

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA

**Homero Krauss Ribeiro Filho**

**Impacto de Diferentes Filosofias de Proteção  
nos Indicadores de Qualidade da Energia  
Elétrica**

Itajubá, Março de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA

**Homero Krauss Ribeiro Filho**

**Impacto de Diferentes Filosofias de Proteção  
nos Indicadores de Qualidade da Energia  
Elétrica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho

**Coorientador:** Prof. Dr. Thiago Clé de Oliveira

Itajubá, Março de 2017

---

## DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, Homero e Silvana.*

*“Nunca deixe que lhe digam que não vale a pena  
acreditar no sonho que se tem  
ou que os seus planos nunca vão dar certo  
ou que você nunca vai ser alguém...”*

**Renato Russo**

---

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo simples fato de me conceder a oportunidade de realizar este trabalho, com saúde e determinação.

Ao meu pai, Homero, que nunca mediu esforços para que eu chegasse até aqui.

A minha mãe, Silvana, que com seu amor e preocupação, sempre esteve pronta a ajudar.

A minha namorada, Ana Paula, pelo companheirismo durante anos, com paciência, carinho e amor.

Ao professor, José Maria, pela orientação, paciência, amizade, caminhos mostrados e as oportunidades oferecidas.

Ao professor, Thiago Clé, pela coorientação, amizade, conversas e todo suporte oferecido durante toda essa trajetória.

A todos os professores, que ofereceram a oportunidade de aprender algo e amadurecer meu comportamento.

Aos amigos que proporcionaram momentos essenciais na vida.

À CAPES, ao CERIn e à UNIFEI pelo apoio financeiro e oportunidade de concluir este trabalho.

---

## SUMÁRIO

|   |           |
|---|-----------|
| DEDICATÓRIA.....  | I         |
| AGRADECIMENTOS.....   | III       |
| SUMÁRIO.....  | IV        |
| LISTA DE FIGURAS.....   | VII       |
| LISTA DE TABELAS.....   | X         |
| LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....   | XII       |
| RESUMO.....   | XIII      |
| ABSTRACT.....   | XIV       |
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>17</b> |
| 1.1 Relevância do Tema.....   | 17        |
| 1.2 Estado da Arte.....   | 18        |
| 1.3 Objetivos e Contribuições da Dissertação .....                                | 21        |
| 1.4 Estrutura da Dissertação .....  | 22        |
| <b>2. CONTINUIDADE DO SERVIÇO E VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....</b>     | <b>24</b> |
| 2.1 Considerações Iniciais .....  | 24        |
| 2.2 Continuidade do Serviço – Interrupções de Longa Duração .....                 | 24        |
| 2.2.1 Indicadores Individuais.....  | 24        |
| 2.2.2 Indicadores Coletivos .....   | 26        |
| 2.2.3 Limites dos Indicadores de Continuidade .....                               | 27        |
| 2.3 Variações de Tensão de Curta Duração - VTCDs .....                            | 27        |
| 2.3.1 Conceitos e Definições .....  | 27        |
| 2.3.2 Parâmetros para Análise de VTCDs.....                                       | 28        |
| 2.3.3 Indicadores para VTCDs .....  | 33        |
| 2.3.4 Causas das VTCDs .....  | 35        |
| 2.3.5 Variáveis de Influência das VTCDs .....                                     | 37        |
| 2.3.6 Sensibilidade da Carga às VTCDs.....  | 42        |
| 2.4 Considerações Finais .....  | 45        |
| <b>3. PROTEÇÃO DE SISTEMAS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>                        | <b>46</b> |
| 3.1 Considerações Iniciais .....  | 46        |
| 3.2 Organização Típica do Sistema de Distribuição.....                            | 46        |
| 3.3 Filosofias de Proteção: Conceitos Básicos de Coordenação e Seletividade ..... | 47        |
| 3.4 Equipamentos Utilizados na Proteção .....                                     | 48        |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 3.4.1     | Chaves e Elos-Fusíveis .....   | 49        |
| 3.4.2     | Disjuntores .....  | 54        |
| 3.4.3     | Relés .....  | 56        |
| 3.4.4     | Religadores .....  | 58        |
| 3.4.5     | Seccionalizadores .....  | 64        |
| 3.4.6     | Cr terios para Aloca o dos Equipamentos de Prote o .....   | 67        |
| 3.5       | Coordena o e Seletividade entre os Equipamentos de Prote o .....   | 68        |
| 3.5.1     | Seletividade Fus vel - Fus vel .....   | 68        |
| 3.5.2     | Coordena o e Seletividade Religador – Fus vel .....  | 69        |
| 3.5.3     | Coordena o e Seletividade Religador – Religador .....  | 73        |
| 3.5.4     | Coordena o e Seletividade Rel  – Fus vel .....   | 74        |
| 3.5.5     | Seletividade Rel  – Religador .....  | 75        |
| 3.5.6     | Seletividade Rel  – Rel  .....   | 76        |
| 3.5.7     | Coordena o Religador - Seccionalizador .....   | 77        |
| 3.5.8     | Coordena o Religador – Seccionalizador – Elo Fus vel .....   | 78        |
| 3.6       | Considera es Finais .....  | 79        |
| <b>4.</b> | <b>PROPOSTAS DE METODOLOGIAS PARA AN LISE DA INFLU NCIA DA<br/>FILOSOFIA DE PROTE O NA QUALIDADE DA ENERGIA EL TRICA .....</b> | <b>81</b> |
| 4.1       | Considera es Iniciais .....  | 81        |
| 4.2       | Premissas Utilizadas para Contabiliza o de Eventos .....   | 81        |
| 4.3       | Simula o de Faltas em Sistemas El tricos .....   | 84        |
| 4.4       | Metodologia para Contabiliza o dos Eventos .....   | 87        |
| 4.5       | Metodologia para An lise do Impacto da Filosofia de Prote o na Qualidade da<br>Energia El trica .....                          | 91        |
| 4.5.1     | Avalia o do Sistema .....  | 92        |
| 4.5.2     | Avalia o do Consumidor .....   | 94        |
| 4.6       | C culo dos Indicadores Considerando Faltas Permanentes e Tempor rias .....   | 97        |
| 4.6.1     | Avalia o do Sistema Considerando as Probabilidades .....   | 98        |
| 4.7       | M todo Alg brico para o C culo de Indicadores sem o Uso da Simula o .....  | 101       |
| 4.7.1     | Premissas para o M todo Alg brico de C culo de Indicadores .....   | 102       |
| 4.7.2     | Metodologia Proposta para o M todo Alg brico .....   | 102       |
| 4.7.3     | Equa es para o C culo de Indicadores sem o Uso da Simula o (M todo<br>Alg brico) .....   | 107       |
| 4.8       | Considera es Finais .....  | 115       |

---

|   |            |
|---|------------|
| <b>5. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO</b> .....   | <b>116</b> |
| 5.1 Considerações Iniciais .....  | 116        |
| 5.2 Caso Teste – IEEE 34 Barras Modificado .....  | 116        |
| 5.2.1 Modificações no Sistema IEEE 34 Barras e Justificativas .....   | 117        |
| 5.2.2 Proteção do Sistema IEEE 34 Barras Modificado.....  | 119        |
| 5.3 Análise da Influência da Filosofia de Proteção – Primeira Metodologia .....                                   | 120        |
| 5.3.1 Considerações e Parâmetros Utilizados.....  | 120        |
| 5.3.2 Apresentação dos Resultados .....   | 122        |
| 5.3.3 Resultados – Barra 800 (Montante de Todo Sistema).....  | 125        |
| 5.3.4 Resultados – Barra 812.....   | 129        |
| 5.3.5 Resultados – Barra 840.....   | 135        |
| 5.3.6 Resultados – Barra 848.....   | 142        |
| 5.3.7 Comparação de Desempenho entre as Barras Monitoradas .....  | 146        |
| 5.3.8 Influência da Tensão Pré-Falta no Registro de VTCDs .....   | 149        |
| 5.4 Método Algébrico para o Cálculo de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica.....                          | 151        |
| 5.4.1 Considerações para a Utilização do Método Algébrico .....   | 151        |
| 5.4.2 Validação do Método Algébrico para Cálculo de Indicadores Médios de Qualidade da Energia Elétrica .....     | 152        |
| 5.4.3 Aplicações do Método Algébrico para o Cálculo dos Indicadores Médios de Qualidade da Energia Elétrica ..... | 155        |
| 5.5 Considerações Finais .....  | 158        |
| <b>6. CONCLUSÕES</b> .....  | <b>160</b> |
| 6.1 Conclusões Gerais.....  | 160        |
| 6.2 Proposta para Trabalhos Futuros .....   | 162        |
| 6.3 Artigos Publicados .....  | 163        |
| <b>REFERÊNCIAS</b> .....  | <b>165</b> |
| <b>APÊNDICE A – Procedimento para Simulação de Faltas em Sistemas de Distribuição</b> .....                       | <b>173</b> |
| <b>APÊNDICE B – Apresentação do <i>Software</i> ASPEN DistriView e Alguns Procedimentos Adotados</b> .....        | <b>177</b> |
| <b>APÊNDICE C – Parâmetros do Sistema IEEE 34 Barras Modificado</b> .....   | <b>183</b> |
| <b>APÊNDICE D - Proteção do Sistema IEEE 34 Barras Modificado</b> .....   | <b>188</b> |



**APÊNDICE E - Padrões de Eventos para as Filosofias de Proteção: 1L, 1R3L, 2R2L e 4L.....194**

---

---

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.1 - Agregação de Fases segundo a União das Fases. ....                                      | 30 |
| Figura 2.2 - Agregação de Fases pelos Parâmetros Críticos. ....                                      | 30 |
| Figura 2.3 - Agregação de Fases segundo a Fase Crítica. ....   | 31 |
| Figura 2.4 - Eventos Sucessivos de AMTs.....   | 32 |
| Figura 2.5 - Eventos Sucessivos de AMTs Devido a Religamentos na Rede. ....                          | 41 |
| Figura 2.6 - Curva de Tolerância CBEMA (LEBORGNE, 2003). ....  | 43 |
| Figura 2.7 - Curva de Tolerância ITIC (LEBORGNE, 2003). ....   | 44 |
| Figura 2.8 - Curva de Suportabilidade para Equipamentos Semicondutores – SEMI F47. ....              | 45 |
| Figura 3.1 – Topologia típica de um alimentador aéreo de distribuição. ....                          | 47 |
| Figura 3.2 – Chave fusível com elo de expulsão.....  | 50 |
| Figura 3.3 – Chave fusível religadora (DELMAR, 2006).....  | 51 |
| Figura 3.4 - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente Tipo K (INDEL BAURU, 2015).....        | 53 |
| Figura 3.5 – Disjuntor tripolar a vácuo e câmara de extinção (SIEMENS, 2006).....                    | 56 |
| Figura 3.6 - Curvas para o relé de sobrecorrente 50/51.....  | 57 |
| Figura 3.7 - Exemplo de curvas tempo-corrente para religadores.....                                  | 59 |
| Figura 3.8 - Ciclo típico de operações de um religador. ....   | 59 |
| Figura 3.9 – Religador do Fabricante <i>ABB</i> com interrupção a vácuo. ....                        | 60 |
| Figura 3.10 - Religador Microprocessado em Uso no Sistema Elétrico (SIEMENS).....                    | 63 |
| Figura 3.11 - Exemplificação do Conceito: Elemento Protetor e Protegido. ....                        | 68 |
| Figura 3.12 - Coordenação Religador - Fusível. ....  | 70 |
| Figura 3.13 - Seletividade Fusível - Religador.....  | 72 |
| Figura 3.14 - Seletividade Religador - Religador.....  | 73 |
| Figura 3.15 - Sistema de Distribuição Típico com a Presença de Relé e Religador (LEDESMA, 2012)..... | 76 |
| Figura 3.16 - Margem de Atuação: Relé – Relé (PEREIRA, 2007).....                                    | 77 |
| Figura 3.17 - Zona de Proteção Mútua: Religador - Seccionalizador. ....                              | 77 |
| Figura 3.18 - Religador - Seccionalizador - Elo Fusível. ....  | 79 |
| Figura 4.1 - Contabilização de Elevações de Tensão. ....   | 82 |

