_p^{pos} \quad (7.3)$$

Em que  $J E_p^{pos}$  e  $V_p^{pos}$  são, respectivamente, o vetor de injeção de corrente equivalente do MSA e o vetor de tensões do lado primário do transformador no estado pós-falta da rede elétrica. Novamente, assim como para a obtenção do tempo de derretimento, considera-se, dos condutores fase do vetor  $I_p^{pos}$ , a corrente de maior magnitude ( $I_{p_{max}}^{pos}$ ), ou seja, a corrente que resultará primeiro na abertura do fusível do transformador. Tendo-se obtido  $I_{p_{max}}^{pos}$ , pode-se obter  $t_f$  a partir da função interpoladora da curva do fusível.

#### 7.3.1 Resumo

Este capítulo apresentou a modelagem da proteção dos sistemas de distribuição secundários para obtenção dos tempos de duração das VTCD. Este tempo foi considerado o menor entre o tempo de atuação do fusível de proteção do lado primário do transformador e o

tempo de derretimento dos condutores do sistema de baixa tensão. A modelagem da característica de tempo×corrente dos fusíveis por meio de interpolação de pontos experimentais dados pelo fabricante foi apresentada. Também se mostrou a equação que relaciona a corrente de falta ao tempo de derretimento dos condutores de sistema secundário. O capítulo seguinte apresentará um modelo de taxa de falha baseado na condição de carregamento dos condutores de uma seção de alimentador.

## **8 MODELO DE CONFIABILIDADE DE LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO BASEADO NO CARREGAMENTO**

### **8.1 Introdução**

A taxa de falha anual dos alimentadores das redes de distribuição é frequentemente considerada constante em estudos de confiabilidade e de análise de VTCD. Esta hipótese é na verdade uma aproximação do real comportamento do risco de falha da linha de distribuição ao longo do tempo (Brown, 2009). Vários fatores podem influenciar o risco de falha de uma linha de distribuição, e. g.: possibilidade de ventos fortes, incidência de raios, proximidade com ramos de árvores, degradação dos isoladores e do isolamento de cabos revestidos, envelhecimento dos componentes, frequência de manutenção, etc.

Muitos destes fatores são independentes de condições elétricas da rede, como os fatores relacionados a causas climáticas e ambientais (raios, vento, chuva, contato com árvores, contato com animais, etc.) e os de origem humana (acidentes de pessoas com a rede elétrica, vandalismo, etc.). No entanto, alguns destes fatores são diretamente correlacionados ao carregamento dos alimentadores. As perdas ativas nos alimentadores são proporcionais ao quadrado da corrente que flui através dos mesmos. Estas perdas aumentam a temperatura do condutor, que sofre dilatação térmica. Esta dilatação reduz a resistência mecânica da linha, que pode se romper devido ao esforço provocado pelo seu próprio peso ou por um vento particularmente forte (Short, 2014) (Sun et al., 2009). Além disso, a dilatação da linha aumenta o comprimento do arco de catenária do vão da linha (Etemadi e Fotuhi-Firuzabad, 2008), aumentando o risco de contato com objetos imediatamente abaixo, por exemplo, a vegetação local. Em cabos com revestimento isolante, o aumento da temperatura reduz o tempo de vida do isolamento, aumentando a probabilidade de falha. Além disso, em temperaturas maiores, há maior absorção de umidade por parte do material dielétrico, aumentando a possibilidade de ruptura do isolamento e, por consequência, a probabilidade de um curto-circuito (Etemadi e Fotuhi-Firuzabad, 2008).

Devido à esta correlação entre o carregamento de uma linha de distribuição e sua taxa de falha, modelos de confiabilidade baseados na condição de carregamento têm sido utilizados em diversos estudos que envolvem diretamente este fenômeno ou para os quais a consideração de que as taxas de falha são constantes poderia levar a resultados equivocados.

Em Sun et al. (2009) um modelo de taxa da falha baseado no carregamento de um componente é utilizada para avaliar os índices de confiabilidade composta de um sistema de potência em tempo de operação e também anualmente. Um modelo de quatro estados é utilizado no artigo para representar a disponibilidade dos componentes do sistema com base na condição de carregamento. Os carregamentos dos componentes são obtidos a partir de um fluxo de potência probabilístico, que considera incertezas na carga. A metodologia proposta por Sun et al. (2009) foi aplicada no sistema IEEE-RTS de 24 barras. Os resultados obtidos neste sistema mostraram que a confiabilidade tanto do sistema quanto dos seus componentes varia com a carga, e portanto, para aplicações em tempo real, este efeito deve ser considerado.

No artigo de Etemadi e Fotuhi-Firuzabad (2008) um modelo de taxa de falha baseado no carregamento é utilizado para compor funções objetivo para o problema de alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição. Esta metodologia considera o custo da energia não fornecida em conjunto com as funções objetivo clássicas para este problema. Assim, as funções objetivo utilizadas são: o somatório do custo da energia não fornecida com o custo de investimento, e o somatório destes dois custos com o custo das perdas ativas. Estes problemas de alocação foram solucionados a partir do método de otimização por enxame de partículas em uma determinada rede de distribuição e os resultados são comparados às formulações clássicas para este problema. Neste artigo, observou-se que diferentes formulações da função objetivo levam a uma alocação diferente de capacitores para o sistema avaliado. No entanto, observou-se que o uso das funções objetivo propostas, que consideram a melhoria de confiabilidade do sistema por meio da redução das taxas de falha ocasionadas pela redução do carregamento, reduz consideravelmente o custo total do sistema.

O assunto da alocação ótima de capacitores também foi avaliado no artigo de Rahmani-andebili (2015a). Neste caso, utilizou-se uma função objetivo baseada no somatório dos custos das perdas ativas, do risco de não fornecimento, de manutenção e de investimento para alocar bancos de capacitores chaveados em um sistema de distribuição. A influência do carregamento das linhas nas taxas de falha é considerada neste artigo, bem como outros fatores técnicos, como os tipos das cargas e a variabilidade das mesmas. Também são considerados aspectos econômicos como inflação e taxas de juros. Também neste artigo, foi demonstrado, que a não consideração da dependência das taxas de falha das linhas em relação

ao carregamento leva a alocações equivocadas que acarretam custos desnecessários para a companhia de distribuição.

O trabalho publicado por Kavousi-Fard e Niknam (2014) utiliza um algoritmo de seleção clonal para obter a reconfiguração ótima de um sistema de distribuição considerando simultaneamente os custos das perdas ativas e os custos de interrupção esperados. A reconfiguração é tratada neste artigo como uma estratégia de redução das taxas de falha, ao se utilizar da relação entre estas e o carregamento das seções dos alimentadores. A metodologia é testada no sistema do IEEE de 69 barras. Os resultados mostram que o método proposto é capaz de reduzir consideravelmente o custo da rede a partir da redução das perdas ativas e da melhoria da confiabilidade. Também foi mostrado que a não consideração da melhoria de confiabilidade obtida pela reconfiguração à partir da redução das taxas de falha por meio da redução de carregamento reduz a eficiência do método, obtendo reconfigurações menos eficientes.

A alocação ótima de GD para redução das perdas ativas e incremento da confiabilidade, utilizando o efeito de dependência das taxas de falha em relação ao carregamento, é proposta por Rahmani-andebili (2015b). Neste artigo, é considerada uma função objetivo que representa o somatório dos custos das perdas nos alimentadores, da energia não fornecida esperada e do custo de investimento. Consideram-se ainda neste modelo, os tipos das carga e suas varrições anuais e diárias, além de fatores econômicos como a taxa de juros e a inflação. Através dos resultados obtidos, pode-se mais uma vez observar que a não inclusão de um modelo de taxa de falha baseado no carregamento leva a resultados equivocados, podendo inclusive obter uma posição para a alocação de GD diferente da ótima, o que resultaria em custos adicionais para a companhia de distribuição.

A inserção de GDFV altera o carregamento do sistema, que por sua vez afeta as taxas de falha dos equipamentos. Estas taxas de falhas afetam diretamente os índices de frequência de VTCD. Desta forma, é importante que se considere o efeito da variação do carregamento nas taxas de falha dos segmentos de alimentador no estudo de determinação do impacto da GDFV nos índices de VTCD de um sistema de distribuição.

Convém salientar, que apesar de o carregamento das linhas tender inicialmente a ser reduzido à medida que se aumenta a geração de potência das plantas de GDFV, pode haver um ponto em que a potência gerada supere a demanda, ocasionando um fluxo reverso de

potência na rede e invertendo esta tendência. Em outras palavras, um aumento de geração passará a aumentar ainda mais o carregamento das linhas, ao invés de reduzi-lo. Isto indica que o efeito da inserção de GDFV nos índices de VTCD do sistema é dependente do percentual de penetração desta geração em relação à carga.

## **8.2 Obtenção das taxas de falha com base na condição de carregamento**

A taxa de falha de um equipamento é geralmente estimada a partir de dados históricos de falhas do equipamento usando-se técnicas estatísticas. Contudo, não existem dados históricos suficientes para se definir a taxa de falha como uma função do carregamento. Esta restrição se deve ao fato de que em redes de distribuição só se monitora o carregamento dos transformadores das subestações. Contudo, a experiência prática indica que componentes com níveis de carregamento elevado estão mais propensos a falha (ver Seção 9.1). Devido a isto, qualquer modelo preditivo que utilize as taxas de falha como dado de entrada deve reconhecer a dependência deste parâmetro com relação ao carregamento dos equipamentos para fornecer resultados que são coerentes com os padrões de falha apresentados pelos componentes do sistema sob estudo. Desta forma, busca-se solucionar este problema obtendo uma função que, de acordo com a experiência, melhor represente a correlação entre a taxa de falha e o carregamento. Estas funções, podem ser obtidas de forma aproximada realizando-se uma interpolação entre pontos de valores típicos de taxa de falha dos tipos de componentes e suas respectivas informações de condição (Brown, Frimpong e Willis; 2004). Por exemplo, pode-se utilizar uma interpolação linear com os valores típicos de taxa de falha de linhas com as piores e com as melhores condições de operação. Para uma função que exija três parâmetros, pode-se utilizar ainda a taxa de falha média (intermediária) associada com uma condição média entre a pior e a melhor condição, e assim por diante.

Uma série de alternativas para descrever essa correlação pode ser encontrada na literatura. Exemplos incluem funções do tipo linear (Etemadi e Fotuhi-Firuzabad, 2008; Kavousi-Fard e Niknam, 2014; Rahmani-Andebili, 2015a; Rahmani-Andebili, 2015b), potencial (Rahmani-andebili, 2015a; Rahmani-andebili, 2015b), exponencial (Sun et al., 2009; Rahmani-andebili, 2015a; Rahmani-andebili, 2015b) e logarítmico (Rahmani-andebili, 2015a; Rahmani-andebili, 2015b). No entanto, de acordo com Brown, Frimpong e Willis (2004), a função que melhor descreve a taxa de falha ( $\lambda$ ) de um equipamento em função da sua condição é a função exponencial, como em (8.1).

$$\lambda(x) = Ae^{Bx} + C \quad (8.1)$$

Em que  $A$ ,  $B$  e  $C$  são constantes, e  $x$  é o escore de condição, em que  $x = 0$  e  $x = 1$  representam, respectivamente, a melhor e a pior condição do equipamento.

Os coeficientes  $A$ ,  $B$  e  $C$  foram determinados para linhas aéreas e cabos subterrâneos por Brown, Frimpong e Willis (2004) utilizando-se para isto (8.2), (8.3) e (8.4).

$$A = \frac{[\lambda(1/2) - \lambda(0)]^2}{\lambda(1) - 2\lambda(1/2) + \lambda(0)} \quad (8.2)$$

$$B = 2 \ln \left( \frac{\lambda(1/2) + A - \lambda(0)}{A} \right) \quad (8.3)$$

$$C = \lambda(0) - A \quad (8.4)$$

Em que  $\lambda(0)$ ,  $\lambda(1/2)$  e  $\lambda(1)$  são as taxas de falha de equipamentos respectivamente, na melhor condição, na condição média e na pior condição. Os resultados obtidos pelos autores são mostrados na Tabela 8.1.