---

|  |     |
|--|-----|
| Figura 4.2 - Contabilização de Interrupções de Curta Duração. ....   | 82  |
| Figura 4.3 - Contabilização de Afundamentos de Tensão. ....  | 82  |
| Figura 4.4 - Contabilização do Afundamento seguido de Interrupção. ....  | 83  |
| Figura 4.5 - Contabilização de Elevações seguidas de Interrupções. ....  | 83  |
| Figura 4.6 - Sequência de Eventos: Afundamento, Interrupção Temporária e Afundamento -<br>Contabilização de Interrupção Temporária. .... | 84  |
| Figura 4.7 – Metodologia Sintetizada para Simulação de Faltas. ....  | 87  |
| Figura 4.8 – Sistema de Distribuição – IEEE 34 Barras. ....  | 89  |
| Figura 4.9 – Fluxograma para Contabilização dos Eventos. ....  | 90  |
| Figura 4.10 – Registro de Eventos em uma Curva SEMI. ....  | 91  |
| Figura 4.11 – Exemplo para Contabilização Média de Eventos na Curva SEMI F47. ....   | 97  |
| Figura 4.12 – Fluxograma para o Cálculo de Indicadores. ....   | 103 |
| Figura 4.13 – Caso Exemplo – Diferentes Barras Monitoradas. ....   | 104 |
| Figura 4.14 - Área de vulnerabilidade referente ao barramento k (KEMPNER, 2012). ....  | 105 |
| Figura 5.1 – IEEE 34 Barras Original (IEEE, 1991). ....  | 117 |
| Figura 5.2 – IEEE 34 Barras Modificado com os 4 Pontos de Monitoramento Destacados –<br>ASPEN DistriView. ....                           | 118 |
| Figura 5.3 – Procedimento para Cálculo da Tabela Final de Indicadores. ....  | 122 |
| Figura 5.4 – Modelo de Gráfico para Comparação de Indicadores para cada Filosofia de<br>Proteção. ....                                   | 123 |
| Figura 5.5 – Distribuição Anual de Eventos. ....   | 123 |
| Figura 5.6 – Modelo de resumo estatístico para Afundamentos de Tensão. ....  | 124 |
| Figura 5.7 – Modelo para a Análise da Sensibilidade da Carga. ....   | 124 |
| Figura 5.8 – Modelo de Gráfico para Comparação de Indicadores para cada Barra Monitorada.<br>.....                                       | 125 |
| Figura 5.9 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 800. ....   | 126 |
| Figura 5.10 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 800 para cada Filosofia de<br>Proteção. ....                                   | 127 |
| Figura 5.11 – Resumo Estatístico para os Afundamentos na Barra 800 para cada Filosofia de<br>Proteção. ....                              | 128 |
| Figura 5.12 – Curvas SEMI para a Barra 800. ....   | 129 |
| Figura 5.13 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 812. ....  | 130 |
| Figura 5.14 – Distribuição Anual de Interrupções de Longa na Barra 812 para cada Filosofia<br>de Proteção. ....                          | 130 |

---

|   |     |
|---|-----|
| Figura 5.15 – Distribuição Anual de Interrupções de Curta na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. ....        | 131 |
| Figura 5.16 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. ....                 | 131 |
| Figura 5.17 – Distribuição Anual de Elevações na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. ....                    | 132 |
| Figura 5.18 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Longa na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. .... | 132 |
| Figura 5.19 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Curta na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. .... | 133 |
| Figura 5.20 – Resumos Estatísticos para Afundamentos na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. ....             | 133 |
| Figura 5.21 – Resumos Estatísticos para Elevações na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção. ....                | 134 |
| Figura 5.22 – Curvas SEMI para a Barra 812. ....  | 135 |
| Figura 5.23 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 840. ....                             | 136 |
| Figura 5.24 – Distribuição Anual de Interrupções de Longa na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....        | 137 |
| Figura 5.25 – Distribuição Anual de Interrupções de Curta na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....        | 137 |
| Figura 5.26 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....                 | 138 |
| Figura 5.27 – Distribuição Anual de Elevações na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....                    | 138 |
| Figura 5.28 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Longa na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. .... | 139 |
| Figura 5.29 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Curta na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. .... | 140 |
| Figura 5.30 – Resumos Estatísticos para Afundamentos na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....             | 140 |
| Figura 5.31 – Resumos Estatísticos para Elevações na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....                | 141 |
| Figura 5.32 – Curvas SEMI para a Barra 840. ....  | 141 |
| Figura 5.33 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 848. ....                             | 142 |

---

|   |     |
|---|-----|
| Figura 5.34 – Distribuição Anual de Interrupções de Longa na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. ....        | 143 |
| Figura 5.35 – Distribuição Anual de Interrupções de Curta na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção. ....        | 143 |
| Figura 5.36 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. ....                 | 143 |
| Figura 5.37 – Distribuição Anual de Elevações na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. ....                    | 144 |
| Figura 5.38 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Longa na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. .... | 144 |
| Figura 5.39 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Curta na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. .... | 145 |
| Figura 5.40 – Resumo Estatístico para Afundamentos na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. ....               | 145 |
| Figura 5.41 – Resumos Estatísticos para Elevações na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção. ....                | 146 |
| Figura 5.42 – Curvas SEMI para a Barra 848. ....  | 146 |
| Figura 5.43 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 1L. ...                              | 147 |
| Figura 5.44 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 1R3L. ....                           | 148 |
| Figura 5.45 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 2R2L. ....                           | 148 |
| Figura 5.46 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 4L. ...                              | 149 |

---

## LISTA DE TABELAS

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 2.1 – Comparação das Classificações das VTCDs segundo o PRODIST e o Procedimento de Rede. ....                         | 28  |
| Tabela 2.2 – Discretização dos Parâmetros Amplitude e Duração para Contabilização de VTCDs. ....                              | 33  |
| Tabela 2.3 – Estratificação das VTCDs com base nos Níveis de Sensibilidade das Diversas Cargas. ....                          | 34  |
| Tabela 2.4 – Fatores de Ponderação e Fator de Impacto Base de Acordo com a Tensão Nominal do Barramento de Distribuição. .... | 35  |
| Tabela 2.5 – Probabilidade de Ocorrência de Cada Tipo de Curto-Circuito. ....   | 37  |
| Tabela 2.6 – Percentual de Faltas em Redes de Distribuição. ....  | 37  |
| Tabela 2.7 – Taxas de faltas por 100 km/ano (GARCIA;ALVES, 2011). ....  | 38  |
| Tabela 2.8 – Taxas de faltas por 100 km/ano (CONRAD et al., 1991) e (BECKER et al., 1994). ....                               | 38  |
| Tabela 2.9 – Taxas de faltas por 100 km/ano (FONSECA, 1999). ....   | 38  |
| Tabela 2.10 – Taxas de faltas por 100 km/ano (*adotadas pela CELG) (RAMOS, 2009). ....  | 38  |
| Tabela 3.1 – Correntes Nominais Padronizadas para Elos-Fusíveis – NBR 5359. ....  | 53  |
| Tabela 3.2 – Valores de K Associados às Operações Rápidas do Religador (CEPEL, 2006). ....                                    | 70  |
| Tabela 3.3 – Valores de K1 para a Combinação Fusível – Religador (GUIGER, 1988). ....   | 72  |
| Tabela 4.1 – Matriz de Contabilização dos Eventos Anual. ....   | 88  |
| Tabela 4.2 – Matriz de Contabilização dos Eventos Final - Exemplo. ....   | 90  |
| Tabela 5.1 – Curvas Utilizadas para Cada Dispositivo de Proteção. ....  | 119 |
| Tabela 5.2 – Probabilidades de Ocorrência para cada Tipo de Falta (GARCIA; ALVES, 2011). ....                                 | 121 |
| Tabela 5.3 – Modelo da Tabela para Contabilização de Indicadores. ....  | 122 |
| Tabela 5.4 – Indicadores para a Barra 800. ....   | 125 |
| Tabela 5.5 – Indicadores para a Barra 812. ....   | 129 |
| Tabela 5.6 – Indicadores para a Barra 840. ....   | 135 |
| Tabela 5.7 – Indicadores para a Barra 848. ....   | 142 |
| Tabela 5.8 – Diferença na Contabilização de VTCDs quanto a Tensão Pré-Falta Utilizada. ....                                   | 150 |

---

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 5.9 – Área de Vulnerabilidade Equivalente para Resistência de Falta igual a 0 Ohms.<br>.....             | 153 |
| Tabela 5.10 – Comparação entre os Resultados vindos do Método Algébrico e da Simulação<br>de Faltas. ....       | 154 |
| Tabela 5.11 – Áreas de Vulnerabilidade Equivalentes para os Diferentes Valores de<br>Resistência de Falta. .... | 155 |
| Tabela 5.12 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 1L. ....  | 156 |
| Tabela 5.13 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 1R3L. ....  | 157 |
| Tabela 5.14 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 2R2L. ....  | 157 |
| Tabela 5.15 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 4L. ....  | 158 |

---

---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|         |   |
|---------|---|
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica  |
| AMT     | Afundamento Momentâneo de Tensão  |
| AVVs    | Acionamentos de Velocidade Variável   |
| CAPES   | Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior                   |
| CBEMA   | <i>Computer and Business Equipment Manufactures Association</i>               |
| CERIn   | Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes                          |
| EMT     | Elevação Momentânea de Tensão   |
| EPRI    | <i>Electric Power Research Institute</i>                                      |
| IEC     | <i>International Electrotechnical Commission</i>                              |
| IEEE    | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>                      |
| ITIC    | <i>Information Technology Industry Council</i>                                |
| NRS     | <i>National Rationalised Specification</i>                                    |
| ONS     | Operador Nacional do Sistema Elétrico   |
| PLC     | <i>Programmable Logic Controller</i>  |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição   |
| p.u.    | Por unidade   |
| QEE     | Qualidade da Energia Elétrica   |
| RMS     | <i>Root Mean Square</i> (valor eficaz)  |
| SAPRE   | Sistema de Análise e Projeto de Redes Elétricas                               |
| SEMI    | <i>Semiconductor Equipment and Material International</i>                     |
| SEP     | Sistema Elétrico de Potência  |
| UNIFEI  | Universidade Federal de Itajubá   |
| UNIPED  | <i>Union of International Producers and Distributors of Electrical Energy</i> |
| VTCD    | Variação de Tensão de Curta Duração   |



---

## RESUMO

Esta dissertação apresenta duas propostas de procedimento para a análise do impacto da filosofia de proteção nos indicadores de qualidade da energia elétrica em determinado ponto de monitoramento da rede de distribuição. Os eventos analisados serão as interrupções de curta e longa duração, os afundamentos de tensão e as elevações de tensão. O primeiro procedimento se baseia no método de simulação de Monte Carlo, com possibilidade de análise da variabilidade dos indicadores, e o segundo, intitulado algébrico, utiliza equações algébricas, dependentes de parâmetros de fácil obtenção, onde se calcula os valores médios para os indicadores.

Para a aplicação das metodologias propostas, foi utilizado como base o caso teste disponibilizado pelo IEEE, conhecido como sistema IEEE 34 barras. Para a realização das análises, foram monitorados quatro barramentos do sistema localizados estrategicamente na rede. Para cada ponto de interesse, foram aplicadas as filosofias de proteção coordenada e seletiva, com as variações pertinentes e mais utilizadas no setor elétrico.

O trabalho apresenta os resultados obtidos através de dois procedimentos propostos, e realiza uma comparação entre estes métodos, chegando-se a resultados adequados. Quando se busca avaliar variabilidade dos indicadores, o método da simulação de faltas é mais apropriado. Entretanto, quando se deseja obter apenas o valor médio dos indicadores, o método algébrico se revela bastante eficaz.

**Palavras-Chaves:** Qualidade da Energia Elétrica, Simulação de Monte Carlo, Proteção de Sistemas de Distribuição, Coordenação e Seletividade da Proteção.

---

## ABSTRACT

This dissertation presents two proposals of procedures to analyse the impact of the protection philosophy in the power quality indicators in a certain monitoring point of the distribution network. The analysed events will be short and long-term interruptions, voltage sags and voltage elevations. The first procedure is based on Monte Carlo simulation, with the possibility of analyse the variability of the indicators, and the second one, called algebraic, that uses algebraic equations, which are dependent of easily obtained parameters, that calculates the mean values of the indicators.

For the application of the proposed methodologies, it was used the test case disponibilized by IEEE, known as IEEE 34 bars. For performing analysis, it was monitored four strategically located buses in the network. For each point of interest, it was applied the coordinated and selective protection philosophies, with pertinent and more used variations in electrical sector.

The work presents the results obtained through two proposed procedures, and performs a comparison between these methods, reaching suitable results. When evaluating variability of the indicators, the method of fault simulations is more appropriate. However, if it is desired to obtain only the mean value of the indicators, the alternative method proves to be quite effective.

**Keywords:** Power Quality, Monte Carlo Simulation, Protection of Distribution Systems, Coordination and Selectivity of Protection.

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Relevância do Tema

A qualidade da energia elétrica (QEE) tem sido foco de discussões do setor elétrico com mais frequência, devido à preocupação comum existente dos produtores e consumidores. Com a evolução das cargas, antes de predominância mecânica, para eletrônicas, houve um grande aumento da eficiência e produção, porém aliado a isso também houve uma crescente sensibilidade dos equipamentos aos distúrbios de qualidade da energia elétrica, principalmente as variações de tensão de curta duração (VTCDs).