**Tabela 8.1 - Parâmetros do modelo de taxa de falha dos alimentadores de distribuição (adaptado de Brown, Frimpong e Willis; 2004).**

| Descrição          | $\lambda(0)$ | $\lambda(1/2)$ | $\lambda(1)$ | $A$     | $B$       | $C$          |
|--------------------|--------------|----------------|--------------|---------|-----------|--------------|
| Linhas aéreas      |              |                |              |         |           |              |
| Tronco primário    | 0,0100*      | 0,100*         | 0,600*       | 0,01976 | 3,4295969 | -0,009756098 |
| Derivação Lateral  | 0,0100*      | 0,160*         | 0,600*       | 0,07759 | 2,1522789 | -0,067586207 |
| Linha Secundária   | 0,0100*      | 0,088*         | 0,600*       | 0,01402 | 3,7632316 | -0,004018433 |
| Cabos Subterrâneos |              |                |              |         |           |              |
| Cabo Primário      | 0,0015*      | 0,070*         | 1,174*       | 0,00453 | 5,5597230 | -0,003031386 |
| Cabo Secundário    | 0,0025*      | 0,100*         | 0,300*       | 0,09274 | 1,4369300 | -0,090243902 |

\*Valores de taxa de falha dados em falha/(ano×milha).

O escore de condição utilizado na metodologia proposta por Brown, Frimpong e Willis (2004) representa a condição geral de um equipamento dado pela média ponderada da pontuação normalizada no intervalo  $[0,1]$  de cada item considerado na inspeção do equipamento  $(r_1, r_2, \dots, r_n)$ . Uma pontuação  $r_i = 0$  representa a melhor pontuação para o  $i$ -ésimo item inspecionado. Já um valor de  $r_i = 1$  representa a pior pontuação para este mesmo item. Matematicamente o escore de condição é definido por (8.5).

$$x = \left( \sum_{i=1}^n r_i w_i \right) \div \left( \sum_{i=1}^n w_i \right) \quad (8.5)$$

No entanto, para o estudo em questão nesta dissertação, é de interesse somente a variação das taxas de falha em relação à corrente do condutor. Neste caso, faz-se  $n = 1$ ,

$w_1 = 1$  e  $r_1 = r(I_{\%})$  na equação (8.5). Isto resulta em  $x = r(I_{\%})$ , tal que  $r(I_{\%})$  é uma função que relaciona a condição do carregamento percentual da linha ( $I_{\%}$ ) a uma pontuação no intervalo [0,1]. O carregamento percentual é dado por  $I_{\%} = (|I|/I_{max}) \times 100\%$ , sendo  $|I|$  a magnitude da corrente que flui através do condutor e  $I_{max}$  a máxima capacidade de corrente deste condutor em regime permanente. Portanto, buscou-se obter uma função  $r(I_{\%})$ , tal que, aplicada à equação (8.1), pudesse representar realisticamente a relação entre a taxa de falha de uma linha de distribuição e o seu carregamento percentual. Para isto foram utilizados os seguintes critérios:

- a) O escore de condição deve ser o melhor possível para o caso em que não houver qualquer corrente no ramo, i.e.,  $r = 0 \Leftrightarrow I_{\%} = 0$ .
- b) O escore de condição deve ser o pior possível para o caso em que a corrente atinja ou supere a capacidade do condutor, i.e.,  $r = 1 \Leftrightarrow I_{\%} \geq 1$ .
- c) A média das taxas de falha dos ramos do sistema estudado ( $\lambda_{med}$ ), para o caso em que não há GD inserida, calculadas a partir da equação (8.1), deve ser a mais próxima possível da taxa de falha média mostrada na Tabela 8.1. Deve ser considerado o mesmo tipo de ramo. Este critério, pode ser descrito matematicamente pela inequação (8.6).

$$|\lambda_{med} - \lambda(1/2)| \leq \epsilon \quad (8.6)$$

Em que  $\epsilon$  é uma tolerância especificada.

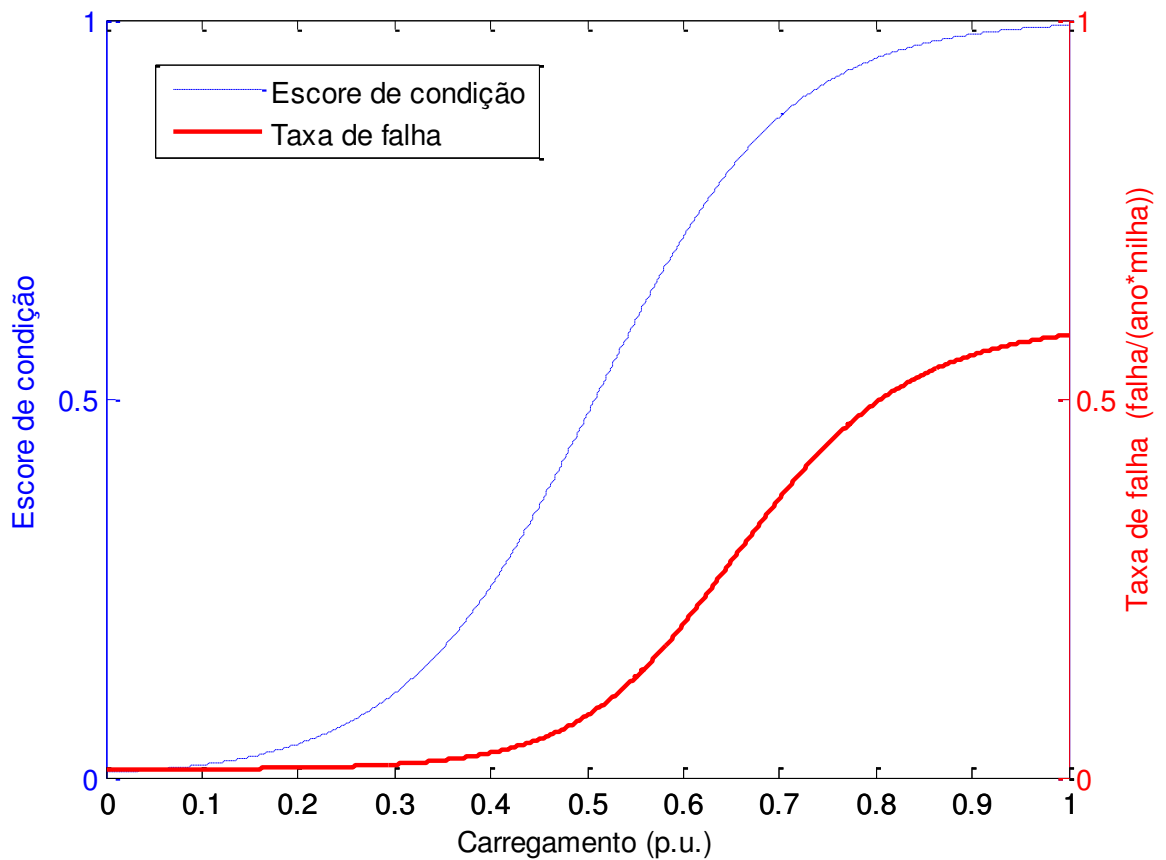
- d) A curva descrita pela função  $r$  deve ser contínua e suave.

Assim, na tentativa de satisfazer a estes critérios, uma série de funções foram experimentadas neste trabalho em um processo de tentativa e erro. Finalmente, conseguiu-se satisfazer a todos esses critérios com a função sigmoide, descrita pela equação (8.7):

$$r(I_{\%}) = \frac{1}{1 + e^{-a(I_{\%}-c)}} \quad (8.7)$$

Em que  $a$  é a declividade da curva e  $c$  é o valor para o qual a função atinge 0,5. A Figura 8.1 mostra o gráfico do escore de condição com base na função sigmoide com parâmetros  $a = 10$  e  $c = 0,5085$ ; e o gráfico da função de taxa de falha baseada no carregamento, obtido ao se utilizar a equação (8.7) como parâmetro de entrada da equação (8.1). Os valores utilizados dos parâmetros  $A$ ,  $B$  e  $C$  para seções de alimentador de distribuição secundária são os mesmos mostrados na Tabela 8.1.





**Figura 8.1- Gráficos da função sigmoide para modelo de escore de condição de carregamento e da respectiva função de taxa de falha obtida.**

### 8.3 Resumo

Neste capítulo, se apresentou um modelo de taxa de falha baseado na condição de carregamento percentual dos condutores de uma seção de alimentador. Uma breve revisão bibliográfica demonstrando a correlação entre estes parâmetros foi feita, e alguns artigos que se propuseram a modelar esta relação foram citados. O modelo exponencial foi proposto neste trabalho para relacionar as taxas de falha a um escore de condição normalizado. Critérios baseados na experiência foram utilizados para propor uma função que relacionasse o carregamento percentual ao escore de condição, o que resultou na escolha da função sigmoide, completando, desta forma, o modelo. O capítulo que se segue descreverá os algoritmos e procedimentos utilizados neste trabalho para compor a metodologia proposta.

## 9 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo, utilizam-se as técnicas e métodos descritos entre o Capítulo 2 e o Capítulo 8 para desenvolver uma metodologia para análise do impacto de GDFV nos índices de frequência de VTCD do sistema. Com este objetivo foram desenvolvidos dois algoritmos de análise de VTCD visando implementação computacional: um para o caso sem GDFV (algoritmo #1) e outro para o caso em que estas estão presentes no sistema (algoritmo #2). Além disto, são mostrados dois procedimentos que se utilizam destes algoritmos para realizar estudos de sensibilidade dos índices de VTCD em relação à potência instalada de GDFV. O primeiro destes procedimentos se baseia na hipótese de um modelo de taxa de falha constante para as seções de alimentador, já o segundo utiliza o modelo de taxa de falha baseado na condição de carregamento descrito no Capítulo 8.

### 9.1 Algoritmo para análise de VTCD para o caso sem GDFV (algoritmo #1)

Os principais passos do algoritmo conceitual para análise de VTCD para o caso sem presença de GDFV no sistema são descritos a seguir:

i) Ler dados de entrada.

Ler os dados elétricos, de confiabilidade e de estados de falta necessários para a execução do algoritmo, tais como: dados de linhas, dados dos pontos de carga, dados de aterramento, taxas de falha das linhas, cenários de falta, etc.

ii) Criar a estrutura de navegação da rede para os métodos de varredura.

Desenvolver nesta etapa a lista de ramos ordenados por camadas, tal como descrito na Seção 3.1 do Capítulo 3.

iii) Obter as tensões pré-falta via MSA a quatro condutores.

Utiliza-se o MSA, descrito no Capítulo 3, para obter o estado pré-falta da rede elétrica.

iv) Converter a carga para carga do tipo admitância constante.

A conversão do tipo das cargas para o tipo admitância constante é feita dividindo-se o conjugado da potência nominal complexa em cada fase de cada ponto de carga  $\left( (S_{0i}^{\phi})^* \right)$  pelo

quadrado do módulo da tensão destes mesmos nós, nestas mesmas fases  $((V_i^\phi)^2)$ , conforme a equação (9.1).

$$Y_{ieq}^\phi = \frac{(S_{0i}^\phi)^*}{(V_i^\phi)^2} \quad (9.1)$$

Em que  $Y_{ieq}^\phi$  é a admitância equivalente da carga no nó  $i$  e na fase  $\phi$ .

Após a obtenção das admitâncias de carga equivalentes, criam-se as matrizes de admitância nodal das cargas utilizando-se a equação (2.8) (modelo a 4 condutores).

v) Realizar a varredura de preparação do MSA aprimorado.

Como descrito na Seção 4.3 do Capítulo 4, realiza-se uma varredura regressiva isolada para armazenar em memória as variáveis:  $YE_k$ ,  $D_k$ ,  $YB_{ik}$  e  $Z_s$ . Isto é feito como preparação para a utilização do MSA aprimorado para análise de curto-circuito.

vi) Para  $il = 1, \dots, NL$  repetir os passos (ix) a (xiii).

Este passo representa o laço que percorre os ramos do sistema, estabelecendo, para cada um destes, um ponteiro ( $il$ ), até o número total de ramos ( $NL$ ).

vii) Para  $ie = 1, \dots, NE$  repetir os passos (x) a (xii).

Este passo representa o laço que percorre os estados da lista de cenários de falta do MEE, resultantes da combinação das incertezas da posição da falta, da resistência da falta, do tipo da falta e do conjunto de faltas envolvidas; e modelados no MEE como descrito na Seção 5.3 do Capítulo 5. Para cada um destes estados, é associado um ponteiro ( $ie$ ), até o número total de estados ( $NE$ ).

viii) Obter as variáveis de interesse do esta pós-falta utilizando o MSA aprimorado.

Neste passo, utiliza-se o MSA aprimorado descrito na Seção 4.3 do Capítulo 4 para obter as tensões pós-falta, a corrente de falta e a corrente no primário do transformador. A corrente de falta é obtida através da equação (4.43), como mostrado na Seção 4.2 do Capítulo 4. Por sua vez, a corrente no primário do transformador é obtida através da equação (7.3).

ix) Obter o tempo de duração da VTCD.