Estes problemas ocorrem, em geral, devido à ocorrência de curtos circuitos em linhas de transmissão e distribuição, e se propagam pela rede afetando consumidores conectados em pontos remotos do sistema elétrico. As ocorrências de curtos circuitos são intrínsecas ao padrão de rede brasileira, caracterizada por grande extensão de linhas (transmissão e distribuição) aéreas, expostas a todo tipo de intempéries, faltas e vandalismos.

Para diminuir os efeitos destes eventos, existem diferentes tipos de filosofias de proteção aplicadas no sistema elétrico de distribuição. O ideal é que para curtos temporários o fornecimento de energia não seja interrompido. Caso o curto seja permanente, limitar os seus efeitos somente ao ramal onde aconteceu o curto-circuito, com um tempo de restabelecimento do sistema o menor possível. Assim, a filosofia de proteção determina a duração dos eventos e a classificação destes em temporários ou permanentes, existindo assim uma relação entre a filosofia aplicada ao sistema elétrico e os distúrbios de qualidade da energia elétrica (VTCDs e interrupções) (GODINHO, 2010).

O Procedimento de Rede de Distribuição – PRODIST módulo 8, (PRODIST, 2017), tem a tarefa de padronizar e normatizar as atividades técnicas relativas ao desempenho e funcionamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Em 2016, após a realização da Audiência Pública número 082/2015, foi divulgada uma nova revisão para a seção 8.1 do módulo 8 do PRODIST, com vigência proposta a partir de 01 de janeiro de 2017. Esta nova revisão dos procedimentos estabelece novos requisitos, obrigações, assim como valores de referência e limites para os diversos indicadores da qualidade da onda de tensão. Essa medida vai aumentar a pressão sobre as concessionárias, já que os consumidores terão a expectativa de um fornecimento de energia com alta qualidade, aliado a um custo acessível.

Dentro deste contexto, a escolha da filosofia de proteção é de extrema importância, visto que ela tem relação direta com a quantidade e duração dos eventos e conseqüentemente,

se aquele evento é uma VTCD ou uma interrupção de longa duração. Se por um lado um determinado ajuste da proteção pode melhorar um indicador de QEE, por outro, pode piorar outros. Essa situação leva a seguinte questão: Qual filosofia de proteção utilizar, tomando como base certo ponto de monitoramento da rede de distribuição e o número desejado de ocorrências de VTCDs e interrupções? O objetivo desta dissertação é propor metodologias para buscar respostas para esta pergunta.

## 1.2 Estado da Arte

Ainda são poucos os trabalhos que relacionam a filosofia de proteção implementada no sistema elétrico de distribuição e a qualidade da energia elétrica. Primeiramente, houve o surgimento de uma preocupação generalizada sobre os problemas de qualidade da energia elétrica, nos anos 80. Depois disso, começaram a surgir, a partir de estudos de sensibilidade da carga, estudos que tentavam relacionar proteção e qualidade da energia.

No ano de 1997 obtiveram-se vários avanços na pesquisa sobre os eventos de qualidade da energia e a proteção instalada no sistema elétrico. Topham, (1997a), num sistema de transmissão de energia elétrica na África do Sul, procura relatar a influência das faltas ocorridas naquele sistema com a qualidade do produto. Além disso, determina a duração dos eventos em função da proteção presente no sistema estudado e desenvolve um relé de auto religamento baseado na tecnologia de redes neurais, visando diminuir os efeitos dos afundamentos de tensão na rede de transmissão.

Também em 1997, Topham, (1997b) aprofunda um pouco mais em sua pesquisa feita anteriormente e conclui que uma filosofia de proteção bem aplicada, com equipamentos instalados (religadores, fusíveis) em locais estratégicos pode levar a uma grande diminuição do efeito dos afundamentos de tensão nos consumidores.

Uma pesquisa feita por Conrad; Bollen, (1997) propõe técnicas para relacionar equipamentos sensíveis frente a medições ou estimativas de afundamentos de tensão. A técnica proposta oferece uma simples e eficiente análise das características do afundamento e da sensibilidade do equipamento, o que ajuda muito na análise da relação entre os equipamentos sensíveis e o evento. Além disso, o autor se preocupa em discutir futuras pesquisas sobre o assunto.

Ainda em 1997, Bennett, (1997) descreve como a proteção pode ajudar a melhorar a qualidade da energia elétrica, inclusive citando algumas questões da influência da proteção no suprimento de energia elétrica. O autor descreve algumas tecnologias que podem ser utilizadas para melhorar a qualidade do produto, dentre elas: *softwares* que simulam o

comportamento do sistema sob falta, novos relés, instalação de equipamentos que permitam a reconfiguração do sistema mantendo sempre o fornecimento de energia elétrica para as cargas prioritárias.

No ano de 1998, Kojovic et al, (1998) compara a utilização de diferentes tipos de fusíveis na qualidade da energia elétrica. Testes foram realizados em um sistema de distribuição da Flórida. Concluiu-se que fusíveis limitadores de corrente diminuem a duração dos afundamentos de tensão e não possuem nenhuma influência para a carga, quando comparados com fusíveis de expulsão.

Também em 1998, Topham, (1998) mostra a correlação existente entre os eventos de faltas e informações da qualidade da energia elétrica para determinar as correlações entre duração de afundamentos de tensão medidos e o tipo da proteção envolvida na eliminação da falta.

No ano de 2000, Math Bollen em (BOLLEN, 2000) aborda de maneira profunda diversos problemas de qualidade da energia elétrica, principalmente no que se diz respeito às VTCDs.

Ainda em 2000, Gomez; Morcos, (2000), apresenta de forma clara a influência do esquema de proteção adotado no sistema de distribuição e o número de eventos de afundamentos de tensão. São apresentadas as principais características dos afundamentos de tensão e estudadas várias probabilidades dos afundamentos de tensão acontecerem no sistema. Por fim, os índices de confiabilidades adequados para o estudo da interação entre o sistema de proteção e os afundamentos são descritos.

No ano de 2002, Dugan em (DUGAN et al., 2002), comenta de maneira completa as características dos eventos da qualidade da energia elétrica e aborda a influência da proteção nos afundamentos de tensão. Também descreve os equipamentos do sistema de proteção de distribuição e trata do conceito de área de vulnerabilidade para afundamentos de tensão.

Em 2004, Apostolov, (2004) propõe a utilização de dispositivos inteligentes para a monitoração e proteção dos sistemas elétricos de distribuição. De acordo com a pesquisa, é possível amenizar os efeitos das faltas no sistema elétrico, atuando diretamente na duração das VTCDs. Com a proteção mais rápida, a duração dos eventos é diminuída.

Em 2005, Silva, (2005) avalia a alocação otimizada de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção em pontos estratégicos do sistema elétrico, melhorando a qualidade do fornecimento de energia elétrica e os índices de confiabilidade do sistema. Mostra-se, portanto, a influência do sistema de proteção na qualidade da energia elétrica fornecida.

Ainda em 2005, Gomez, (2005) apresenta uma nova preocupação, que é a inclusão da geração distribuída, e como isto influencia a proteção e os afundamentos de tensão, nos sistemas de distribuição. O autor utiliza um sistema rural industrial com baixa potência de curto circuito para suas simulações, onde conceitos de sensibilidade dos equipamentos frente aos afundamentos de tensão são avaliados, com direcionamento para as grandezas magnitude/duração, que possuem alterações devido aos diferentes equipamentos de proteção utilizados.

No ano de 2008, uma pesquisa analisando afundamentos de tensão em redes interligadas com geração distribuída e religadores automáticos é feita em (CHOI, ET al., 2008). São propostos algoritmos classificatórios para tipos de religamento com resistências de faltas variáveis. Além disso, é também mostrada uma formulação matemática para a coordenação da proteção relacionada com os religamentos automáticos e afundamentos de tensão. Um estudo de caso foi desenvolvido usando o *software* PSCAD/EMTDC.

No ano de 2010, se desenvolve um trabalho de mestrado por Godinho, (2010), onde é analisada qual a melhor filosofia de proteção tendo em vista os indicadores de qualidade da energia elétrica. Para a análise, foram consideradas as filosofias de proteção coordenada e seletiva, analisando as VTCDs e interrupções de longa duração, com a aplicação de faltas de forma determinística levando-se em conta vários pontos de monitoração. A resistência de falta foi considerada zero, e foram aplicadas faltas fase-terra apenas, já que são as mais comuns nos sistemas elétricos. Todo estudo foi feito com base em simulações de um sistema de distribuição típico e no final o autor propõe de acordo com os resultados, qual o melhor ajuste levando em conta o sistema ou o consumidor.

Também em 2010, a relação entre a filosofia de proteção e os afundamentos de tensão é novamente abordada. Em (SEDIGHNEJAD; JALILIAN, 2010), o *software* ATP é utilizado para analisar o desempenho de um sistema teste de distribuição frente aos afundamentos de tensão, através da simulação de faltas pelo método de Monte Carlo. Foram utilizados diferentes tipos de filosofias de proteção, com a presença de religadores e fusíveis instalados na rede. Os resultados foram comparados com a sensibilidade das curvas ITIC, CBEMA e SEMI.

Em 2011, em uma continuação do trabalho visto em (GODINHO, 2010), Clé de Oliveira, et al., (2011), ressaltam que esquemas de proteção na distribuição são planejados para diminuir indicadores de continuidade, porém influem diretamente no aumento do número de VTCDs.

Em 2012, (XU ET al., 2012) apresenta um estudo onde se procura caracterizar a duração do afundamento de tensão. Os autores citam que na maioria dos estudos, o impacto da proteção coordenada não é considerado na duração. No trabalho, para estimação da duração, primeiramente é utilizado o conceito de cadeia de Markov, estabelecendo um modelo probabilístico da proteção coordenada. Depois, estima-se a frequência de afundamentos de tensão utilizando o modelo proposto da proteção coordenada. Uma simulação é feita para mostrar a utilização do método.

O estado da arte apresentou, em ordem cronológica, os principais trabalhos e contribuições existentes na área da qualidade de energia elétrica (principalmente VTCDs) e sua relação com a filosofia de proteção do sistema de distribuição.

### **1.3 Objetivos e Contribuições da Dissertação**

O objetivo desta dissertação é apresentar duas propostas de procedimento para a análise do impacto da filosofia de proteção nos indicadores de qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição. Os eventos analisados serão as interrupções de curta e longa duração, os afundamentos de tensão e as elevações de tensão.

As concessionárias são cobradas diariamente para que se melhorem os indicadores de continuidade, e isso vem de encontro com o aumento da instalação de religadores na rede. Entretanto, tal ação aumenta o número de VTCDs. Normalmente, pontos monitorados a jusante do religador sofrerão um alto número de interrupções de curta duração, enquanto os pontos instalados a montante perceberão um maior número de afundamentos de tensão. Além disso, ambos os pontos citados, dependendo de sua localização, também sofrerão elevações de tensão. Diante dessa situação, procura-se determinar qual é a melhor filosofia de proteção, havendo um ponto de monitoramento predeterminado e um indicador a ser minimizado. Também se pode buscar uma situação de equilíbrio entre os indicadores, sem se preocupar em minimizar somente um deles.

A primeira proposta se baseia no método de simulação de Monte Carlo. A partir deste procedimento, podem-se representar várias variáveis de influência por meio de suas funções de distribuição de probabilidade, tornando o resultado analisado mais próximo possível da realidade. Com as ferramentas computacionais atualmente disponíveis, podem ser simulados vários anos de operação do sistema, fazendo com que os erros se tornem cada vez menores.

A segunda proposta se baseia em um método denominado de algébrico, onde por meio de equações algébricas dependentes do tipo de barra monitorada e da filosofia de proteção

analisada, se calcula valores médios para os indicadores analisados. Para esta metodologia, o tempo gasto para chegar ao resultado final é muito menor se comparado a primeira, com a desvantagem de não se capturar a variabilidade dos eventos. Além disso, tal metodologia se mostra bastante apropriada para realizar cálculos iniciais dos indicadores em cada ponto monitorado, quando se busca obter apenas uma estimativa inicial dos eventos na barra de interesse.

As duas metodologias propostas são aplicadas em um caso teste. Ao final, com o resultado obtido em cada uma, se compara os dois métodos, apontando as principais vantagens e desvantagens de cada método. Além disso, este trabalho procura mostrar que as duas metodologias são válidas, porém cada uma é aplicável em situações distintas, cabendo ao interessado tomar a decisão com base na sua necessidade.

Deste modo, as duas metodologias procuram responder: Qual filosofia de proteção utilizar, tendo em vista os indicadores de continuidade e VTCDs e uma barra de monitoração pré-selecionada? Os resultados obtidos irão subsidiar tal análise.

## **1.4 Estrutura da Dissertação**

Este documento de dissertação é apresentado em seis capítulos e quatro apêndices, estruturado da maneira descrita nos próximos parágrafos.

O capítulo 1 apresenta a introdução ao tema proposto na dissertação, abordando sua relevância, o estado da arte, o objetivo, as contribuições e esta estrutura do trabalho.

O capítulo 2 mostra os principais conceitos relacionados aos indicadores de continuidade e as VTCDs.

No capítulo 3 são mostrados os conceitos sobre a proteção dos sistemas de distribuição, apresentando os principais dispositivos utilizados e as filosofias de proteção aplicáveis

No capítulo 4 são apresentadas duas metodologias para se analisar a influência da filosofia de proteção nos indicadores de qualidade da energia elétrica, em determinado ponto de monitoração. Ainda neste capítulo procura-se mostrar vantagens e desvantagens de cada um destes procedimentos.

No capítulo 5, para um sistema de distribuição configurado tipicamente, são aplicadas as metodologias propostas no Capítulo 4. Os resultados são mostrados em tabelas e gráficos, e no final é feita uma comparação entre as metodologias, mostrando as melhores situações para aplicação de cada uma. Além disso, procura-se mostrar algumas ações para a melhora de indicadores no sistema.



O capítulo 6 conclui o trabalho além de apresentar propostas para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

Por fim, são apresentadas as referências e os apêndices. O Apêndice A traz informações sobre a simulação de faltas pelo processo de Monte Carlo. O Apêndice B traz uma breve descrição do *software* utilizado, o ASPEN DistriView (ASPEN, 2013). Os Apêndices C e D apresentam os dados utilizados para a modelagem do caso teste e configuração da proteção.

Já o Apêndice E traz informações sobre os padrões de eventos referentes a cada filosofia de proteção, que são utilizados nas equações do segundo procedimento proposto.

## **2. CONTINUIDADE DO SERVIÇO E VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

### **2.1 Considerações Iniciais**

Neste capítulo são apresentados os conceitos gerais e definições básicas sobre continuidade, referentes à qualidade do serviço, e as variações de tensão de curta duração (VTCDs), que dizem respeito à qualidade do produto.

Primeiramente são apresentados os conceitos associados aos indicadores que medem a frequência e duração das interrupções de longa duração no sistema elétrico.

Finalmente, as VTCDs são exploradas, onde são mostrados alguns tópicos, como: definições, causas, parâmetros e indicadores utilizados e as variáveis de influência. Também são apresentados aspectos relacionados à sensibilidade de processos industriais e cargas frente a esse distúrbio.

### **2.2 Continuidade do Serviço – Interrupções de Longa Duração**

Na rede básica, a interrupção de longa duração é entendida como a condição em que um ponto permanece com tensão igual a zero por um intervalo de tempo igual ou maior a um minuto, seja por problemas internos ou externos à rede, locais ou remotos, programados ou não (ONS, 2008). Já nos sistemas de distribuição, são consideradas interrupções de longa duração quando a duração do evento é maior ou igual a três minutos (ANEEL, 2000).

É possível quantificar estes eventos, de maneira individual ou coletiva, através da duração e frequência das ocorrências. Estes indicadores devem ser apurados mensalmente, trimestralmente e/ou anualmente (PRODIST, 2017). Deste modo, tem-se uma perspectiva da qualidade do fornecimento da energia elétrica em determinado ponto do sistema elétrico.

#### **2.2.1 Indicadores Individuais**

Os indicadores individuais, como o próprio nome sugere, são concebidos de maneira individual para cada consumidor. São os indicadores: DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão), DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão) e DICRI (Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão). Vale ressaltar aqui o conceito de dia crítico, que é entendido segundo o Prodist,

(2017), como o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

### 2.2.1.1 Indicador DIC

Este indicador representa o intervalo de tempo em que, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica e é expresso em horas e centésimos de horas. O indicador DIC pode ser calculado pela equação 2.1 (PRODIST, 2017).

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.1)$$

Onde:

$n$ : Número de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração;

$i$ : Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, de 1 até  $n$ ;

$t(i)$ : Duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

### 2.2.1.2 Indicador FIC

O indicador FIC representa o número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão. O indicador FIC é expresso em número de interrupções e pode ser calculado pela equação 2.2 (PRODIST, 2017).

$$FIC = n \quad (2.2)$$

### 2.2.1.3 Indicador DMIC

O DMIC nada mais é que o tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão. O indicador DMIC é expresso em horas e centésimos de horas e pode ser calculado pela equação 2.3 (PRODIST, 2017).

$$DMIC = t(i) \max \quad (2.3)$$

Onde:

$t(i) \text{ max}$ : Valor correspondente ao tempo de máxima duração de interrupção, no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas ou centésimos de horas.

#### 2.2.1.4 Indicador DICRI

Este indicador representa a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão. O indicador DICRI é expresso em horas e centésimos de horas e pode ser calculado pela equação 2.4 (PRODIST, 2017).

$$DICRI = t_{crítico} \quad (2.4)$$

Onde:

$t_{crítico}$ : Duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

### 2.2.2 Indicadores Coletivos

Os indicadores coletivos são apurados para cada conjunto de unidades consumidoras. São eles: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

#### 2.2.2.1 Indicador DEC

Este indicador representa o intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora no conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. O indicador DEC é expresso em horas e centésimos de horas e pode ser calculado pela equação 2.5 (PRODIST, 2017).

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{Cc} DIC(j)}{Cc} \quad (2.5)$$

Onde:

$j$ : Índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto.

$Cc$ : Número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

### 2.2.2.2 Indicador FEC

O indicador FEC representa o número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora no conjunto considerado. O indicador FEC é expresso em número de interrupções e pode ser calculado pela equação 2.6 (PRODIST, 2017).

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} FIC(j)}{C_c} \quad (2.6)$$

## 2.2.3 Limites dos Indicadores de Continuidade

Existem limites a serem cumpridos pelas concessionárias para os indicadores de continuidade. Desde 2001, os indicadores de continuidade relativos ao mês imediatamente anterior passaram a constar nas contas de energia elétrica.

Os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC (PRODIST, 2017). Os limites dos indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) deverão obedecer aos valores estabelecidos no módulo 8 do Prodinst (PRODIST, 2017) e dependem da localização (área urbana e não urbana) e da tensão contratada. O limite para o indicador DICRI corresponde ao maior valor estabelecido para o indicador DMIC.

Quando estes limites não são cumpridos, há uma compensação financeira paga pela concessionária de energia aos consumidores afetados, na forma de crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. Nos casos onde o valor integral ou o crédito remanescente ultrapasse o valor da fatura mensal, o valor da compensação a ser creditado na fatura do consumidor ou da distribuidora acessante poderá ser parcelado, limitado às 2 (duas) faturas subsequentes, ou pago em moeda corrente (PRODIST, 2017).

## 2.3 Variações de Tensão de Curta Duração - VTCDs

### 2.3.1 Conceitos e Definições

Na conceituação das VTCDs, há algumas concepções distintas que devem ser ressaltadas. Segundo o Prodinst, (2017), as variações de tensão de curta duração são definidas como desvios significativos no valor eficaz que ocorrem em curtos intervalos de tempo, com durações compreendidas entre 1 ciclo e 3 minutos. Já para o ONS, (2008), de acordo com os Procedimentos de Rede, a duração do evento se restringe a 1 minuto.

A Tabela 2.1 compara as classificações das VTCDs entre o PRODIST e o Procedimento de Rede, onde se podem verificar as diferenças.

Tabela 2.1 – Comparação das Classificações das VTCDs segundo o PRODIST e o Procedimento de Rede.

| Classificação                        | Denominação                      | Duração da Variação  |   | Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência |
|--------------------------------------|----------------------------------|--|---|--|
|                                      |                                  | ONS  | ANEEL   |  |
| <b>Variação Momentânea de Tensão</b> | Interrupção Momentânea de Tensão | Inferior ou igual a três segundos                                |   | Inferior a 0,1 p.u.  |
|                                      | Afundamento Momentâneo de Tensão | Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos |   | Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.                        |
|                                      | Elevação Momentânea de Tensão    | Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos |   | Superior a 1,1 p.u.  |
| <b>Variação Temporária de Tensão</b> | Interrupção Temporária de Tensão | Superior a três segundos e inferior ou igual a 1 minuto          | Superior a três segundos e inferior a 3 minutos | Inferior a 0,1 p.u.  |
|                                      | Afundamento Temporário de Tensão |  |   | Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.                        |
|                                      | Elevação Temporária de Tensão    |  |   | Superior a 1,1 p.u.  |

### 2.3.2 Parâmetros para Análise de VTCDs

As VTCDs referem-se normalmente à tensão fase-neutro do sistema. Na ocorrência de um evento monofásico, apenas a intensidade, duração e frequência de ocorrência são suficientes para fornecer as informações necessárias sobre o distúrbio.

A amplitude de uma VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado. A duração do evento pode ser entendida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão ultrapassa determinado limite e o instante que essa variável volta a cruzar esse limite.

Por fim, a frequência do evento corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorrem em determinado período de tempo ao longo do qual o barramento tenha sido monitorado.

Por outro lado, quando ocorre um evento trifásico, envolvendo mais de uma fase, deve-se realizar o procedimento de agregação dos parâmetros amplitude e duração dos eventos, ou seja, eventos simultâneos e consecutivos, que ocorrem em um determinado intervalo de tempo, são agrupados para serem contabilizados como um só evento. Portanto, eventos fase-neutro simultâneos em mais de uma fase são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases) e em seguida, eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal). Adicionalmente, o comportamento dinâmico associado à evolução da forma de onda, também pode ser empregado para caracterizar tanto os afundamentos de tensão monofásicos como os trifásicos (CARVALHO FILHO, 2000).

Vale ressaltar que afundamentos e elevações de tensão são tratados separadamente, compondo uma elevação e um afundamento no ponto de monitoração, quando da ocorrência destes.

### **2.3.2.1 Agregação de Fases**

Na literatura técnica, são encontradas três propostas para a agregação de fases, onde a amplitude do evento obtida após o processo de agregação de fases corresponde ao mínimo valor da tensão remanescente entre as três fases. Após esta etapa, os métodos são diferenciados quanto à obtenção da duração dos eventos. São elas: agregação por parâmetros críticos, agregação pela fase crítica e agregação pela união das fases.

Na legislação nacional, o PRODIST, (PRODIST, 2017), recomenda a utilização da agregação pela união das fases, mas reconhece as outras duas formas de agregação.

#### **Agregação pela União das Fases**

Na agregação pela união das fases, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos fase-neutro transpõe determinado limite (0,9 p.u.) e o instante em que o último dos eventos fase-neutro retorna para esse limite (PRODIST, 2017).

Na Figura 2.1 é exemplificado este tipo de agregação, onde U é a tensão remanescente e T a duração do evento, fruto do processo de agregação.

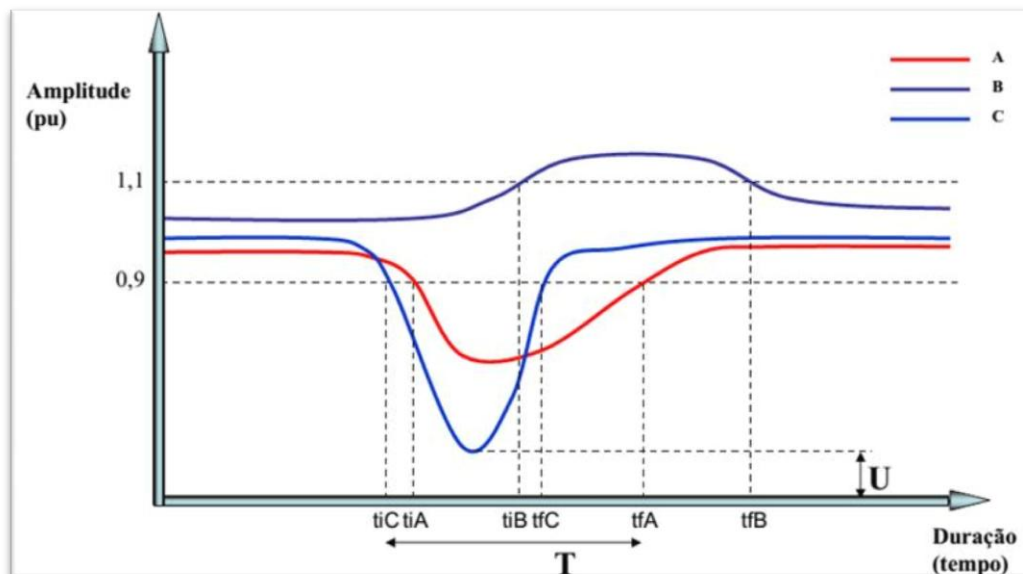


Figura 2.1 - Agregação de Fases segundo a União das Fases.

### Agregação pelos Parâmetros Críticos

Na agregação pelos parâmetros críticos, a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos fase-neutro (PRODIST, 2017).

Na Figura 2.2 é mostrada a agregação por parâmetros críticos.