Como descrito no Capítulo 7, o tempo de duração da VTCD é o menor entre o tempo de abertura do fusível e o tempo de derretimento do condutor em estado de falta. A simulação do tempo de abertura do fusível é feita aplicando-se a corrente do primário do transformador à função interpoladora obtida pelo uso de curvas *splines* cúbicas tal como mostrado na Seção 7.2 do Capítulo 7; e o tempo de derretimento do condutor é obtido aplicando-se a corrente de falta à equação (7.1), tal como mostrado na Seção 7.1 do Capítulo 7.

x) Contar as VTCD com mesmas características de magnitude e duração e incrementar os índices do estado *ie*.

Acumulam-se os valores do numerador dos índices *SARFI* descritos na equação (1.4) para cada estado *ie*, ponderados pela probabilidade do estado de falta tal como mostrado na equação (5.1).

xi) Obter o valor esperado dos índices.

Neste passo, divide-se o numerador dos índices *SARFI* obtidos ao final da execução do laço do passo (iv), pela carga aparente total do sistema, como mostrado na equação (1.4)

## 9.2 Algoritmo para análise de VTCD para os casos com GDFV (algoritmo #2)

Os passos do algoritmo conceitual para análise de VTCD na presença de GDFV no sistema são mostrados a seguir:

xii) Ler dados de entrada.

Neste passo devem-se ler os dados elétricos, de taxas de falha, de estados de falta e os dados das GDFV.

xiii) Criar a estrutura de navegação da rede para os métodos de varredura.

Neste passo lista de ramos ordenados por camadas deve ser criada, tal como descrito na Seção 3.1 do Capítulo 3.

xiv) Para  $isol = 1, \dots, NSOL$ , repetir os passos (iv) a (xiv).

Este passo representa o laço principal, que percorre os agrupamentos de dados de irradiância solar e temperatura descritos na Seção 6.4 do Capítulo 6. Estabelece, para cada um destes, um ponteiro (isol), até o número total de agrupamentos (NSOL).

xv) Obter a potência de saída das GDFV.

Neste passo, utiliza-se a metodologia descrita na Seção 6.2 do Capítulo 6, para obter a potência entregue à rede pelos inversores das GDFV a partir dos valores de irradiância e temperatura do agrupamento isol.

xvi) Obter as tensões pré-falta via MSA a quatro condutores.

O fluxo de potência via MSA a quatro condutores, descrito no Capítulo 3, deve ser utilizado neste passo para obter o estado pré-falta da rede elétrica.

xvii) Converter a carga para carga do tipo admitância constante.

A conversão do tipo das cargas para o tipo admitância constante é feita de acordo com (9.1), como mostrado na Seção 9.1 deste capítulo. Após a obtenção das admitâncias de carga equivalentes, deve-se criar as matrizes de admitância nodal das cargas utilizando-se a equação (2.8) (modelo a 4 condutores).

xviii) Realizar a varredura de preparação do MSA aprimorado.

Como descrito na Seção 4.3 do Capítulo 4, deve-se realizar uma varredura regressiva isolada para preparação do MSA aprimorado para análise de curto-circuito ao se armazenar em memória as variáveis  $YE_k$ ,  $D_k$ ,  $YB_{ik}$  e  $Z_s$ .

xix) Para  $il = 1, \dots, NL$  repetir os passos (ix) a (xiii).

Percorrer os ramos do sistema, estabelecendo, para cada um destes, um ponteiro (il), até o número total de ramos (NL).

xx) Para  $ie = 1, \dots, NE$  repetir os passos (x) a (xii).

Percorrer os estados da lista de cenários de falta do MEE, resultantes da combinação das incertezas da posição da falta, da resistência da falta, do tipo da falta e do conjunto de faltas envolvidas. Estas incertezas são modeladas no MEE como descrito na Seção 5.3 do Capítulo 5. Deve-se associar um ponteiro (ie) para cada um destes estados até o número total de estados (NE).

xxi) Obter as variáveis de interesse do esta pós-falta utilizando o MSA aprimorado.

Utilizar o MSA aprimorado (Seção 4.3 do Capítulo 4) para obter as tensões pós-falta, a corrente de falta e a corrente no primário do transformador. Pode-se obter a corrente de falta através da equação (4.43) como mostrado na Seção 4.2 do Capítulo 4. A corrente no primário do transformador, por sua vez, pode ser obtida através de (7.3).

xxii) Obter o tempo de duração da VTCD.

O tempo de duração da VTCD é dado por (7.2), ou seja, considera-se o menor entre o tempo de abertura do fusível e o tempo de derretimento do condutor em estado de falta. Como mostrado na Seção 7.2 do Capítulo 7, o tempo de abertura do fusível pode ser obtido a partir da curva aproximada de *tempo × corrente* do transformador, que nesta dissertação é obtida por interpolação dos dados do fabricante utilizando uma curva *spline* cúbica. Já para o tempo de derretimento do condutor utiliza-se a equação (7.1) a partir da corrente da falta, como mostrado na Seção 7.1 do Capítulo 7.

xxiii) Contar as VTCD com mesmas características de magnitude e duração e incrementar os índices do estado ie.

Acumular os valores do numerador dos índices *SARFI* para o estado ie. Estes valores são multiplicados pela probabilidade do estado de falta de acordo a definição de valor esperado (5.1).

xxiv) Incrementar os índices para o agrupamento de dados ambientais isol.

Multiplica-se o valor parcial do numerador dos índices *SARFI* do agrupamento isol, pela probabilidade deste agrupamento (as probabilidades dos agrupamentos usados são mostradas na Seção 6.4 do Capítulo 6).

xxv) Obter o valor esperado dos índices.

Finalmente, deve-se dividir os numeradores dos índices *SARFI* obtidos pela carga aparente total do sistema, de acordo com a definição destes índices (equação (1.4)).

### **9.3 Procedimentos para estudos de sensibilidade de VTCD em relação à penetração de GDFV**

Nesta seção são mostrados dois procedimentos utilizados para avaliar a sensibilidade dos índices de frequência de VTCD em relação ao percentual de penetração de GDFV em relação a carga de um sistema. No primeiro considera-se que as taxas de falha das seções de alimentador são constantes. No segundo utiliza-se o modelo com taxa de falha variável com a condição de carregamento.

#### **9.3.1 Modelo com taxa de falha constante**

Considerando-se o modelo de taxa de falha constante pode-se realizar o seguinte procedimento para análise de sensibilidade dos índices de VTCD em relação a penetração de GDFV:

- i) Executar o algoritmo #1 para obter dos índices de VTCD para o caso sem GDFV e salvar os resultados.
- ii) Criar uma lista de casos de percentual de penetração de GDFV em relação à carga, cada qual com seus respectivos dados de entrada especificados para atender à potência desejada.
- iii) Para cada caso de penetração de GDFV repetir os passo (iv) a (vi).
  - iv) Carregar os dados de entrada das GDFV para o caso de penetração de GDFV atual.
  - v) Executar o algoritmo #2 para obter os índices de frequência de VTCD para o caso de estudo atual e salvar os resultados.
  - vi) Comparar os resultados obtidos em cada caso de estudo.

#### **9.3.2 Modelo com taxa de falha dependente do carregamento**

Para o modelo com as taxas de falha baseadas na condição de carregamento das seções de alimentador, deve-se utilizar o seguinte procedimento para avaliar a sensibilidade dos índices de VTCD em relação à penetração de GDFV:

- i) Executar um fluxo de potência via MSA para obter os carregamentos percentuais dos condutores de cada seção de alimentador em relação a sua capacidade máxima de regime permanente.
- ii) Obter as taxas de falha de cada seção de alimentador através da metodologia mostrada na Seção 8.2 do Capítulo 8. Considera-se para isto apenas o condutor mais carregado de cada seção.
- iii) Executar o algoritmo #1 para obter dos índices de VTCD para o caso sem GDFV e salvar os resultados.
- iv) Criar uma lista de casos de percentual de penetração de GDFV em relação à carga, cada qual com seus respectivos dados de entrada especificados para atender à potência desejada.
- v) Para cada caso de penetração de GDFV repetir os passo (vi) a (ix).
  - vi) Carregar os dados de entrada das GDFV para o caso de penetração de GDFV atual.
  - vii) Executar um fluxo de potência através do MSA para obter o carregamento percentual dos condutores de cada seção de alimentador para o caso de penetração de GDFV atual.
  - viii) Obter as taxas de falha de cada seção de alimentador para o caso de estudo atual utilizando a metodologia mostrada na Seção 8.2 do Capítulo 8. Deve-se considerar o condutor mais carregado de cada seção para obtenção das taxas de falha.
  - ix) Executar o algoritmo #2 para obter os índices de frequência de VTCD para o caso de estudo atual e salvar os resultados.
- x) Comparar os resultados obtidos em cada caso de estudo.



### 9.3.3 Resumo

Este capítulo apresentou os algoritmos computacionais propostos e os procedimentos para utiliza-los na avaliação do impacto da GDFV nos índices de VTCD de sistemas de distribuição secundários. Dois algoritmos foram propostos a partir dos modelos e técnicas descritos nos capítulos anteriores: um para o caso sem GDFV e outro para o caso com GDFV. Dois procedimentos foram propostos para realizar o estudo de sensibilidade dos índices de VTCD ao nível de penetração de GDFV no sistema: um para o modelo com taxas de falhas constantes e o outro para o modelo com taxas de falha dependentes da condição de carregamento dos condutores. O capítulo a seguir utilizará estes procedimentos em um sistema teste do CIGRÈ e apresentará os resultados obtidos.

## 10 RESULTADOS

### 10.1 Descrição do sistema teste e dos casos de estudo

A metodologia proposta nesta dissertação foi implementada utilizando-se a plataforma computacional MATLAB® e aplicada ao sistema teste de distribuição secundária do CIGRÈ na configuração europeia (Task Force C4.06.02, 2014), cujo diagrama unifilar pode ser visto na Figura 10.1 e os principais dados na Tabela 10.1.

**Tabela 10.1 - Principais características do sistema teste.**

|                              |     |
|------------------------------|-----|
| Tensão de linha nominal (kV) | 0,4 |
| Frequência nominal (Hz)      | 50  |
| Número de alimentadores      | 3   |
| Número de pontos de carga    | 15  |
| Pico de carga (kVA)          | 746 |
| Número de segmentos de linha | 37  |

Neste sistema, considerou-se que as chaves de entrada dos alimentadores S1, S2 e S3 são fusíveis respectivamente dos tipos 15 k, 6 k e 10 k. Os critérios de dimensionamento destes fusíveis e a modelagem dos mesmos na análise de faltas são mostrados no Capítulo 7. Além disso, as cargas das barras R1 e C1, que representam a carga equivalente de alimentadores paralelos, foi desconsiderada da análise. Esta consideração se deve ao fato dos índices *SARFI* serem ponderados pela carga e estas cargas serem muito grandes em relação às demais. Conseqüentemente, os índices poderiam ser mascarados, visto que estas barras estão muito próximas à subestação e possuem melhor suporte de tensão. A modelagem dos componentes do sistema foi realizada usando-se o MSA a quatro condutores.