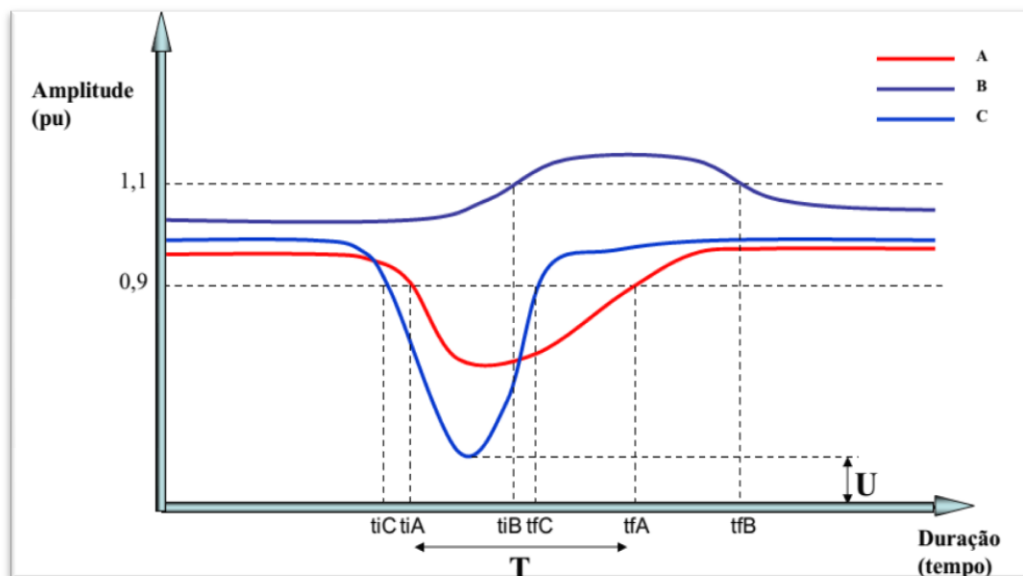


Figura 2.2 - Agregação de Fases pelos Parâmetros Críticos.

### Agregação pela Fase Crítica

Na agregação pela fase crítica, a duração do evento é definida como a duração do evento fase-neutro da fase que apresentou a amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação (PRODIST, 2017).



Na Figura 2.3 é mostrada a agregação por parâmetros críticos.

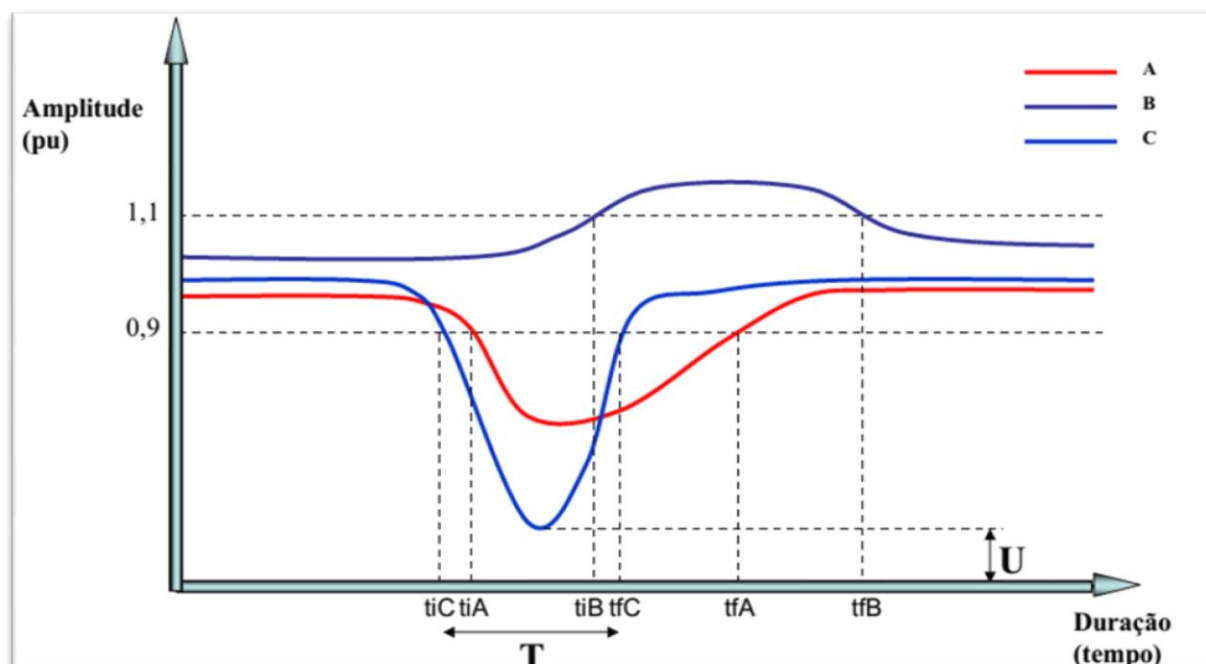


Figura 2.3 - Agregação de Fases segundo a Fase Crítica.

### 2.3.2.2 Agregação Temporal

O objetivo da agregação temporal é agrupar todos os eventos devidos a uma única falta no sistema de potência e assim identificá-los como um único evento. Procura-se obter uma relação única entre as faltas que realmente acontecem na rede e a série de eventos registrados pelos monitores de qualidade (LEBORGNE, 2003).

A agregação temporal é importante para que não haja contabilização superestimada de eventos, já que muitos equipamentos e processos industriais são desligados durante a ocorrência do primeiro evento registrado, e os eventos subsequentes, advindos de religamentos automáticos, não causam efeito sobre a carga, já que o processo parou. Conseqüentemente, a contabilização total dos eventos poderia indicar um erro estatístico na avaliação de desempenho da concessionária.

Para resolver este problema, é utilizada a agregação temporal, onde o PRODIST define que para os eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, devem ser agregados compondo um único evento.

Por exemplo, os eventos mostrados na Figura 2.4 retratam uma única falta que, por ação de religadores, provocou dois AMTs consecutivos, em um intervalo de, aproximadamente, 25 segundos.

De acordo com a proposta de agregação temporal presente no PRODIST, (2017), estes dois eventos, visto que estão compreendidos em uma janela de tempo inferior a 3 minutos, devem ser agregados temporalmente e contabilizados como um único AMT.

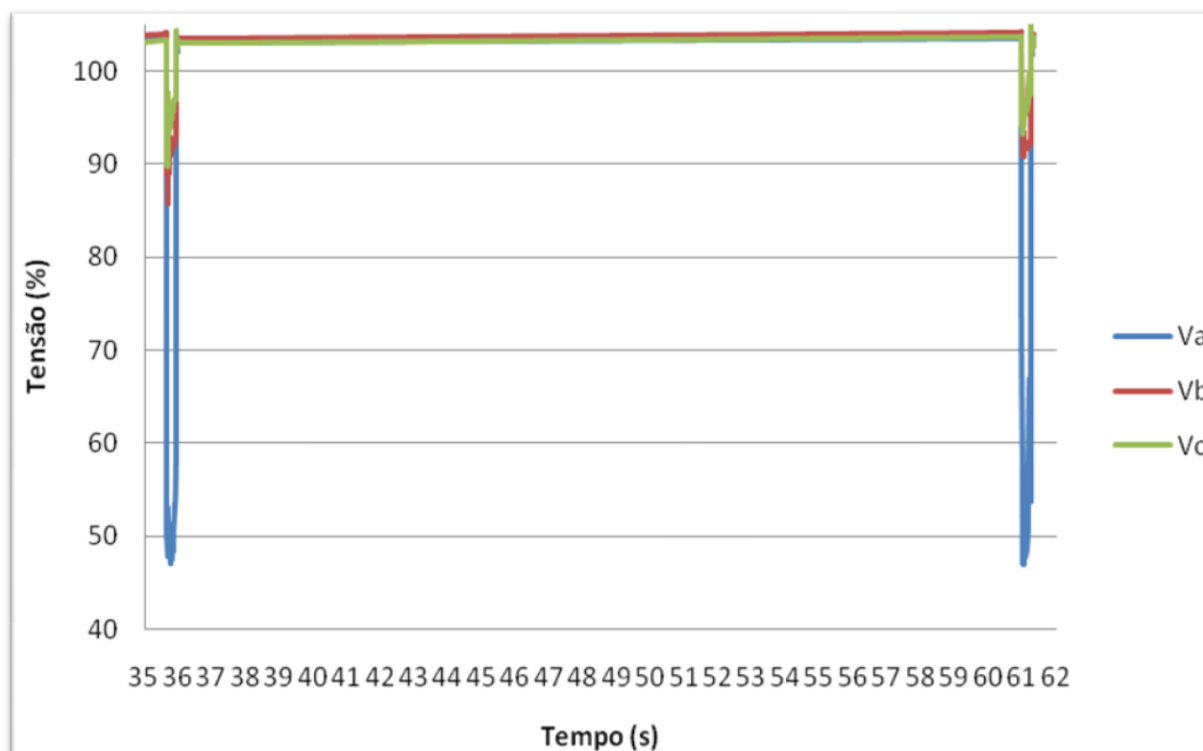


Figura 2.4 - Eventos Sucessivos de AMTs.

### 2.3.2.3 Discretização e Contabilização de VTCDs

Para a quantificação das VTCDs em um ponto de monitoração, utiliza-se a frequência de ocorrência, em pares de amplitude e duração dos eventos, discretizados em faixas de observação, conforme Tabela 2.2 (PRODIST, 2017).

Eventos que pertencerem a determinada faixa são contabilizados e ao final pode-se comparar as frequências em cada faixa de duração e magnitude.

Há a contabilização de afundamentos e elevações de tensão em uma mesma tabela. Nesse caso os afundamentos correspondem a parte inferior da tabela, com os valores de magnitude de 0,1 até 0,9 p.u., e as elevações de tensão, valores acima de 1,1 p.u..

Tabela 2.2 – Discretização dos Parâmetros Amplitude e Duração para Contabilização de VTCDs.

| AMPLITUDE<br>(p.u.) | DURAÇÃO                   |                      |                     |                  |               |                 |                   |
|---------------------|---------------------------|----------------------|---------------------|------------------|---------------|-----------------|-------------------|
|                     | [16,67<br>ms – 100<br>ms] | (100 ms –<br>300 ms] | (300ms –<br>600 ms] | (600 ms –<br>1s] | (1s – 3<br>s] | (3s – 1<br>min] | (1min –<br>3 min] |
| > 1,15              |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (1,10 –1,15]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,85 –0,90]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,80 –0,85]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,70 –0,80]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,60 –0,70]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,50 –0,60]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,40 –0,50]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,30 –0,40]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,20 –0,30]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| (0,10 –0,20]        |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |
| <0,10               |                           |                      |                     |                  |               |                 |                   |

### 2.3.3 Indicadores para VTCDs

Apesar de todos os estudos dedicados ao fenômeno de afundamentos de tensão, não há um consenso mundial quanto a forma de caracterizar tal distúrbio. Existem normas que apresentam propostas de tabelas discretizando faixas de intensidade e duração para contabilizar os eventos (GRILLO, 2016). São elas: IEEE P1564, IEC 61000-2-8, IEC 61000-4-11, NRS 048-2-2007.

A ANEEL, através da Resolução Normativa 728/2016 e revisão do PRODIST (PRODIST, 2017), propõe um indicador baseado na proposta feita pela norma sul-africana (NRS 048, 2007), porém considerando as particularidades do sistema elétrico brasileiro. Assim foi criada a Tabela 2.3, que apresenta 9 regiões de sensibilidade, visando correlacionar a importância de cada evento de VTCD com os níveis de sensibilidade de diferentes cargas.

Tabela 2.3 – Estratificação das VTCDs com base nos Níveis de Sensibilidade das Diversas Cargas.

| Amplitude<br>(p.u) | Duração              |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|
|                    | [16,67ms –<br>100ms] | (100ms –<br>300ms] | (300ms –<br>600ms] | (600ms<br>– 1seg] | (1seg –<br>3seg] | (3seg –<br>1min] | (1min –<br>3min) |
| > 1,15             | REGIÃO H             |                    |                    | REGIÃO I          |                  |                  |                  |
| (1,10 – 1,15]      |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| (0,85 – 0,90]      | REGIÃO A             |                    |                    |                   |                  |                  | REGIÃO G         |
| (0,80 – 0,85]      |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| (0,70 – 0,80]      | REGIÃO B             | REGIÃO D           |                    | REGIÃO F          |                  |                  |                  |
| (0,60 – 0,70]      |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| (0,50 – 0,60]      | REGIÃO C             |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| (0,40 – 0,50]      |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| (0,30 – 0,40]      | REGIÃO E             |                    | REGIÃO F           |                   |                  |                  |                  |
| (0,20 – 0,30]      |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| (0,10 – 0,20]      |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |
| < 0,10             |                      |                    |                    |                   |                  |                  |                  |

O indicador chamado Fator de Impacto (FI), usado para caracterizar os barramentos de distribuição em função da incidência de eventos de VTCD, é apurado para um período de 30 dias consecutivos e é calculado pela equação 2.7.

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (2.7)$$

Onde:

$f_{ei}$ : é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apuradas por meio de medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade  $i$ , com  $i = A$  até  $I$ ;

$fp_i$ : é o fator de ponderação para cada região de sensibilidade;

$FI_{BASE}$ : é o fator de impacto base, calculado considerando os fatores de ponderação e a frequência limite de ocorrência de VTCD para cada região de sensibilidade.

O fator de ponderação ( $fp$ ) para cada região de sensibilidade e também o fator de impacto base a ser utilizado é indicado na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Fatores de Ponderação e Fator de Impacto Base de Acordo com a Tensão Nominal do Barramento de Distribuição.

| Região de Sensibilidade | Fator de Ponderação ( $fp$ ) | Fator de Impacto Base ( $FI_{BASE}$ ) |                        |
|-------------------------|------------------------------|---------------------------------------|------------------------|
|                         |                              | 1,0 kV < $V_n$ < 69kV                 | 69 kV < $V_n$ < 230 kV |
| A                       | 0,00                         | 2,13                                  | 1,42                   |
| B                       | 0,04                         |                                       |                        |
| C                       | 0,07                         |                                       |                        |
| D                       | 0,15                         |                                       |                        |
| E                       | 0,25                         |                                       |                        |
| F                       | 0,36                         |                                       |                        |
| G                       | 0,07                         |                                       |                        |
| H                       | 0,02                         |                                       |                        |
| I                       | 0,04                         |                                       |                        |

O valor limite para o indicador Fator de Impacto permitido para cada ponto analisado do sistema de distribuição, apurado por medição apropriada no período de 30 dias consecutivos, é de 1,0 p.u.. Para os barramentos de distribuição com tensões nominais inferiores a 1 kV não são definidos limites de VTCDs (PRODIST, 2017).

### 2.3.4 Causas das VTCDs

#### 2.3.4.1 Causas dos Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão no sistema elétrico são provenientes da partida de motores de grande porte (BOLLEN, 1994), energização de transformadores, ocorrência de curtos circuitos (AYELLO et al., 1999), (CONRAD et al., 1991), (ORTMEYER et al., 1996) e pela

saída de grandes blocos de geração (STYVAKTAKIS et al., 2002) e (STYVAKTAKIS, 2002).

Entretanto, as faltas no sistema elétrico se destacam como a causa mais frequente para os afundamentos de tensão, devido à grande extensão das linhas aéreas de transmissão e de distribuição, sujeitas a todos os fenômenos naturais. Curtos-circuitos também ocorrem em subestações terminais de linhas e em sistemas industriais, porém, com menor frequência. Em sistemas industriais, por exemplo, as distribuições primária e secundária são tipicamente realizadas através de cabos isolados, que possuem reduzida taxa de falta se comparados às linhas aéreas (SILVA, 2004).

As faltas em linhas aéreas ocorrem principalmente devido à incidência de descargas atmosféricas. Os sistemas são projetados para suportar cerca de 95% das sobretensões de origem atmosférica, com as linhas, especialmente as de transmissão, providas de cabos-guarda. Nos sistemas de distribuição o problema é mais crítico porque são geralmente desprovidos destes cabos. Com isso, a ocorrência de afundamentos de tensão é fortemente correlacionada com o nível cerâmico da região onde as linhas aéreas se encontram instaladas, principalmente em sistemas de distribuição. Uma importante ressalva é de que nem toda descarga atmosférica gera um curto-circuito, e conseqüentemente um afundamento de tensão.

Outras causas de ocorrência de curtos-circuitos são as queimadas em plantações, vendavais, contatos por animais e aves, contaminação de isoladores, falhas humanas, (LEBORGNE, 2003).

Na ocorrência do curto-circuito, o afundamento de tensão acontece durante o tempo de permanência da falta, ou seja, desde o instante inicial do defeito até sua completa eliminação (atuação da proteção ou eliminação do defeito), sendo que diferentes causas de afundamentos de tensão geram características diferentes do evento.

#### **2.3.4.2 Causas das Elevações de Tensão**

As elevações de tensão ocorrem normalmente devido a ocorrência de curto-circuito fase-terra, e dependem diretamente do tipo do sistema de aterramento de neutro da rede elétrica, acontecendo de maneira acentuada nas redes de média e baixa tensão industriais. Entretanto não são tão comuns quanto os afundamentos de tensão.

Também podem ocorrer elevações de tensão, quando há saídas de grandes blocos de carga ou energização de grandes bancos de capacitores, porém com uma menor incidência se comparada com as sobretensões provenientes de faltas monofásicas nas redes de transmissão e distribuição.

## 2.3.5 Variáveis de Influência das VTCDs

### 2.3.5.1 Variáveis de Influência dos Afundamentos de Tensão

O afundamento de tensão envolve diversos fatores que o influencia, com muitas de suas variáveis aleatórias, o que torna sua análise complexa (CARVALHO FILHO et al., 2002) e (CARVALHO FILHO,2000). As principais variáveis de influência são detalhadas a seguir.

#### Tipo de Falta

As faltas no sistema elétrico são classificadas como trifásicas (FFF) ou trifásicas para a terra (FFFT), bifásicas (FF) ou bifásicas para a terra (FFT), e fase-terra (FT). Os defeitos trifásicos são simétricos, gerando eventos simétricos e na maioria das vezes os mais severos, porém são mais raros de ocorrer. Já as faltas bifásicas, bifásicas a terra e principalmente as fase-terra são mais comuns no sistema elétrico, e geram eventos desequilibrados e assimétricos.

A título de exemplificação, são mostradas na Tabela 2.5, probabilidades de ocorrência de cada tipo de defeito para níveis diferentes de tensão. Estes dados foram utilizados por Fonseca, (1999) em seu caso teste específico, e não devem ser adotados como valores típicos.

Tabela 2.5 – Probabilidade de Ocorrência de Cada Tipo de Curto-Circuito.

| Nível de Tensão | Fase-Terra | Bifásica-Terra | Bifásica | Trifásica |
|-----------------|------------|----------------|----------|-----------|
| 138kV           | 75%        | 13%            | 10%      | 2%        |
| 13,8 kV         | 55%        | 20%            | 20%      | 5%        |

Para redes de distribuição, os curtos-circuitos se comportam de maneira um pouco diferente, segundo Amasifen, (2008), e são mostrados na Tabela 2.6. Entretanto, a mesma ressalva feita anteriormente para a Tabela 2.4 pode ser considerada aqui também.

Tabela 2.6 – Percentual de Faltas em Redes de Distribuição.

| Fase-Terra | Bifásica-Terra | Bifásica | Trifásica |
|------------|----------------|----------|-----------|
| 50%        | 20%            | 20%      | 10%       |

#### Taxa de Falta

A incidência de descargas atmosféricas em uma região é quantificada, em média, pelo índice cerâmico local, o qual possui muitas variáveis de influência, tais como: maresia, topografia, umidade, localização geográfica do terreno (RAMOS, 2009). O valor da taxa de falta está diretamente relacionado ao nível cerâmico, pois quanto maior a quantidade de descargas atmosféricas maior será a exposição das linhas (transmissão e distribuição).

A taxa de falta é geralmente representada por  $\lambda$ , definida como sendo o número esperado de faltas por 100 km de linha (transmissão ou distribuição) considerando um ano de operação. Para ser confiável deve ser obtido através de um longo período de observação de operação do sistema elétrico, pelo menos 5 anos.

Nas Tabelas 2.7 a 2.10 são mostradas estatísticas de taxa de falta médias para diferentes níveis de tensão.

Tabela 2.7 – Taxas de faltas por 100 km/ano (GARCIA;ALVES, 2011).

| Nível de Tensão | Taxa de Falta | Fase-Terra | Bifásica-Terra | Bifásica | Trifásica |
|-----------------|---------------|------------|----------------|----------|-----------|
| 500 kV          | 1             | 92%        | 0%             | 3%       | 5%        |
| 345 kV          | 2             | 92%        | 0%             | 3%       | 5%        |
| 230 kV          | 2             | 92%        | 0%             | 3%       | 5%        |
| 138 kV          | 6             | 75%        | 13%            | 10%      | 2%        |
| 69 kV           | 12            | 58%        | 25%            | 11%      | 6%        |
| 13,8 kV         | 50            | 78%        | 10%            | 9%       | 3%        |

Tabela 2.8 – Taxas de faltas por 100 km/ano (CONRAD et al., 1991) e (BECKER et al., 1994).

| Nível de Tensão | Taxa de Falta | Fase-Terra | Bifásica-Terra | Bifásica | Trifásica |
|-----------------|---------------|------------|----------------|----------|-----------|
| 345 kV          | 2,31          | 91%        | 7%             | 1%       | 1%        |
| 230 kV          | 1,68          | 80%        | 17%            | 1,5%     | 1,5%      |
| 138 kV          | 2,98          | 73%        | 17%            | 6%       | 4%        |

Tabela 2.9 – Taxas de faltas por 100 km/ano (FONSECA, 1999).

| Nível de Tensão | Taxa de Falta |
|-----------------|---------------|
| 138kV           | 5             |
| 13,8kV          | 50            |

Tabela 2.10 – Taxas de faltas por 100 km/ano (\*adotadas pela CELG) (RAMOS, 2009).

| Nível de Tensão | Taxa de Falta |
|-----------------|---------------|
| 230kV           | 2,32          |
| 138kV           | 3,99          |
| 69kV *          | 6             |

### **Localização da Falta**

A localização da falta no sistema elétrico influencia, significativamente, o impacto do afundamento de tensão sobre os consumidores. Faltas que ocorrem em níveis elevados de tensão (transmissão, subtransmissão), afetam um maior número de consumidores. Isso ocorre



devido à característica malhada destes sistemas, em comparação com os sistemas de distribuição, que são tipicamente radiais.

Por exemplo, tem-se que normalmente, curtos-circuitos nos ramais de uma subestação de distribuição causam impactos apenas nos consumidores alimentados pelos ramais adjacentes e, dificilmente, provocarão afundamentos de tensão significativos no sistema de transmissão, principalmente naqueles dotados de alta capacidade de curto-circuito (LEBORGNE, 2003).

Com base na localização da falta pode-se definir o conceito de área de vulnerabilidade, que é a região do sistema elétrico onde a ocorrência de um curto-circuito leva a ocorrência de afundamentos ou elevações de tensão, em determinado ponto de interesse. Defeitos fora dessa área não afetarão determinado ponto de monitoramento e não influenciam na contabilização de VTCDs.

### **Resistência de Falta**

Raramente os curtos-circuitos no sistema possuem resistência de falta nula. Desprezar a resistência de falta significa obter valores de afundamentos de tensão mais severos, sobretudo em sistema de distribuição onde este efeito é mais pronunciado (BLACKBURN, 1987).

A resistência de falta é representada pela associação de vários elementos: Resistência do arco elétrico entre o condutor e a terra, para defeitos fase-terra ou entre dois ou mais condutores, para defeitos envolvendo fases; Resistência de contato devido à oxidação do local da falta e resistência do pé da torre, para defeitos englobando a terra.

Existem poucas referências que abordam o assunto, com alguns trabalhos que utilizam valores específicos para determinada situação, não sendo aconselhável a utilização como dados típicos. Contudo, valores de resistência de falta da ordem de 1 a 5  $\Omega$  são mencionados em (CARVALHO FILHO, 2002a), (ORTMEYER, 1996), (BLACKBURN, 1987), observando em casos extremos valores de até 70  $\Omega$ .

### **Tensão Pré-Falta**

Na maioria dos estudos de curto-circuito, é utilizado o valor de 1,0 p.u. para a tensão pré-falta. No entanto, a regulamentação (PRODIST, 2017) prevê a possibilidade e operação do sistema dentro dos limites de 0,95 até 1,05 p.u..

Com isso, a adoção da tensão pré-falta igual a 1,0 p.u. pode trazer erros de cálculo da intensidade dos afundamentos de tensão. Tal fato é mostrado em (MILANOVIC, 2000), onde são apresentados resultados de simulações que mostram diferenças de até 26% no número

esperado de afundamentos para um determinado barramento da carga, quando se utiliza tensão pré-falta diferente de 1 p.u.

Quando se está analisando o impacto sobre a carga, uma queda de tensão de 0,4 p.u. partindo-se de uma tensão pré-falta igual a 1 p.u. poderá afetar uma carga cujo limiar de sensibilidade seja 0,6 p.u.. Supondo outro cenário que a tensão pré-falta seja igual a 0,96 p.u., a tensão remanescente será de 0,56 p.u., sensibilizando e provavelmente desligando a carga. Entretanto, se a tensão pré-falta considerada for igual a 1,03 p.u., a carga já não seria desligada.