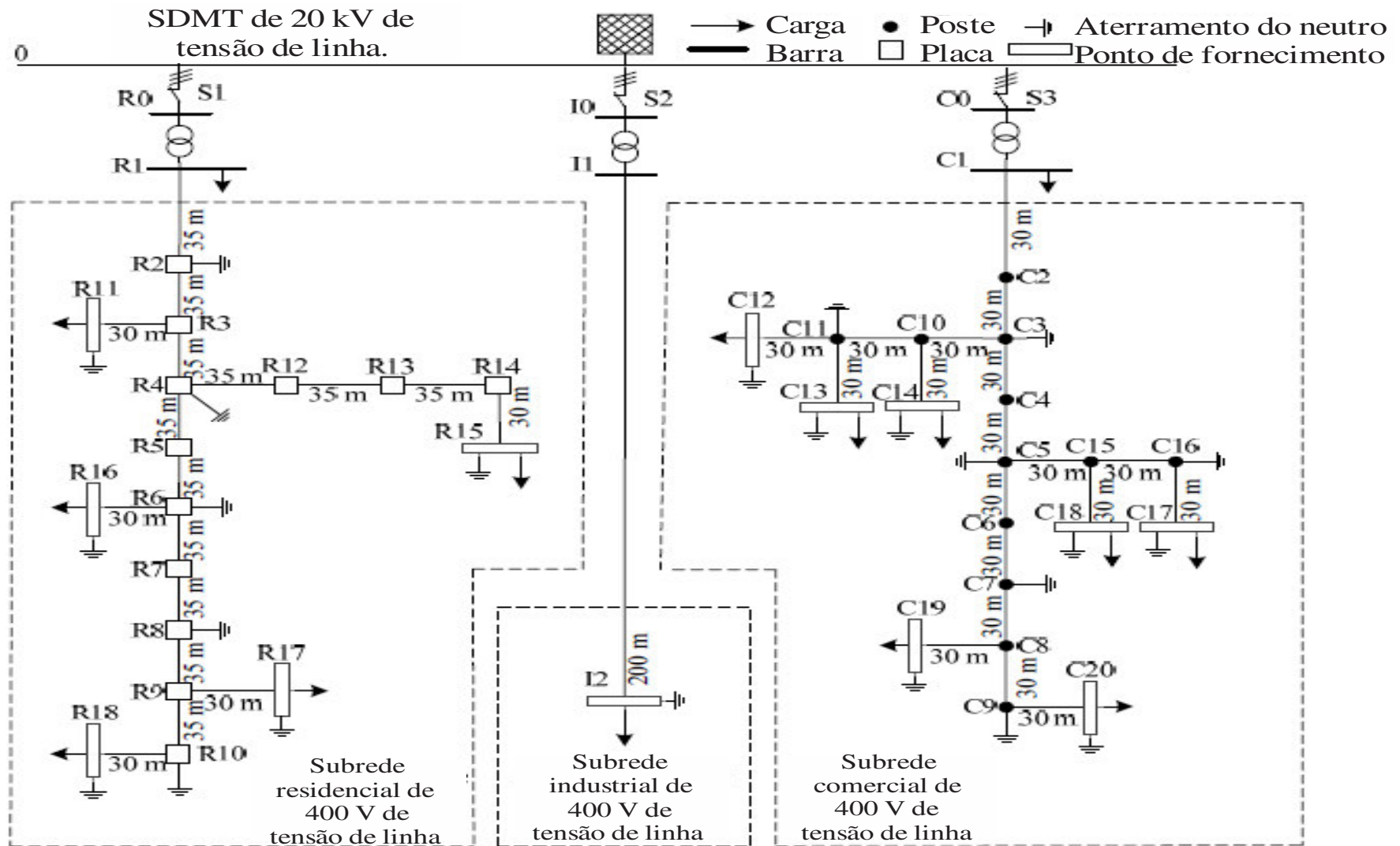


Figura 10.1 - Sistema teste de distribuição secundária do CIGRÈ (configuração europeia) (Task Force C\$.06.02, 2014).

A avaliação do impacto da inserção de GDFV ao sistema nos valores dos índices  $SARFI_{90\%}$ ,  $SARFI_{80\%}$ ,  $SARFI_{70\%}$  e  $SARFI_{ITIC}$ , foi realizada a partir de dois paradigmas diferentes:

- i. As taxas de falha das linhas de distribuição são consideradas constantes e iguais aos valores típicos para estes componentes (0,088 falhas/(ano×milha) para falhas permanentes de acordo com a Tabela 9.1 obtida de Brown, Frimpong e Willis (2004)). Este modelo busca determinar o impacto da inserção GDFV causado somente pela alteração de parâmetros elétricos da rede, como o suporte de tensão e as correntes de curto-circuito.
- ii. As taxas de falha são consideradas dependentes do carregamento médio ao longo do ano. Este modelo considera, além dos efeitos apontados no item anterior, o efeito da GDFV na taxa de falha dos alimentadores causado pela alteração do nível de carregamento médio, de acordo com a metodologia exposta no Capítulo 9.

Para os dois modelos, considerou-se, tal como no Capítulo 5, que faltas momentâneas correspondem a 82,5% de todas as faltas, i.e., deve-se multiplicar a taxa de falha permanente ( $\lambda_p$ ) por um fator de 5,7143 para obter a taxa de falha total da linha ( $\lambda_{tot}$ ) em falha/(ano×milha).

Para estes dois modelos, foram considerados onze casos de estudos, referentes aos seguintes valores percentuais de potência nominal de GDFV instalada no sistema em relação à carga total: 0% (caso base), 20%, 40%, 60%, 80%, 100%, 120%, 140%, 160%, 180% e 200%. Para isto, considerou-se que cada ponto de carga possui um sistema de GDFV cujo percentual de potência nominal instalada em relação à carga, equivale ao percentual de penetração de GDFV em relação à carga total do sistema para o caso de estudo em questão.

A escolha dos inversores das GDFV para atender a estas potências nominais e do arranjo série/paralelo dos módulos FV que atende às características de tensão e corrente destes inversores foi feita somente para o caso de 20% de penetração cujos dados estão na Tabela 10.2. Para os demais casos, por motivos de simplicidade, foi considerado que cada incremento de 20% na potência instalada de GDFV, representa a alocação em paralelo de plantas com características idênticas às do caso de estudo com 20% de penetração, exceto para o caso de

GDFV monofásicas para as quais a adição de novas plantas é feita evitando-se repetir a mesma fase enquanto possível, para não causar um desequilíbrio muito grande na geração.

Seguindo-se esta filosofia de alocação das GDFV monofásicas para o caso com 40% de penetração, um nó do sistema que no caso com 20% tenha uma GDFV conectada a fase *a* recebe também um sistema idêntico na fase *b*, assim como um sistema originalmente conectado à fase *b* é duplicado na fase *c*, e um sistema da fase *c* é replicado na fase *a*. Para o caso de 60% de penetração, um nó com GDFV em duas fases recebe também um sistema conectado na fase não utilizada. Finalmente, para os de penetração de GDFV seguintes, repete-se este processo de alocação a partir das fases utilizadas no primeiro caso.

**Tabela 10.2 - Dados das GDFV para o caso de estudo com 20% de penetração.**

| Nó  | Potência (KWp) | Tipo     | Fase | Inversor                 | $N_{ser}$ | $N_{par}$ | Módulo             |
|-----|----------------|----------|------|--------------------------|-----------|-----------|--------------------|
| R11 | 3              | 1 $\phi$ | C    | ABB<br>UNO-3.0-TL-OUTD   | 15        | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| R15 | 10,4           | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>PVI-10.0-TL-OUTD  | 13        | 4         | Kyocera<br>KC200GT |
| R16 | 11             | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>PVI-12.5-TL-OUTD  | 11        | 5         | Kyocera<br>KC200GT |
| R17 | 7,2            | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>TRIO-7.5-TL-OUTD  | 18        | 2         | Kyocera<br>KC200GT |
| R18 | 9,6            | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>PVI-10.0-TL-OUTD  | 16        | 3         | Kyocera<br>KC200GT |
| I2  | 20             | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>TRIO-20.0-TL-OUTD | 10        | 10        | Kyocera<br>KC200GT |
| C12 | 4              | 1 $\phi$ | A    | ABB<br>UNO-4.2-TL-OUTD   | 20        | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| C13 | 4              | 1 $\phi$ | B    | ABB<br>UNO-4.2-TL-OUTD   | 20        | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| C14 | 5              | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>TRIO-5.8-TL-OUTD  | 25        | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| C17 | 5              | 3 $\phi$ | ABC  | ABB<br>TRIO-5.8-TL-OUTD  | 25        | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| C18 | 1,6            | 1 $\phi$ | A    | ABB<br>UNO-2.0-TL-OUTD   | 8         | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| C19 | 3,2            | 1 $\phi$ | B    | ABB<br>UNO-3.6-TL-OUTD   | 16        | 1         | Kyocera<br>KC200GT |
| C20 | 1,6            | 1 $\phi$ | C    | ABB<br>UNO-2.0-TL-OUTD   | 8         | 1         | Kyocera<br>KC200GT |

Na Tabela 10.2,  $N_{ser}$  é o número de módulos em série em um *string* e  $N_{par}$  é o número de *strings* em paralelo. Além disso a máxima corrente de falta ( $I_{max}$ ) e a eficiência dos inversores ( $\eta_{inv}$ ), obtidas das folhas de dados dos equipamentos, são mostradas na

Tabela 10.3. Os dados do módulo FV utilizado são mostrados na Tabela 10.4, na qual  $R_s$  e  $R_p$  são obtidos pelo método de ajuste mostrado em Villalva (2010); a corrente FV nominal ( $I_{pv,n}$ ) é obtida a partir da condição de curto-circuito ( $I_{pv,n} = I_{sc}(R_s + R_p)/R_p$ ); e as demais informações são obtidas da folha de dados do fabricante. Além destes dados, considerou-se ainda que os valores típicos do fator de perdas devido à incompatibilidade entre os módulos ( $\eta_m$ ) e do fator de perdas devido à sujeira ( $\eta_d$ ), são iguais a 0,97 e 0,96 (Masters, 2004), respectivamente. Adicionalmente, foi assumido um valor de 1,3 para a constante de idealidade do diodo da célula FV ( $a$ ). Este último parâmetro pode ser arbitrado dentre sua faixa de valores típicos que varia no intervalo [1;1,5] (Villalva, 2010).

**Tabela 10.3 - Dados dos inversores.**

| Inversor              | $I_{max}$ (A) | $\eta_{inv}$ (%) |
|-----------------------|---------------|------------------|
| ABB UNO-2.0-TL-OUTD   | 12            | 96,00            |
| ABB UNO-3.0-TL-OUTD   | 17            | 96,00            |
| ABB UNO-3.6-TL-OUTD   | 18            | 97,50            |
| ABB UNO-4.2-TL-OUTD   | 22            | 97,50            |
| ABB TRIO-5.8-TL-OUTD  | 12            | 97,40            |
| ABB TRIO-7.5-TL-OUTD  | 14,5          | 97,50            |
| ABB PVI-10.0-TL-OUTD  | 19            | 97,10            |
| ABB PVI-12.5-TL-OUTD  | 22            | 97,20            |
| ABB TRIO-20.0-TL-OUTD | 35            | 98,00            |

**Tabela 10.4 - Dados do módulo FV utilizado.**

| Modelo     | Kyocera KC200GT                                 |
|------------|---|
| $P_{nom}$  | 200 W   |
| $V_{mp}$   | 26,3 V  |
| $I_{mp}$   | 7,61 A  |
| $I_{pv,n}$ | 8,2144 A  |
| $V_{oc}$   | 32,9 V  |
| $I_{sc}$   | 8,21 A  |
| $K_V$      | $-1,23 \times 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$ |
| $K_I$      | $3,18 \times 10^{-3} \text{ I/}^\circ\text{C}$  |
| $R_s$      | 0,221 $\Omega$                                  |
| $R_p$      | 415,405 $\Omega$                                |

Para o modelo de taxa de falha variável, foram obtidos os carregamentos percentuais dos condutores das linhas de distribuição em cada caso de penetração de GDFV a partir de estudos de fluxo de potência. Para isto, utilizaram-se os valores médios anuais de irradiância e temperatura para a determinação da potência de saída das GDFV. Considerou-se para a obtenção das taxas de falha, o valor de carregamento percentual do condutor mais carregado

em cada ramo. Os dados obtidos são mostrados na Tabela 10.5, em que  $N_i$  significa nó inicial,  $N_f$  significa nó final e  $\lambda_p$  é a taxa de falha permanente do ramo.

Cada caso de estudo foi avaliado utilizando-se o MEE com uma posição de falta por ramo e três estados de resistência de falta. Esta combinação de estados foi identificada no Capítulo 5 como sendo a combinação com o menor número de estados para a qual se obtém índices suficientemente precisos.

Tabela 10.5 - Taxas de falha (falha/ano×milha) por ramo por percentual de penetração de GDFV (Continua).

| Ni  | Nf  | Cap.<br>(A) | Percentual de penetração de GDFV |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |  |  |
|-----|-----|-------------|----------------------------------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|--|--|
|     |     |             | 0%                               |             | 20%      |             | 40%      |             | 60%      |             | 80%      |             | 100%     |             | 120%     |             | 140%     |             | 160%     |             | 180%     |             | 200%     |             |  |  |
|     |     |             | $I_{\%}$                         | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ |  |  |
| R1  | R2  | 511         | 62                               | 0,232       | 60       | 0,197       | 57       | 0,157       | 55       | 0,131       | 53       | 0,105       | 50       | 0,080       | 48       | 0,065       | 45       | 0,052       | 43       | 0,041       | 41       | 0,034       | 38       | 0,029       |  |  |
| R2  | R3  | 511         | 62                               | 0,232       | 60       | 0,197       | 57       | 0,157       | 55       | 0,131       | 53       | 0,105       | 50       | 0,080       | 48       | 0,065       | 45       | 0,052       | 43       | 0,041       | 41       | 0,034       | 38       | 0,029       |  |  |
| R3  | R4  | 511         | 57                               | 0,164       | 55       | 0,135       | 53       | 0,108       | 51       | 0,086       | 48       | 0,068       | 46       | 0,054       | 43       | 0,043       | 41       | 0,035       | 39       | 0,029       | 36       | 0,025       | 34       | 0,021       |  |  |
| R4  | R5  | 511         | 42                               | 0,037       | 40       | 0,032       | 38       | 0,028       | 37       | 0,025       | 35       | 0,022       | 33       | 0,020       | 31       | 0,018       | 30       | 0,017       | 28       | 0,016       | 26       | 0,015       | 25       | 0,014       |  |  |
| R5  | R6  | 511         | 42                               | 0,037       | 40       | 0,032       | 38       | 0,028       | 37       | 0,025       | 35       | 0,022       | 33       | 0,020       | 31       | 0,018       | 30       | 0,017       | 28       | 0,016       | 26       | 0,015       | 25       | 0,014       |  |  |
| R6  | R7  | 511         | 25                               | 0,014       | 24       | 0,014       | 23       | 0,013       | 22       | 0,013       | 21       | 0,013       | 20       | 0,012       | 19       | 0,012       | 18       | 0,012       | 17       | 0,012       | 16       | 0,012       | 15       | 0,011       |  |  |
| R7  | R8  | 511         | 25                               | 0,014       | 24       | 0,014       | 23       | 0,013       | 22       | 0,013       | 21       | 0,013       | 20       | 0,012       | 19       | 0,012       | 18       | 0,012       | 17       | 0,012       | 16       | 0,012       | 15       | 0,011       |  |  |
| R8  | R9  | 511         | 25                               | 0,014       | 24       | 0,014       | 23       | 0,013       | 22       | 0,013       | 21       | 0,013       | 20       | 0,012       | 19       | 0,012       | 18       | 0,012       | 17       | 0,012       | 16       | 0,012       | 15       | 0,011       |  |  |
| R9  | R10 | 511         | 14                               | 0,011       | 14       | 0,011       | 13       | 0,011       | 13       | 0,011       | 12       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 10       | 0,011       | 10       | 0,011       | 9        | 0,011       | 9        | 0,011       |  |  |
| R3  | R11 | 205         | 11                               | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       |  |  |
| R4  | R12 | 205         | 40                               | 0,032       | 38       | 0,028       | 37       | 0,025       | 35       | 0,023       | 33       | 0,020       | 32       | 0,019       | 30       | 0,017       | 28       | 0,016       | 27       | 0,015       | 25       | 0,014       | 24       | 0,014       |  |  |
| R12 | R13 | 205         | 40                               | 0,032       | 38       | 0,028       | 37       | 0,025       | 35       | 0,023       | 33       | 0,020       | 32       | 0,019       | 30       | 0,017       | 28       | 0,016       | 27       | 0,015       | 25       | 0,014       | 24       | 0,014       |  |  |
| R13 | R14 | 205         | 40                               | 0,032       | 38       | 0,028       | 37       | 0,025       | 35       | 0,023       | 33       | 0,020       | 32       | 0,019       | 30       | 0,017       | 28       | 0,016       | 27       | 0,015       | 25       | 0,014       | 24       | 0,014       |  |  |
| R14 | R15 | 205         | 40                               | 0,032       | 38       | 0,028       | 37       | 0,025       | 35       | 0,023       | 33       | 0,020       | 32       | 0,019       | 30       | 0,017       | 28       | 0,016       | 27       | 0,015       | 25       | 0,014       | 24       | 0,014       |  |  |
| R6  | R16 | 205         | 41                               | 0,036       | 40       | 0,032       | 38       | 0,028       | 36       | 0,025       | 35       | 0,022       | 33       | 0,020       | 31       | 0,018       | 29       | 0,017       | 28       | 0,016       | 26       | 0,015       | 24       | 0,014       |  |  |
| R9  | R17 | 205         | 26                               | 0,015       | 26       | 0,014       | 24       | 0,014       | 23       | 0,014       | 22       | 0,013       | 21       | 0,013       | 20       | 0,013       | 19       | 0,012       | 18       | 0,012       | 17       | 0,012       | 16       | 0,012       |  |  |
| R10 | R18 | 205         | 36                               | 0,024       | 34       | 0,022       | 33       | 0,020       | 31       | 0,019       | 30       | 0,017       | 29       | 0,016       | 27       | 0,015       | 26       | 0,014       | 24       | 0,014       | 23       | 0,013       | 21       | 0,013       |  |  |
| I1  | I2  | 390         | 39                               | 0,031       | 38       | 0,028       | 36       | 0,025       | 35       | 0,023       | 33       | 0,021       | 32       | 0,019       | 31       | 0,018       | 29       | 0,017       | 28       | 0,016       | 27       | 0,015       | 25       | 0,014       |  |  |
| C1  | C2  | 210         | 88                               | 0,547       | 85       | 0,531       | 84       | 0,525       | 83       | 0,518       | 81       | 0,504       | 80       | 0,494       | 79       | 0,486       | 77       | 0,467       | 76       | 0,454       | 75       | 0,442       | 73       | 0,420       |  |  |
| C2  | C3  | 210         | 88                               | 0,547       | 85       | 0,531       | 84       | 0,525       | 83       | 0,518       | 81       | 0,504       | 80       | 0,494       | 79       | 0,486       | 77       | 0,467       | 76       | 0,454       | 75       | 0,442       | 73       | 0,420       |  |  |
| C3  | C4  | 210         | 41                               | 0,350       | 40       | 0,032       | 39       | 0,030       | 38       | 0,029       | 38       | 0,028       | 37       | 0,026       | 37       | 0,025       | 36       | 0,024       | 35       | 0,023       | 35       | 0,022       | 34       | 0,021       |  |  |
| C4  | C5  | 210         | 41                               | 0,350       | 40       | 0,032       | 39       | 0,030       | 38       | 0,029       | 38       | 0,028       | 37       | 0,026       | 37       | 0,025       | 36       | 0,024       | 35       | 0,023       | 35       | 0,022       | 34       | 0,021       |  |  |
| C5  | C6  | 210         | 17                               | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       |  |  |
| C6  | C7  | 210         | 17                               | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       |  |  |
| C7  | C8  | 210         | 17                               | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       | 17       | 0,012       |  |  |
| C8  | C9  | 210         | 6                                | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       | 6        | 0,011       |  |  |



**Tabela 10.5 – Taxas de falha (falha/ano×milha) por ramo por percentual de penetração de GDFV (Conclusão).**

| Ni  | Nf  | Cap.<br>(A) | Percentual de penetração de GDFV |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |          |             |  |  |
|-----|-----|-------------|----------------------------------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|--|--|
|     |     |             | 0%                               |             | 20%      |             | 40%      |             | 60%      |             | 80%      |             | 100%     |             | 120%     |             | 140%     |             | 160%     |             | 180%     |             | 200%     |             |  |  |
|     |     |             | $I_{\%}$                         | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ | $I_{\%}$ | $\lambda_p$ |  |  |
| C3  | C10 | 110         | 89                               | 0,554       | 88       | 0,546       | 87       | 0,541       | 86       | 0,536       | 84       | 0,525       | 83       | 0,518       | 82       | 0,511       | 80       | 0,497       | 79       | 0,486       | 78       | 0,477       | 77       | 0,459       |  |  |
| C10 | C11 | 110         | 55                               | 0,131       | 55       | 0,126       | 55       | 0,128       | 55       | 0,130       | 55       | 0,126       | 55       | 0,127       | 55       | 0,129       | 54       | 0,125       | 55       | 0,126       | 55       | 0,128       | 54       | 0,125       |  |  |
| C11 | C12 | 73          | 41                               | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,035       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,035       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       |  |  |
| C11 | C13 | 73          | 41                               | 0,036       | 41       | 0,035       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,035       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,035       | 41       | 0,036       | 41       | 0,036       | 41       | 0,035       |  |  |
| C10 | C14 | 73          | 52                               | 0,094       | 50       | 0,080       | 48       | 0,068       | 46       | 0,057       | 45       | 0,048       | 43       | 0,041       | 41       | 0,036       | 39       | 0,031       | 38       | 0,027       | 36       | 0,024       | 34       | 0,022       |  |  |
| C5  | C15 | 110         | 45                               | 0,051       | 44       | 0,046       | 43       | 0,041       | 42       | 0,038       | 41       | 0,034       | 39       | 0,030       | 38       | 0,028       | 37       | 0,026       | 36       | 0,024       | 35       | 0,022       | 33       | 0,021       |  |  |
| C15 | C16 | 110         | 11                               | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       | 11       | 0,011       |  |  |
| C15 | C17 | 73          | 52                               | 0,096       | 50       | 0,082       | 48       | 0,069       | 47       | 0,058       | 45       | 0,049       | 43       | 0,042       | 41       | 0,036       | 40       | 0,031       | 38       | 0,027       | 36       | 0,024       | 34       | 0,022       |  |  |
| C16 | C18 | 73          | 17                               | 0,012       | 17       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       |  |  |
| C8  | C19 | 73          | 33                               | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       | 33       | 0,020       |  |  |
| C9  | C20 | 73          | 17                               | 0,012       | 16       | 0,012       | 17       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       | 16       | 0,012       |  |  |

## 10.2 Resultados dos testes considerando-se as taxas de falha constantes

Os resultados dos índices *SARFI* dos onze casos de estudo de nível de penetração de GDFV, avaliados a partir do modelo com taxa de falha constante, são mostrados na Tabela 10.6 e na Tabela 10.7. Pode-se perceber, que a inserção de GDFV tende a reduzir, de uma forma geral, os índices de frequência de VTCD do sistema. As reduções percentuais destes índices em relação ao caso base são mostrados na Tabela 10.8 e na Tabela 10.9.

**Tabela 10.6 - Variação dos índices *SARFI* para os casos de penetração de GDFV de 0% a 100% (modelo com taxa de falha constante).**

| Índice                       | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |        |
|------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                              | 0%                          | 20%    | 40%    | 60%    | 80%    | 100%   |
| <i>SARFI</i> <sub>90%</sub>  | 0,1623                      | 0,1609 | 0,1601 | 0,1593 | 0,1582 | 0,1570 |
| <i>SARFI</i> <sub>80%</sub>  | 0,0314                      | 0,0311 | 0,0308 | 0,0300 | 0,0292 | 0,0286 |
| <i>SARFI</i> <sub>70%</sub>  | 0,0162                      | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 |
| <i>SARFI</i> <sub>ITIC</sub> | 0,0162                      | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 | 0,0163 |

**Tabela 10.7 - Variações dos índices *SARFI* para os casos de penetração de GDFV de 120% a 200% (modelo com taxa de falha constante).**

| Índice                       | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |
|------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                              | 120%                        | 140%   | 160%   | 180%   | 200%   |
| <i>SARFI</i> <sub>90%</sub>  | 0,1561                      | 0,1536 | 0,1519 | 0,1496 | 0,1475 |
| <i>SARFI</i> <sub>80%</sub>  | 0,0281                      | 0,0275 | 0,0269 | 0,0263 | 0,0258 |
| <i>SARFI</i> <sub>70%</sub>  | 0,0162                      | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 | 0,0162 |
| <i>SARFI</i> <sub>ITIC</sub> | 0,0154                      | 0,0163 | 0,0154 | 0,0162 | 0,0163 |

**Tabela 10.8 - Reduções percentuais dos índices *SARFI* para os casos de penetração de GDFV de 20% a 100% (modelo com taxa de falha constante).**

|  | Nível de penetração de GDFV |       |       |       |        |
|--|-----------------------------|-------|-------|-------|--------|
|  | 20%                         | 40%   | 60%   | 80%   | 100%   |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>90%</sub></sub>  | 0,86%                       | 1,36% | 1,85% | 2,53% | 3,27%  |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>80%</sub></sub>  | 0,96%                       | 1,91% | 4,46% | 7,01% | 8,92%  |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>70%</sub></sub>  | 0,00%                       | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00%  |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>ITIC</sub></sub> | 0,00%                       | 0,00% | 0,00% | 0,00% | -0,62% |

**Tabela 10.9 - Reduções percentuais dos índices *SARFI* para os casos de penetração de GDFV de 120% a 200% (modelo com taxa de falha constante).**

|  | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |
|--|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|
|  | 120%                        | 140%   | 160%   | 180%   | 200%   |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>90%</sub></sub>  | 3,82%                       | 5,36%  | 6,41%  | 7,83%  | 9,12%  |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>80%</sub></sub>  | 10,51%                      | 12,42% | 14,33% | 16,24% | 17,83% |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>70%</sub></sub>  | 0,00%                       | 0,00%  | 0,00%  | 0,00%  | 0,00%  |
| <i>RPCB</i> <sub><i>SARFI</i><sub>ITIC</sub></sub> | 4,94%                       | -0,62% | 4,94%  | 0,00%  | -0,62% |

Em que  $RPCB_{SARFI}$  é a redução percentual em relação caso base do índice  $SARFI$ , dado pela equação (10.1).

$$RPCB_{SARFI} = \frac{SARFI(x\%) - SARFI(0\%)}{SARFI(0\%)} \times 100\% \quad (10.1)$$

Na qual  $SARFI(x\%)$  é o valor do índice  $SARFI$  avaliado para o caso com  $x\%$  de penetração de GDFV e  $SARFI(0\%)$  é o valor deste mesmo índice avaliado para o caso base.