### **Conexão dos Transformadores**

A conexão dos transformadores localizados entre o ponto de falta e o barramento de alimentação dos consumidores influencia diretamente as características do afundamento percebido pela carga.

Os transformadores podem ser agrupados em três categorias de acordo com suas características construtivas.

A primeira categoria refere-se às conexões  $Y-\Delta$ ,  $\Delta-Y$ ,  $Y_{aterrado}-\Delta$  e  $\Delta-Y_{aterrado}$ , que filtram a componente de sequência zero e inserem defasamento angular nas componentes de sequência positiva e negativa.

A segunda refere-se às conexões  $Y-Y$ ,  $\Delta-\Delta$ ,  $Y_{aterrado}-Y$  e  $Y-Y_{aterrado}$ , que também filtram a componente de sequência zero, mas são construídos de forma a não inserir defasamento angular.

Por fim, a terceira refere-se às conexões  $Y_{aterrado}-Y_{aterrado}$ ,  $Y_{aterrado}-\Delta-Y_{aterrado}$ , que não filtram a componente de sequência zero e também não inserem defasamento angular nas componentes de sequência positiva e negativa (BOLLEN, 1997).

### **Sistema de Proteção**

A duração dos afundamentos de tensão está diretamente relacionada ao desempenho do sistema de proteção, sendo caracterizado pelo tempo de sensibilização e de atuação dos relés, somado ao tempo de abertura e extinção do arco pelos disjuntores ou religadores.

O tempo de atuação dos relés é função de suas características de resposta, dependentes da curva tempo corrente, bem como da filosofia e dos ajustes adotados para se obter a seletividade desejada. Por outro lado, o tempo de abertura e de extinção da corrente de curto-circuito dos disjuntores é função das características construtivas destes equipamentos.

### **Religamentos Automáticos**

A frequência em que os afundamentos de tensão ocorrem está diretamente associada à existência de religamento nos sistemas de proteção, além da ocorrência de defeitos temporários ou permanentes na rede. No Capítulo 3 será explicado com mais detalhes o conceito de faltas permanentes e transitórias.

Do ponto de vista de quantificação existem duas metodologias para contabilizar os afundamentos de tensão sucessivos na rede. A primeira contabiliza todos os afundamentos registrados dentro de certo período de monitoração, o que resulta em um número sobreestimado de eventos, já que o processo produtivo do consumidor pode ter sido desligado já no primeiro evento. A segunda metodologia consiste em utilizar o procedimento da agregação temporal, já descrito e que agrega todos os eventos ocorridos na janela de tempo adotada e os contabiliza apenas como um evento.

A Figura 2.5 apresenta um exemplo de eventos de afundamentos de tensão causados por religamentos automáticos. Ressalta-se que, dependendo da metodologia utilizada, resulta na contabilização de 1 ou 4 afundamentos de tensão.

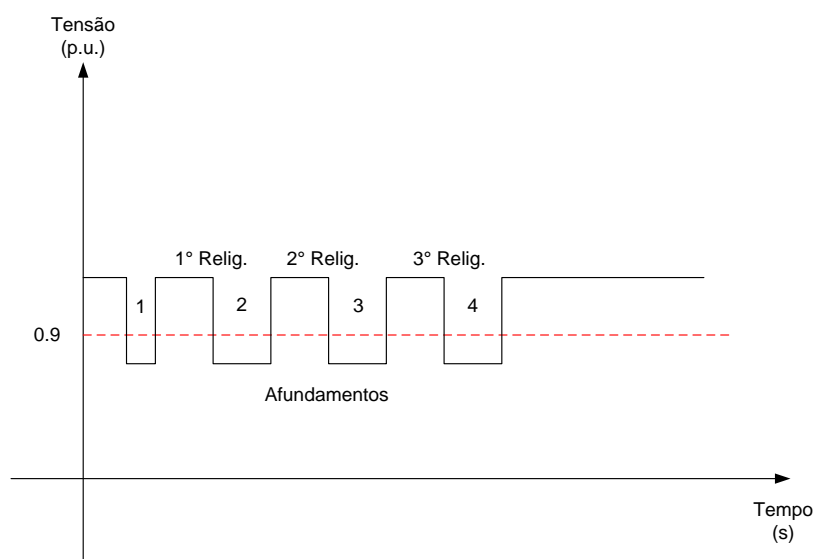


Figura 2.5 - Eventos Sucessivos de AMTs Devido a Religamentos na Rede.

#### **2.3.5.2 Variáveis de Influência das Elevações de Tensão**

As elevações de tensão têm sua severidade dependente das mesmas variáveis descritas para os afundamentos de tensão, acrescido de duas outras variáveis: tipo de aterramento de neutro e da relação existente entre as impedâncias de sequência zero e sequência positiva no

ponto de falta. Quanto ao tipo de aterramento, os sistemas podem ser classificados em: efetivamente aterrados e não efetivamente aterrados (IEEE, 2005).

Por exemplo, as tensões fase-terra nas fases sãs poderão superar 1,73 p.u. durante a ocorrência de curto monofásico, dependendo do valor da impedância de sequência zero.

Também se observa que próximo à subestação em um sistema solidamente aterrado, haverá um pequeno ou nenhum aumento nas tensões das fases sãs porque o transformador da subestação é usualmente conectado em delta-estrela aterrado, provendo um caminho de baixa impedância de sequência zero para a corrente de falta.

A duração da elevação de tensão está intimamente ligada aos ajustes dos dispositivos de proteção, à natureza da falta (permanente ou temporária) e à sua localização na rede elétrica (próxima ou distante da subestação).

Para as outras causas de elevações de tensão, como saídas de grandes cargas ou energização de grandes bancos de capacitores, a duração das elevações depende do tempo de resposta dos dispositivos reguladores de tensão (tap sob carga dos transformadores e compensadores de reativos).

### **2.3.6 Sensibilidade da Carga às VTCDs**

A representação clássica da tolerância das cargas frente às variações de tensão de curta duração é normalmente realizada através de uma curva cujos eixos representam a intensidade e a duração dos afundamentos de tensão. Desta forma a sensibilidade pode ser caracterizada por uma região dentro do plano tensão x tempo (LEBORGNE, 2003).

Tanto consumidores residenciais como industriais podem ter seus processos sensíveis às VTCDs. No âmbito industrial, os efeitos são diversos, destacando-se sobre processos de fabricação contínuos (têxtil, laminação, plásticos e papel). Já nos consumidores residenciais, os efeitos se traduzem na parada da utilização de funções dos eletroeletrônicos e dos eletrodomésticos, como por exemplo, perda de memória de determinados equipamentos.

Segundo Dugan, 2002, os equipamentos sensíveis às VTCDs podem ser divididos em três categorias:

- Equipamentos sensíveis apenas a magnitude do evento: Inclui os relés de subtensão, controle de processos, reguladores de velocidade de motores e outros tipos de máquinas automatizadas;
- Equipamentos sensíveis à magnitude e à duração do evento: Este grupo inclui praticamente todos os equipamentos que usam fontes eletrônicas de suprimento;

- Equipamentos sensíveis a outras características do evento que não sejam a duração ou magnitude: Alguns dispositivos são sensíveis a outras características tais como desbalanceamento de fases ou outros transitórios que podem ocorrer.

Existem curvas típicas que representam a sensibilidade de cada processo. Como guia para os fabricantes de equipamentos de informática, os EUA estabeleceram na norma ANSI/IEEE Std.446 (IEEE, 1995) a curva CBEMA propondo metas a serem satisfeitas pelas fontes e dispositivos que alimentam computadores com relação às variações de tensão e respectivas durações suportáveis. Esta curva é mostrada na Figura 2.6. Vale ressaltar que apesar da curva CBEMA ter sido originalmente proposta para caracterizar a sensibilidade de computadores *mainframe*, atualmente ela também tem sido utilizada para outros componentes eletro-eletrônicos como: microcomputadores, equipamentos microprocessados, etc.

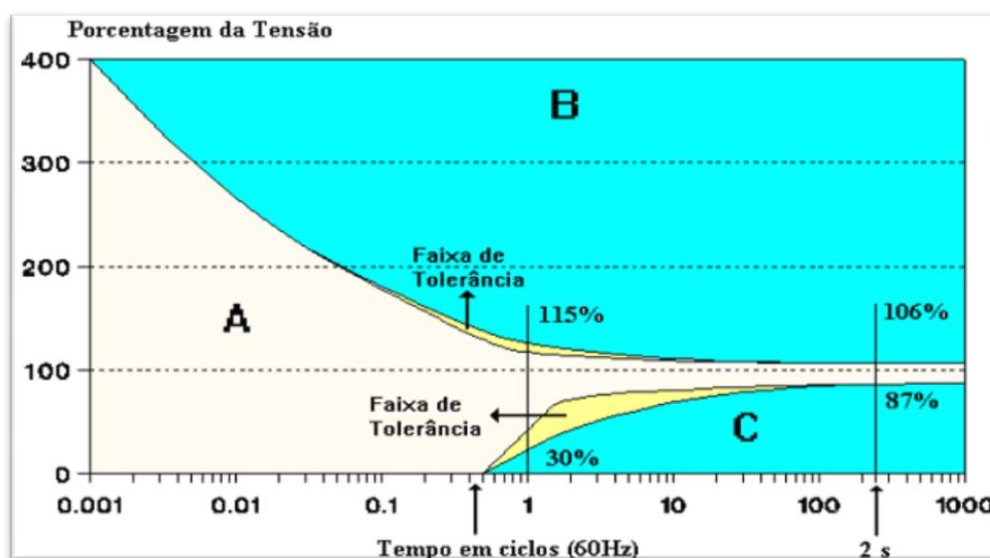


Figura 2.6 - Curva de Tolerância CBEMA (LEBORGNE, 2003).

Na Figura 2.6, pode ser observada duas regiões críticas, B e C. Em B existe a possibilidade de rompimento da isolação de equipamentos devido às elevações de tensão. Na região C, que representa a sensibilidade aos afundamentos de tensão, tem-se o risco de parada de equipamentos ou processos produtivos. A região A corresponde a uma área de imunidade do processo.

Após algumas modificações, em 1997 a ITIC (*Information Technology Industrial Council*) propôs uma modificação na CBEMA.

A mudança foi realizada justamente para atender não apenas computadores, mas também outros equipamentos eletro-eletrônicos (microcomputadores, equipamentos microprocessados, etc).

Esta curva, mostrada na Figura 2.7, fornece tolerâncias um pouco mais rígidas a afundamentos de tensão do que a CBEMA, e suas regiões são classificadas segundo os mesmos princípios da CBEMA.

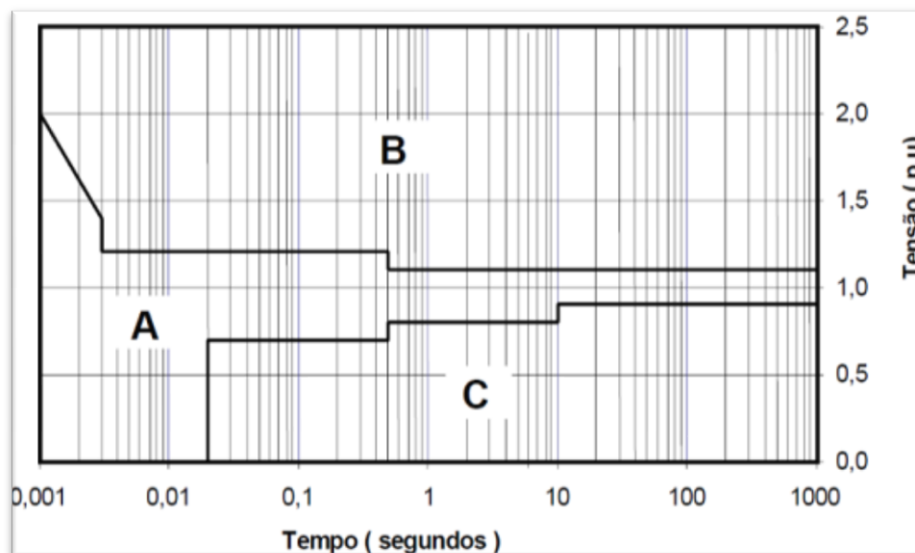


Figura 2.7 - Curva de Tolerância ITIC (LEBORGNE, 2003).

A outra forma de representar a sensibilidade das cargas que utilizam semicondutores é por meio da curva SEMI F47. Originalmente, esta curva foi apresentada em (SEMI F47-0200, 1999), no entanto em (SEMI F47-0706, 2006) foram implementadas algumas melhorias. Para que os equipamentos atendam a norma SEMI F47, é preciso que ele opere sem falhas na região acima da curva mostrada na Figura 2.8.

O estabelecimento de limites padrões para equipamentos eletroeletrônicos de modelos e fabricantes distintos é uma tarefa complexa. Porém, em (CARVALHO FILHO, 2000) são apresentadas faixas indicativas de sensibilidade dos principais equipamentos utilizados na indústria, conforme Tabela 2.11.