Pode-se observar, que os índices  $SARFI_{90\%}$  e  $SARFI_{80\%}$  seguem uma tendência de redução à medida que se aumenta o percentual de GDFV em relação à carga. O valor do  $SARFI_{70\%}$  parece ser insensível à inserção de GDFV. Já o valor do  $SARFI_{ITIC}$  sofre algumas pequenas variações para mais ou para menos. Estas variações não parecem seguir qualquer tipo tendência específica em relação ao incremento de GDFV.

A principal hipótese de explicação para estes resultados é a de que a contribuição de corrente das GDFV para a falta, alivia o carregamento do sistema, que desta forma apresenta menores quedas de tensão nas linhas, melhorando o perfil de tensão durante o curto-circuito e restringindo a propagação dos afundamentos ao longo do sistema. Também é sabido que a magnitude dos afundamentos tende a ser maior nas proximidades da falta e menor longe desta. Assim, acredita-se que os afundamentos de 90% e 80% de magnitude, tendem a ser mitigados mais facilmente pela presença da GDFV devido a maior distância entre estes e a posição do curto-circuito, como de fato foram mitigados para este sistema. Por outro lado, os afundamentos de 70% costumam ocorrer em pontos de carga muito próximos da posição da falta, desta forma, o efeito de suporte de tensão criado pela inserção da GDFV é reduzido em relação aos casos dos afundamentos menos severos, o que se acredita ser a causa da não alteração do  $SARFI_{70\%}$  neste teste.

No caso do  $SARFI_{ITIC}$ , cujo cálculo depende tanto da magnitude quanto da duração das VTCD, deve-se considerar, ainda, o efeito que a inserção de GDFV possui no tempo de atuação do fusível de proteção e no tempo de derretimento do condutor da linha em estado de curto-circuito. A corrente que flui através do fusível, instalado no primário do transformador, é cada vez menor à medida que se aumenta a participação de GDFV no sistema, e portanto atuará mais lentamente. Consequentemente, um afundamento que normalmente não violaria a curva ITIC, pode passar a violar os limites desta curva e aumentar o valor do  $SARFI_{ITIC}$ . No entanto, a corrente de curto-circuito também tende a aumentar com a inserção de GDFV.

Devido a isto, o tempo de derretimento dos condutores em estado de falta será reduzido, o que pode resultar no efeito inverso no  $SARFI_{ITIC}$ .

Observa-se também, que para a maior parte dos casos, o  $SARFI_{ITIC}$  coincidiu com o  $SARFI_{70\%}$ . Isto se deve ao fato de que, na curva ITIC são usadas as seguintes tolerâncias para os afundamentos de tensão:

- i) afundamentos de 70% de magnitude: até 0,02 s;
- ii) afundamentos de 80%: até 0,5 s;
- iii) afundamentos de 90%: até 10 s;

Conseqüentemente, o tempo de atuação do fusível, que foi dimensionado para suportar correntes de magnetização do transformador iguais a 12 vezes a sua capacidade por um tempo superior a 0,1 s, é cerca de 5 vezes maior do que o limite de duração para afundamentos de 70%. Desta forma, o tempo de atuação do fusível permite que todos os afundamentos de 70% violem a curva ITIC, mas não os de 80% e os de 90%.

Finalmente, observa-se que mesmo a redução dos índices  $SARFI_{90\%}$  e  $SARFI_{80\%}$  são relativamente muito pequenas em relação aos incrementos de GDFV, atingindo reduções significativas somente para níveis bastante elevados de penetração de GDFV. Por exemplo, a máxima redução destes índices, obtida para o caso com 200% de participação de GDFV, chega somente a 9,12% para o  $SARFI_{90\%}$  e 17,83% para o  $SARFI_{80\%}$ . Isto pode ser explicado pelo fato de ser muito baixa a probabilidade de um curto-circuito ocorrer em um instante em que a GDFV esteja gerando uma potência significativa para efeito de mitigação de VTCD. Em outras palavras, a falta pode ocorrer a qualquer momento, enquanto a potência de saída das GDFV no instante da falta é dependente da irradiância solar, que é nula durante a noite e atinge seus maiores valores somente durante algumas poucas horas do dia.

### **10.3 Resultados dos testes considerando-se as taxas de falha variáveis com o carregamento**

Os casos de estudo descritos na Seção 10.1 foram repetidos utilizando-se as taxas de falha da Tabela 10.5, obtidas a partir do modelo descrito no Capítulo 9. É importante observar que as taxas de falha das linhas se reduziram em todos os casos de estudo, pois o carregamento médio anual das linhas sempre se reduziu com a inserção de GDFV, mesmo

para os casos em que a potência instalada desta supera a carga do sistema. Isto ocorreu porque em nenhum dos casos de estudo a potência média injetada pelas GDFV superou a potência da carga, pois estas dificilmente operam na potência nominal. Os índices obtidos são demonstrados na Tabela 10.10 e na Tabela 10.11, e as respectivas reduções percentuais em relação ao caso base são apresentadas na Tabelas 10.12 e na Tabela 10.13.

**Tabela 10.10 - Variação dos índices SARFI para os casos de penetração de GDFV de 0% a 100% (modelo com taxa de falha dependente do carregamento).**

| Índice         | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |        |
|----------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                | 0%                          | 20%    | 40%    | 60%    | 80%    | 100%   |
| $SARFI_{90\%}$ | 0,1321                      | 0,1194 | 0,1080 | 0,0996 | 0,0909 | 0,0836 |
| $SARFI_{80\%}$ | 0,0157                      | 0,0137 | 0,0116 | 0,0098 | 0,0083 | 0,0071 |
| $SARFI_{70\%}$ | 0,0057                      | 0,0051 | 0,0046 | 0,0042 | 0,0038 | 0,0035 |
| $SARFI_{ITIC}$ | 0,0057                      | 0,0051 | 0,0046 | 0,0042 | 0,0038 | 0,0035 |

**Tabela 10.11 - Variações dos índices SARFI para os casos de penetração de GDFV de 120% a 200% (modelo com taxa de falha dependente do carregamento).**

| Índice         | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |
|----------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                | 120%                        | 140%   | 160%   | 180%   | 200%   |
| $SARFI_{90\%}$ | 0,0788                      | 0,0728 | 0,0685 | 0,0651 | 0,0613 |
| $SARFI_{80\%}$ | 0,0063                      | 0,0056 | 0,0050 | 0,0046 | 0,0040 |
| $SARFI_{70\%}$ | 0,0033                      | 0,0031 | 0,0029 | 0,0028 | 0,0027 |
| $SARFI_{ITIC}$ | 0,0031                      | 0,0031 | 0,0027 | 0,0028 | 0,0027 |

**Tabela 10.12 - Reduções percentuais dos índices SARFI para os casos de penetração de GDFV de 20% a 100% (modelo com taxa de falha dependente do carregamento).**

|                       | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |
|-----------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                       | 20%                         | 40%    | 60%    | 80%    | 100%   |
| $RPCB_{SARFI_{90\%}}$ | 9,61%                       | 18,24% | 24,60% | 31,19% | 36,71% |
| $RPCB_{SARFI_{80\%}}$ | 12,74%                      | 26,11% | 37,58% | 47,13% | 54,78% |
| $RPCB_{SARFI_{70\%}}$ | 10,53%                      | 19,30% | 26,32% | 33,33% | 38,60% |
| $RPCB_{SARFI_{ITIC}}$ | 10,53%                      | 19,30% | 26,32% | 33,33% | 38,60% |

**Tabela 10.13 - Reduções percentuais dos índices SARFI para os casos de penetração de GDFV de 120% a 200% (modelo com taxa de falha dependente do carregamento).**

|                       | Nível de penetração de GDFV |        |        |        |        |
|-----------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                       | 120%                        | 140%   | 160%   | 180%   | 200%   |
| $RPCB_{SARFI_{90\%}}$ | 40,35%                      | 44,89% | 48,15% | 50,72% | 53,60% |
| $RPCB_{SARFI_{80\%}}$ | 59,87%                      | 64,33% | 68,15% | 70,70% | 74,52% |
| $RPCB_{SARFI_{70\%}}$ | 42,11%                      | 45,61% | 49,12% | 50,88% | 52,63% |
| $RPCB_{SARFI_{ITIC}}$ | 45,61%                      | 45,61% | 52,63% | 50,88% | 52,63% |

Observa-se que há uma redução dos índices para todos os casos de estudo avaliados e que estas reduções são maiores em comparação com as reduções obtidas pelo modelo com taxa de falha constante. Por exemplo, com 40% de penetração de GDFV já se obtém uma

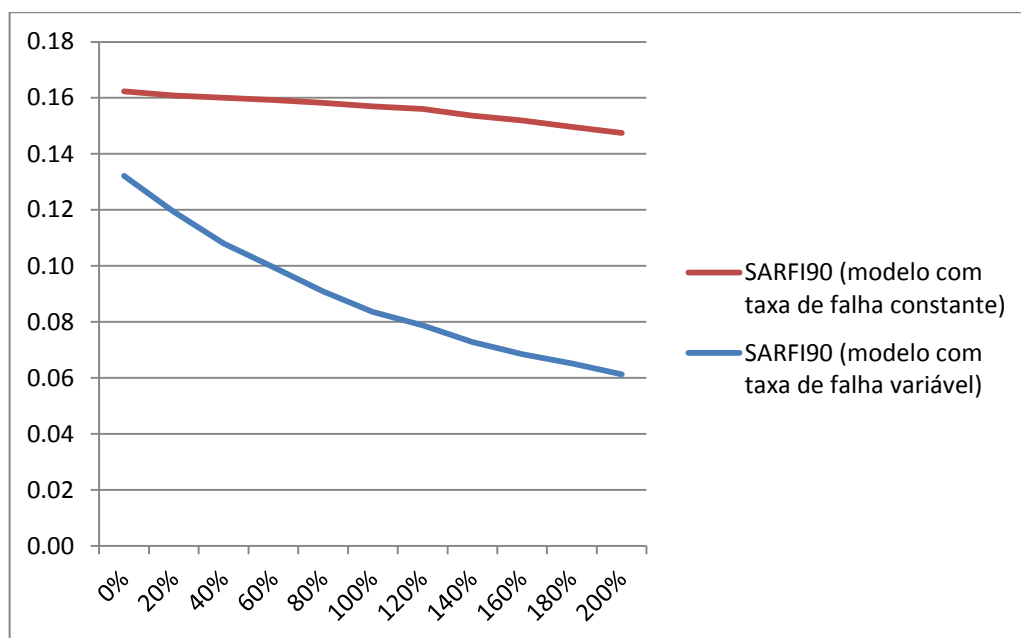
redução percentual dos índices *SARFI* em relação ao caso base maior do que a obtida pelo modelo com taxa de falha constante para um nível de 200% de penetração. Além disso, todos os índices foram reduzidos com a inserção de GDFV, mesmo aqueles que não demonstraram variação no modelo com taxa de falha constante. Estas diferenças se devem ao fato de que a redução das taxas de curto-circuito ocasionadas pelo menor carregamento das linhas acarreta diretamente em uma menor frequência das VTCD.

Os índices calculados utilizando-se o modelo de taxa de falha dependente do carregamento, foram sempre menores que os índices calculados com o modelo de taxa de falha constante, inclusive para o caso base. Isto aconteceu, ainda que o modelo de taxa de falha variável tenha sido ajustado para que a média das taxas de falha das linhas no caso base coincidissem com o valor típico usado no modelo com taxas constantes.

No entanto, mesmo que a média das taxas de falha seja calibrada para o caso constante, há uma grande variação nas taxas de falha no modelo dependente do carregamento, e o efeito de um curto-circuito em uma seção de alimentador nos índices de VTCD depende da sua posição em relação à fonte. Ocorre, que, as seções mais carregadas do sistema, e que, portanto, tem maiores taxas de falha, são justamente aquelas mais próximas à fonte. Estas seções recebem maior suporte de tensão e, por isso, são aquelas em que a ocorrência de um curto-circuito tem um menor potencial para ocasionar problemas de VTCD nas cargas. Da mesma forma, neste modelo, as seções mais distantes da fonte, para as quais uma falta tende a causar VTCD mais severas, tem naturalmente um menor carregamento, e, portanto, menores taxas de falha. Desta forma, os índices tendem a ser menores quando o modelo de taxa de falha dependente do carregamento é considerado.

Essa relação entre a camada de uma seção de alimentador e sua taxa de falha pode ser mais claramente evidenciada na Tabela 10-5. Nesta tabela pode-se perceber, por exemplo, que o ramo de R1 para R2, pertencente à primeira camada, tem uma taxa de falha de 0,232 falha/(ano×milha) e um carregamento de 62%. Na mesma tabela, pode-se perceber que o ramo de R10 para R18, da última camada deste mesmo alimentador, tem uma taxa de falha de 0,024 (falha/ano×milha) e um carregamento de 36%. Ou seja, a taxa de falha é cerca de 89,65% menor para o ramo da última camada em relação à taxa de falha do ramo da primeira camada deste alimentador

A Figura 10.2 mostra o gráfico da variação do  $SARFI_{90\%}$  tanto para o modelo de taxa de falha variável quanto para o modelo constante. Desta figura pode-se observar claramente como a redução do índices  $SARFI_{90\%}$  ocorre de forma mais acentuada quando se considera o modelo com taxa de falha dependente do carregamento. Observa-se também, que para os casos com pouca penetração de GDFV, a diferença entre os índices calculados pelos dois métodos não é muito grande, mas isto muda rapidamente de figura à medida que a penetração de GDFV aumenta no sistema. Sendo assim, para estes casos, o uso do modelo com taxa de falha constante leva à uma considerável superestimação dos índices, pois o efeito indireto das GDFV nos índices de VTCD, por meio da redução da taxa de falha ocasionada pela redução do carregamento, é significativo.



**Figura 10.2 - Comparação da variação do  $SARFI_{90\%}$  em relação ao nível de penetração de GDFV utilizando-se o modelo constante de taxa de falha e o modelo variável.**

#### 10.4 Resumo

Este capítulo mostrou os resultados da avaliação do impacto de GDFV nos índices de VTCD do sistema de baixa tensão do CIGRÈ. Os testes foram realizados para dois modelos, um com taxa de falha constante e um com taxa de falha dependente do carregamento. As condições dos testes, os dados das GDFV utilizados, os casos de estudo utilizados e os dados de taxas de falha das seções de alimentador por nível de penetração de GDFV foram mostrados. Finalmente, os resultados dos testes foram apresentados e comentados neste capítulo. O capítulo seguinte trará as conclusões desta dissertação.

## 11 CONCLUSÕES

### 11.1 Introdução

Nesta dissertação foi desenvolvida uma metodologia probabilística para a avaliação do impacto de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) nos índices de variação de tensão de curta duração (VTCD) de um sistema de distribuição secundária radial. O método se baseia na utilização das seguintes técnicas: método de soma de admitâncias (MSA), método de enumeração de estados (MEE), agrupamento de dados e modelagem de taxas de falha com base na condição de carregamento. Adicionalmente, no desenvolvimento da metodologia proposta, uma minuciosa comparação entre o MEE e o método de simulação Monte Carlo (SMC) foi realizada, de forma a justificar a escolha do MEE. Além disso, uma melhoria do MSA foi proposta nesta dissertação para reduzir o esforço computacional do grande número de estados de curto-circuito avaliados na metodologia proposta. O uso destas técnicas permitiu a avaliação do impacto de GDFV nos índices relacionados à frequência esperada de VTCD no sistema, os índices *SARFI* (*System Average RMS – Variation – Frequency Index*).

### 11.2 Principais contribuições

As principais contribuições desta dissertação são resumidas abaixo:

i) Comparação entre o MEE e a SMC para avaliação probabilística de VTCD.

Tanto o MEE quanto a SMC tem sido usados na literatura para realizar a avaliação probabilística de índices relacionados às VTCD. No entanto, a comparação da performance destes métodos em termos de precisão e esforço computacional ainda não havia sido realizada. Tal comparação foi realizada nesta dissertação, cujo resultado mostra que o MEE é capaz de obter uma precisão equiparável à da SMC, porém com um custo computacional significativamente menor.

ii) Aprimoramento do MSA para cálculo de curto-circuito em aplicações para VTCD.

Os métodos de avaliação probabilística de VTCD que se baseiam na avaliação de seguidos estados de curto-circuito, como MEE de posição das faltas e a SMC, podem ter um custo computacional bastante elevado. Desta forma, o uso de métodos de análise de curto-circuito eficientes é importante para reduzir o custo computacional. Nesta dissertação, se



propôs um aprimoramento do MSA para cálculo de curto-circuito que se baseia no armazenamento das admitâncias equivalentes calculadas pelo método, na varredura regressiva. Utilizou-se uma varredura de preparação isolada, para que, com isto, se possa simplificar o caminho da varredura regressiva do MSA para uma busca a montante nas subseqüentes chamadas do método par avaliação de curto-circuito. Esta melhoria do MSA foi implementada no MEE e na SMC cujas performances foram comparadas com as performances destes mesmos métodos utilizando a versão convencional do MSA. Os resultados provaram que a utilização do MSA aprimorado reduz significativamente o tempo de processamento dos métodos de avaliação preditiva de VTCD em comparação com o caso em que se utiliza o MSA convencional.

iii) Análise probabilística do impacto de GDFV nos índices sistêmicos de VTCD.

A partir da revisão bibliográfica realizada nessa dissertação, identificou-se que existe uma deficiência de metodologias para determinar o impacto de GDFV nos índices sistêmicos de frequência de VTCD (*SARFI*). Esta ausência de publicações pode ser decorrente da complexidade para modelar a rede elétrica e incertezas referentes à GDFV na análise dos seus efeitos nas VTCD. Nesta dissertação foi proposta uma metodologia que utiliza um enfoque probabilístico que leva em consideração a variabilidade da fonte primária da GDFV, i.e., a irradiância solar e a temperatura. Além disso, são incluídas no modelo incertezas do cenário de falta: posições de falta, tipo de falta, fases envolvidas e resistência de falta. Adicionalmente, considerou-se o efeito indireto da inserção de GDFV nos índices de frequência de VTCD devido as variações nas taxas de falha ocasionadas pela mudança no carregamento das seções dos alimentadores provocada pela inserção de GD. Os resultados mostraram que a inserção de GDFV é capaz de reduzir significativamente os índices de frequência de VTCD de um sistema de distribuição.

iv) Aplicação do modelo de taxa de falha variável em função da condição de carregamento para estudos de VTCD.

A utilização de um modelo de confiabilidade de linhas de distribuição baseado na condição de carregamento dos seus condutores para estudos de análise de índices de frequência de VTCD não foi encontrada na literatura. No entanto, mostrou-se nesta dissertação, que para estudos de VTCD nos quais há alteração direta do carregamento (como no caso da inserção de GDFV), a não inclusão deste modelo pode resultar em uma

significativa diferença nos valores dos *SARFI* em comparação ao caso em que se considera o efeito do carregamento nas taxas de falha dos alimentadores. Desta forma, este modelo pode ser utilizado para analisar o impacto nos índices de VTCD da inserção de GD, bem como da alocação de bancos de capacitores, de reconfigurações do sistema, etc.

### **11.3 Aplicações práticas**

A metodologia proposta para a avaliação do impacto de GDFV nos índices de frequência de VTCD foi testada no sistema de distribuição secundária do CIGRÈ de 38 barras. Neste sistema, foram calculados os índices *SARFI* para o caso sem GDFV e para mais dez níveis de penetração de GDFV em relação a carga. As principais conclusões obtidas com o sistema de 38 barras foram:

i) Com a inserção de GDFV no sistema de distribuição há uma tendência de melhoria dos índices de frequência de VTCD.

ii) O aumento da capacidade instalada das GDFV tende a amplificar o efeito de redução dos índices de VTCD que estas apresentam.

iii) O efeito direto da inserção de GDFV na redução dos índices devido ao suporte de tensão fornecido pela GD durante o curto-circuito é relativamente pequeno. Este efeito é devido aos períodos noturnos e à grande variabilidade da irradiância solar durante o dia. Portanto, a probabilidade de o curto-circuito ocorrer em um instante em que a GDFV esteja injetando potência suficiente para ter um impacto significativo na preservação do perfil de tensão é muito baixa.

iv) Foi verificado, no entanto, que considerando-se as taxas de falha dependentes do carregamento, há uma redução significativa nos índices de frequência de VTCD. Este efeito é devido a diminuição no número de ocorrências de curto-circuito no período de estudo avaliado.

## 11.4 Sugestões para trabalhos futuros

Esta dissertação foi desenvolvida com o objetivo de determinar o impacto de GDFV nos índices de frequência de VTCD de sistemas de distribuição. Desta forma, o desenvolvimento de trabalhos futuros relacionados com este assunto, deve se basear no aprimoramento das técnicas e modelos para representar mais precisamente os componentes da rede elétrica e das GDFV, ou se utilizar das técnicas desenvolvidas neste trabalho para outras aplicações. A seguir, algumas sugestões de trabalhos futuros são apresentadas.

### i) Modelagem da curva de suportabilidade de tensão da GDFV:

Os inversores de GDFV são projetados para não se desconectarem da rede no caso de um curto-circuito, de forma a contribuir com a corrente de falta. No entanto, estes equipamentos também podem apresentar mal funcionamento caso experimentem um afundamento severo. Desta forma, é importante que se modele as características de suportabilidade de tensão destes equipamentos para determinar mais precisamente o comportamento da GDFV durante a falta.

### ii) Modelagem da proteção de um sistema de distribuição primária:

Para a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação a um sistema de distribuição primária, é preciso que se modele os dispositivos de proteção utilizados neste caso bem como sua coordenação. Em sistemas de distribuição primários, a proteção é principalmente realizada pelo relé de sobrecorrente (50/51) e sobrecorrente do neutro (50/51N) associados a disjuntores ou religadores. É importante observar que a modelagem da rede a quatro condutores apresentada nesta dissertação possibilita obter o carregamento do neutro durante um curto-circuito, viabilizando conseqüentemente, a modelagem do relé de sobrecorrente do neutro.

### iii) Estudos de propagação de VTCD a partir de faltas no sistema de subtransmissão.

Em muitos casos, a fonte de uma VTCD não está em uma falta no próprio sistema de distribuição, mas em uma falta no sistema de subtransmissão. Este efeito é completamente negligenciado no modelo proposto nesta dissertação, visto que se considera a barra da subestação como uma barra infinita (i.e., fonte de tensão ideal). No entanto, devido à operação malhada dos sistemas de subtransmissão, o MSA torna-se inadequado para este estudo.

Assim, faz-se necessário utilizar um outro método para avaliação de curto-circuito, como o método de Gauss-Zbus (Chen et al, 1991).

iv) Estudos de alocação ótima de GDFV para redução dos índices de VTCD do sistema.

Pode-se utilizar a metodologia desenvolvida nesta dissertação para realizar estudos de alocação ótima de GDFV a partir da perspectiva da empresa de distribuição, com intuito de determinar a máxima capacidade de acomodação de GDFV da rede de distribuição da rede de distribuição com relação a restrições nos índices de VTCD.

## REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa N° 481”, 17 de abril de 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, acesso em: 13 de janeiro de 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa N° 482”, 17 de abril de 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, acesso em: 13 de janeiro de 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Ministério de Minas e Energia. **Atlas da energia elétrica no Brasil**. 3ª ed. Brasília, 2009. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf)>. Acesso em: 11 de janeiro de 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST– Módulo 8: Qualidade de Energia,” 01 de janeiro de 2010. Disponível em <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>, acesso em 22 de março de 2016.

Alam, M. J. E.; Muttaqi, K. M. e Sutanto, D. “A Three-Phase Power Flow Approach for Integrated 3-Wire MV and 4-Wire Multigrounded LV Networks With Rooftop Solar PV” **IEEE Trans. Power Systems**, 28(2), p. 1728 – 1737. 2013.

Alferidi, A. **Evaluating the Reliability Contribution of Photovoltaics in Electric Power Systems**. Dissertação (Mestrado) – Department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Saskatoon, Canadá, 2012.

Baptista, J. E. R.; Rodrigues, A. B. e Silva, M. G. “Probabilistic Assessment of the Impact of Wind Power Generation on Voltage Sags in Composite Systems.” In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (PSCC), 2014, Wroclaw. **Proceedings of the 2014**. [s.l.]: IEEE, 2014.

Baran, M. E. e Wu, F. F. “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 4(2), p. 1401 – 1407. 1989.

Barnard, J. e Pahwa, A. “Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model.” **Electric Power System Research**, n.28, p. 11 – 18. 1993.

Becker, C; Braun Jr., W.; Carrick, Kenneth; Diliberti, T.; Grigg, C.; Groesch, J. Hazen, B.; Imel, T.; Koval, D.; Mueller, D.; St. John, T. e Conrad, E. L. “Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std 493, the *Gold Book*.” **IEEE Trans. Industry Applications**, n. 30(3), p. 805 – 821. 1994.

Billinton, R.; Li, Wenyuan. **Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Plenum Press, 1994.

Bollen, M. e Hassan, F. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011.

Bollen, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems Voltage Sags and Interruptions**. New York: John Wiley & Sons, IEEE, 2000.

Borbely, A. e Kreider, J. F. (Ed.) **Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium**. Boca Raton: CRC Press, 2001

Bordalo, U. A., Rodrigues, A. B. e Silva, M. G. “A New Methodology for Probabilistic Short-Circuit Evaluation with Applications in Power Quality Analysis.” **IEEE Trans. Power Systems**, n. 21(2), p. 474 – 479. 2006.

Bordalo, U. A.; Rodrigues, A. B. e Silva, M. G. “Modelling of Faults on Overhead Lines in Distribution System Using the Admittance Summation Method.” In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY (POWERCON), 2004, Singapura. **Proceedings of the 2004**. [s.l.]: IEEE, 2004, p. 701 -706.

Brown, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2ª ed. Boca Raton: CRC Press, 2009.

Brown, R. E.; Frimpong, G. e Willis, H. L. “Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data.” **IEEE Trans. Power Systems**, n. 19(2), p. 782 – 787. 2004.

Burden, R. L. e Faires, J. D. **Numerical Analysis**. 9ª ed. Boston: Brooks/Cole, 2011.

Burke, J. J. **Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications**. CRC Press.

Carson, J. R. “Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return.” Bell System Technical Journal, 1926. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 32, 2000, Waterloo – Ontário, Canadá. **Proceedings of the 32nd**. [s.l.], 2000, p. 65 – 80.

Carson, J.R. “Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return.” **Bell System Technical Journal**, n. 5(4), p. 539 – 554. 1926.

Carvalho Filho, J. M.; Leborgne, R. C.; Abreu, J. P. G., Novaes, E. G. C. e Bollen, M. H. J. “Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 23(3), p. 1472 – 1480. 2008a.

Carvalho Filho, J. M.; Leborgne, R. C.; Silveira, P. M. e Bollen, M. H. J. “Voltage Sag Index Calculation: Comparison between Time-Domain Simulation and Short-Circuit Calculation.” **Electric Power System Research**, n. 78(4), p. 676 – 682. 2008b.

Carvalho, K. J. S. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos**. 2012. 113 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

Chagas, P. A. **Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Restrições de Qualidade e Continuidade do Fornecimento**. 2010. 122 f. Monografia (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2010.

Chen, T. H.; Chen, M.; Lee, W.; Kotas, P. e Olinda, P. V., “Distribution System Short-Circuit Analysis – A Rigid Approach.” **IEEE Trans. Power Systems**, n. 7(1), p. 444 – 450, 1992.

Chen, T. S. et al. “Three-Phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 6(4), p. 1671 – 1681. 1991.

Conrad, L.; Little, K. e Grigg, C. “Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dip.” **IEEE Trans. Industry Applications**, n. 24(1), p. 167 – 172. 1991.

Dos Santos, A. e Barros, M. T. C. “Stochastic Modeling of Power System Faults.” **Electric Power System Research**, n. 126, p. 29 – 37. 2015.

Dugan, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2<sup>a</sup> ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2002.

Etemadi, A. H. e Fotuhi-Firuzabad, M. “Distribution System Reliability Enhancement Using Optimal Capacitor Placement.” **IET Generation, Transmission & Distribution**, n. 2(5), p. 621 – 631. 2008.

Faried, S. O. e Aboreshaid, A. “Stochastic Evaluation of Voltage Sags in Series Capacitor Compensated Radial Distribution Systems.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 18(3), p. 744 – 750. 2003.

Gazoli, J. R. **Microinversor Monofásico para Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2011. 234 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

Gnativ, R. M. e Milanović, J. V. “Qualitative and Quantitative Analysis of Voltage Sags in Networks with Significant Penetration of Embedded Generation.” **European Trans. Electrical Power**, n. 15(1), p. 77 – 93. 2005.

Gönen, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 2ª ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.

Goode, W. B. e Gaertner, G. H. 1965. Apud: SHORT, T. **Electric Power Distribution Handbook**. 2ª ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

Hengristawat, V.; Tayjasanant, T. e Nimpitiwan, N. “Optimal Sizing of Photovoltaic Distributed Generators in a Distribution System with Consideration of Solar Radiation and Harmonic Distortion.” **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, n. 39(1), p. 36 – 47. 2012.

IEEE STD 1159, **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. New York: IEEE Press, 1995.

Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE. **IEEE Std 493 – 1997 IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems: Gold Book**. New York: IEEE, 1997.

Kagan, N. Robba, E. J.; Schmidt, H. P. **Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2009.

Kagan, N.; Oliveira, C. C. B. D.; Robba, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.



Kavousi-Fard, A. e Niknam, T. “Optimal Distribution Feeder Reconfiguration for Reliability Improvement Considering Uncertainty.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 29(3), p. 1344 – 1353. 2014.

Kersting, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2002.

Kersting, W. H. e Green, R. K. “The Application of Carson’s Equation to the Steady-State Analysis of Distribution Feeders.” In: POWER SYSTEM CONFERENCE AND EXPOSITION (PSCE), 2011, Phoenix. **Proceedings**. [s.l.]: IEEE, 2011, p. 1 – 6.

Kersting, W. H. e Phillips, W. H. “Distribution System Short Circuit Analysis.” In: ENERGY CONVERSION ENGINEERING CONFERENCE, 25, 1990, Reno. **Proceedings of the 25th Intersociety**. New York: IEEE, 1990, p. 310 – 315.

Kroese, D. P.; Taimre, T. e Botev, Z. I. **Handbook of Monte Carlo Methods**. Hoboken: John Wiley & Son, 2011.

Leão, R. P. S.; Barroso, G. C.; Sampaio, R. F.; Almada, J. B.; Lima, C. F. P., Rego, M. C. O. e Antunes, F. L. M. “The Future of Low Voltage Networks: Moving from Passive to Active.” **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, n. 33(8), p. 1506 – 1512. 2011.

Lope, M. D. C. **Análise Probabilística de Variações de Tensão de Curta Duração em Redes de Distribuição**. 2005. 114 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2005.

Maia, T. T. B. **Estimativa da Frequência de Desligamento de uma Carga Sensível Provocada por Afundamentos de Tensão**. 2009. 96 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009.

Martinez, J. A. e Arnedo, J. M. “Voltage Sag Studies in Distribution Networks – Part II: Voltage Sag Assessment.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 21(3), p. 1679 – 1688. 2006a.

Martinez, J. A. e Arnedo, J. M. “Voltage Sag Studies in Distribution Networks – Part III: Voltage Sag Index Calculation.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 21(3), p. 1689 – 1697. 2006b.

Martinez, J. A. e Arnedo, J. M. “Voltage Sags Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transient Program.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 19(4), p. 1975 – 1982. 2004.

Masters, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2004.

Milanović, J. V. e Gupta, C. P. “Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags – Part I: The Methodology.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 21(2), p. 918 – 924. 2006a.

Milanović, J. V. e Gupta, C. P. “Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags – Part II: Practical Implementation.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 21(2), p. 925 – 932. 2006b.

Milanović, J. V.; Ali, H. e Aung, M. T. “Influence of Distributed Wind Generation and Load Composition on Voltage Sags.” **IET Generation, Transmission and Distribution**, n. 1(1), p. 13 – 22. 2007.

Mingoti, S. A. **Análise de dados através de métodos de estatística multivariada: uma abordagem aplicada**. [s.l.]: Editora UFMG, 2005.

Moura, P. A. “IMICV fault analysis method with multiple PV grid-connected inverter for distribution systems.” **Electric Power System Research**, n. 119, p. 119 – 125. 2015.

Oliveira, T. C.; Carvalho Filho, J. M.; Leborgne, R. C. e Bollen, M. H. J. “Voltage Sags: Validating Short-Term Monitoring by Using Long-Term Stochastic Simulation.” **IEEE Trans. Power Delivery**, 24(3), p. 1344 – 1351. 2009.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.8: Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e dos Barramentos dos Transformadores de Fronteira, e de seus Componentes,” 11 de novembro de 2011. Disponível em

<[http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento\\_rede/procedimento\\_rede.aspx](http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx)>, acesso em 22 de março de 2016.

Rahmani-andebili, M. “Distributed Generation Placement Planning Modeling Feeder’s Failure Rate and Customer’s Load Type.” **IEEE Trans. Industrial Electronics**, aceito para publicação, D.O.I.: 1.1109/TIE.2015.2498502. 2015b.

Rahmani-andebili, M. “Reliability and Economic-Driven Switchable Capacitor Placement in Distribution Network.” **IET Generation, Transmission & Distribution**, n. 9(13), p. 1572 – 1579. 2015a.

Rajičić, D. e Taleski, R. “Two Novel Methods for Radial and Weakly Meshed Network Analysis.” **Electric Power Systems Research**, n. 48, p. 79 – 87. 1998.

Rajičić, D.; Ačkovski, R. e Taleski, R. “Voltage Correction Power Flow.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 9(2), p. 1056 – 1062, 1994.

Samotyj, M.; Gellings, C. e Amim, M. “Power System Infrastructure for a Digital Society: Creating the New Frontiers.” **Electra-Cigré**, n. 210, p. 20-30, out. 2003.

Sexauer, J. M. e Mohagheghi, S. “Voltage Quality Assessment in a Distribution System with Distributed Generation - A Probabilistic Load Flow Approach.” **IEEE Trans. Power Delivery**, n. 28(3), p. 1652 – 1662. 2013.

Shahnia, F.; Majumder, R.; Ghosha, A.; Ledwicha, G. e Zare, F. “Voltage Imbalance Analysis in Residential Low Voltage Distribution Network with Rooftop PVs.” **Electric Power Systems Research**, 81(9), p. 1805 – 1814. 2011.

Shirmohammadi, D. et al. “A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks.” **IEEE Trans, Power Systems**, n. 3(2), p. 753 – 762. 1988.

Short, T. **Electric Power Distribution Handbook**. 2<sup>a</sup> ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

Silva, T. A. **Avaliação Probabilística do Impacto da Geração Distribuída Eólica nos Fundamentos de Tensão de Curta Duração**. 2012. 156 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2012.

Silva, E. N. M.; Rodrigues, A. B.; e Silva, M. G. “Avaliação Probabilística do Impacto de GD Fotovoltaica nos Índices de Conformidade de Tensão.” In: CONGRESSO BRASILEIRO DE

AUTOMÁTICA (CBA), 2014, Belo Horizonte. **Anais do XX**. Belo Horizonte, SBA, 2014, p. 731 – 738.

Stagg, G. W. e El-Abiad, A. H. **Computer Methods in Power System Analysis**. [s.l.]: McGraw-Hill Kogakusha, Ltd. 1968.

Sun, Y. et al. “Operational Reliability Assessment of Power Systems Considering Condition-Dependent Failure Rate.” **IET Generation, Transmission & Distribution**, n. 4(1), p. 60 – 72. 2010.

Task Force C6.04.02. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy**. [s.l.]: CIGRÈ, 2014. 101 p.

Teng, J. H. “Fast Short Circuit Analysis Method for Unbalanced Distribution Systems.” In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2003, Toronto. **Conference Proceedings**. Piscataway: IEEE, 2003, p. 240 – 245.

Tleis, A. N. D. **Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice**. Oxford: Elsevier, 2008.

Todorovski, M. e Rajičić, D. “Handling Three-Winding Transformers and Loads in Short Circuit Analysis by the Admittance Summation Method.” **IEEE Trans. Power Systems**, n. 18(3). 2003.

Vieira, C. H. S. **ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2012. 142 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2012.

Villalva, M. G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2010. 290 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

Woyte, A.; Thong, V. V.; Belmans, R. e Nijs, J. “Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems.” **IEEE Trans. Energy Conversion**, n. 21(1), p. 202 – 209. 2006.

Zhang, X. et al. “A Distribution Short Circuit Analysis Approach Using Hybrid Compensation Method.” **IEEE Trans. Power Systems**, n. 10(4), p. 2053 – 2059. 1995.

Zilles, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.