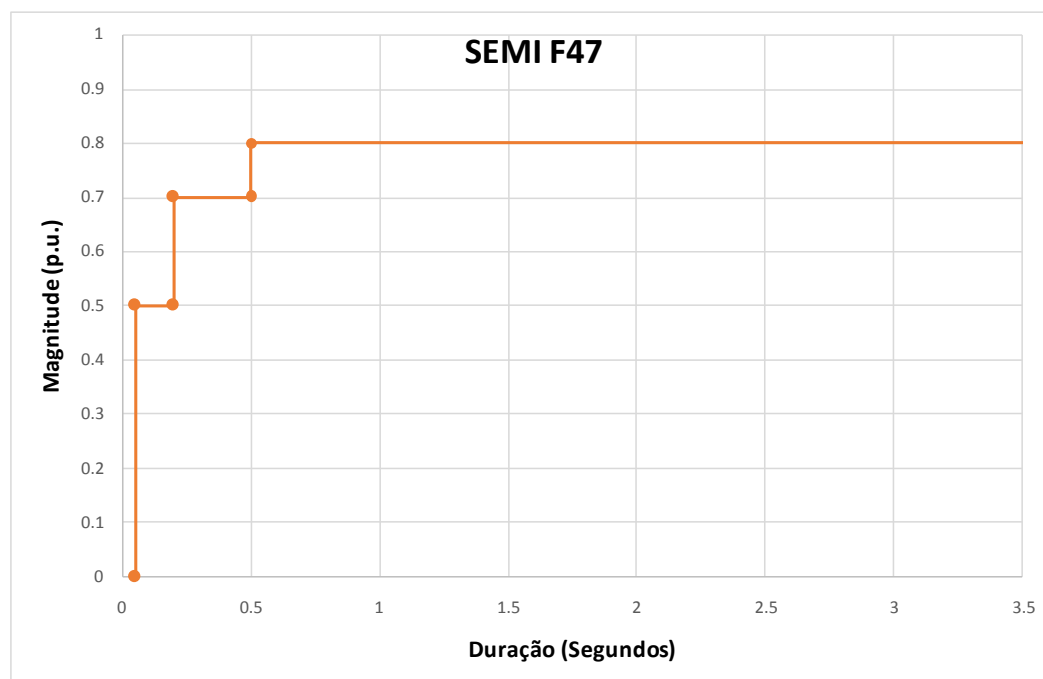


Figura 2.8 - Curva de Suportabilidade para Equipamentos Semicondutores – SEMI F47.

Tabela 2.11 – Faixas Indicativas dos Principais Equipamentos da Indústria (CARVALHO FILHO 2000).

| Tipo de Equipamento                       | Duração (ms) | Intensidade (p.u.) |
|---|--------------|--------------------|
| PLCs – Controladores Lógicos Programáveis | 616          | 0,45 – 0,75        |
| ASDs – 5 HP (PWM)                         | 83           | 0,60 – 0,80        |
| Relés Auxiliares                          | 33           | 0,60 – 0,78        |
| Contatores                                | 83           | 0,40 – 0,60        |

## 2.4 Considerações Finais

O capítulo apresentado trouxe uma abordagem geral sobre os principais aspectos relacionados a continuidade do serviço e as variações de tensão de curta duração.

Em um primeiro momento, foram mostrados os conceitos e a regulamentação vigente relativas as interrupções de longa duração, sendo apresentados os indicadores individuais e coletivos para a continuidade do serviço.

No tópico sobre as VTCDs, foram apresentados os conceitos básicos, os principais parâmetros que caracterizam o evento, a forma de discretização e contabilização dos eventos, o indicador proposto pelo Prodist, denominado fator de impacto, causas do distúrbio com suas variáveis de influência e por fim, uma breve descrição da sensibilidade das cargas frente às VTCDs.

## **3. PROTEÇÃO DE SISTEMAS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO**

### **3.1 Considerações Iniciais**

Este capítulo tem como objetivo trazer uma abordagem geral sobre a proteção utilizada em sistemas aéreos de distribuição.

Em um primeiro momento serão apresentados os principais equipamentos utilizados na proteção destes sistemas, destacando o princípio de funcionamento de cada um. Também são mostrados os requisitos básicos para a especificação e alocação destes dispositivos.

Por fim, os critérios de ajuste e escolha destes equipamentos são apresentados, diante das possíveis combinações de utilização destes dispositivos, levando-se em conta as filosofias de proteção seletiva e coordenada.

### **3.2 Organização Típica do Sistema de Distribuição**

O sistema de distribuição é composto basicamente pelas redes elétricas primárias (média tensão), redes secundárias (baixa tensão), transformadores, dispositivos de proteção, dentre outros. A conexão entre os diferentes níveis de tensão é feita através de subestações de distribuição.

A proteção dos sistemas aéreos de distribuição, além de acompanhar a evolução da tecnologia, também leva em conta que 75 a 90 % das faltas são temporárias, resultado de contatos acidentais da rede com galhos de árvores, pássaros, ventos fortes e incidência de descargas atmosféricas (GONEN 1986). Disto, resultaram no surgimento de novos diversos equipamentos de proteção, destacando-se o religador.

Com a sua utilização, é possível se obter coordenação com outros dispositivos de proteção presentes na rede, evitando desligamentos desnecessários de toda rede quando da ocorrência de defeitos temporários. O religador é atualmente acoplado a relés microprocessados, com telecontrole. Outro equipamento de destaque é o seccionalizador, que opera isolando apenas o trecho sob falta, de maneira diferente dos fusíveis.

Não existe uma topologia universal para os sistemas de distribuição, podendo ser malhada, em anel ou radial. Esta última é a mais encontrada nos sistemas atuais, devido a sua maior simplicidade. Na Figura 3.1 é mostrado um sistema de distribuição típico, com a presença de diversos equipamentos, como transformadores, religadores, seccionalizadores e elos fusíveis.



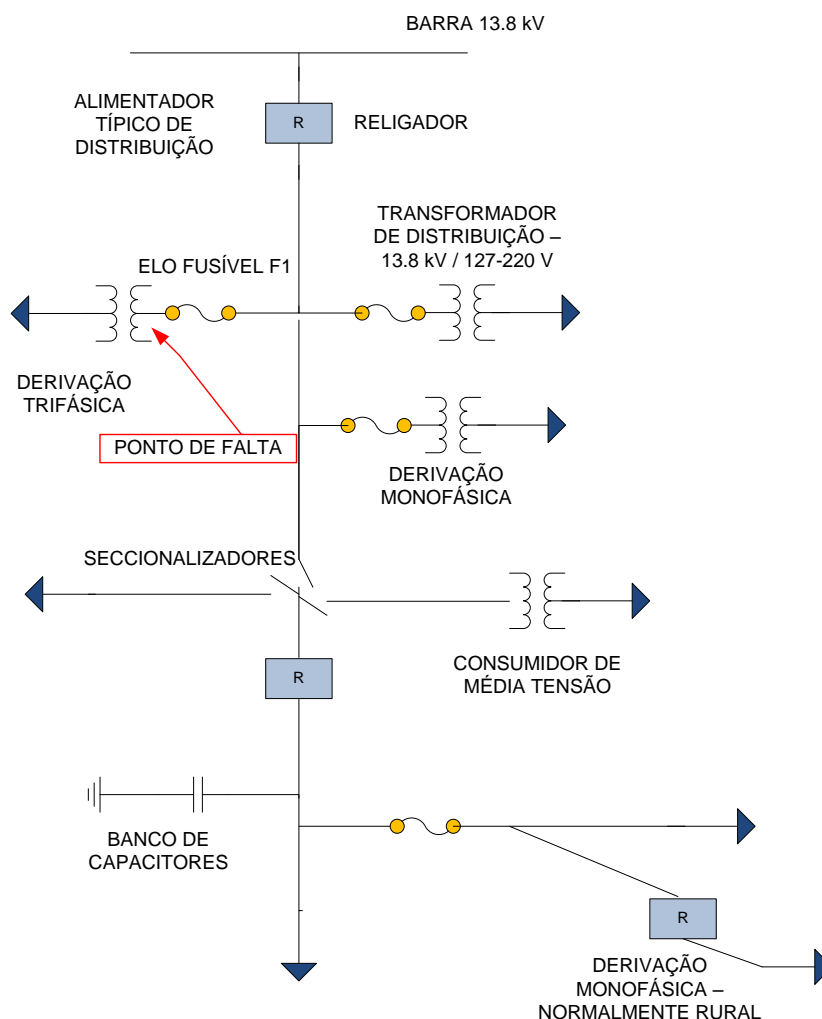


Figura 3.1 – Topologia típica de um alimentador aéreo de distribuição.

Considerando a localização e a possibilidade de implementação de ajustes nos equipamentos de proteção mostrados na Figura 3.1, podem-se aplicar distintas filosofias de proteção, visando obter melhorias na continuidade do serviço.

### 3.3 Filosofias de Proteção: Conceitos Básicos de Coordenação e Seletividade

O principal foco do estudo de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição é melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, minimizando as interrupções de longa duração.

Para se efetuar o estudo de maneira satisfatória, é necessário um amplo conhecimento do sistema que se deseja proteger e dos equipamentos de proteção disponíveis. Aliado a isso, o diagrama unifilar atualizado do sistema oferece informações pontuais para o estudo, como

localização de transformadores, alimentadores e suas bifurcações, dentre outras. Segundo Pereira, (2007), o resultado de todo trabalho deve ser a garantia da qualidade de fornecimento da energia elétrica, com isolamento do trecho em falta o mais rápido possível, com o mínimo de impacto para o resto do sistema.

Como já mencionado anteriormente, a grande probabilidade de faltas no sistema elétrico pertence à categoria transitória (70-90%), (GUIGUER, 1988), e as filosofias de proteção coordenada e seletiva tem por objetivo minimizar os seus efeitos no sistema.

Um sistema é dito seletivo quando o equipamento de proteção mais próximo ao defeito opere independente do tipo de falta. Já um sistema coordenado depende da existência de um dispositivo que realize religamentos automáticos. Nesse caso, o sistema será coordenado se, na ocorrência de uma falta na rede, o dispositivo mais próximo ao defeito só atuará depois de algumas tentativas de religamento da proteção a montante. Na Figura 3.1, para uma falta no local indicado, na filosofia seletiva, somente o fusível F1 irá atuar.

Para o sistema coordenado, com uma falta no mesmo local, o religador R deverá atuar e posteriormente religar, restabelecendo o fornecimento de energia caso a falta seja temporária. Em contrapartida, se a falta for permanente, o religador fará algumas tentativas para restabelecer o funcionamento da rede, e antes que o religador seja bloqueado, o elo fusível atuará e isolará o trecho defeituoso.

O estudo de coordenação e seletividade é feito pela superposição das curvas tempo x corrente dos diversos equipamentos presentes no sistema. A análise deverá ser feita dentro da faixa de corrente comum aos equipamentos que se pretende obter a coordenação ou seletividade (CPFL, 2006). Com base nesses princípios, serão apresentados na sequência os principais dispositivos de proteção e os diversos critérios para seletividade e coordenação entre estes equipamentos.

### **3.4 Equipamentos Utilizados na Proteção**

Nos sistemas de distribuição, os equipamentos mais utilizados para proteção são: chaves fusíveis, elos fusíveis, disjuntores, relés, religadores e seccionalizadores (PEREIRA, 2007).

Um sistema de proteção tem por objetivo minimizar ou evitar risco de vida e danos materiais quando da ocorrência de situações de defeito, relacionadas com sobrecorrentes (curtos-circuitos) e sobretensões internas (chaveamentos e manobras) e externas (descargas atmosféricas). Neste trabalho, no entanto, o foco é a proteção contra sobrecorrente em sistemas aéreos de distribuição, que tem por objetivo:

- Limitar a extensão e duração das interrupções no suprimento, em caso de ocorrer falha em equipamento, erro humano, ou condições adversas em alguma parte do sistema;
- Minimizar os danos aos componentes atingidos pela falha;
- Permitir a circulação da corrente nominal e ter sensibilidade às condições anormais de operação;
- Abrir e fechar o circuito com ou sem carga;
- Melhorar a continuidade do serviço.

Nos tópicos a seguir, apresentam-se os conceitos gerais de construção e funcionamento dos principais equipamentos de proteção contra sobrecorrente utilizados nos sistemas aéreos de distribuição.

### **3.4.1 Chaves e Elos-Fusíveis**

As chaves fusíveis são os elementos utilizados para a conexão de um cartucho contendo um elo-fusível (parte ativa da chave fusível) entre seus terminais. É um dispositivo instalado por fase, e tem por objetivo interromper a corrente de falta somente nas fases afetadas, quando a corrente através do elo-fusível ultrapassa um valor mínimo por um determinado intervalo de tempo. Nessa situação, há a fusão do elo-fusível por efeito térmico, e as fases defeituosas são interrompidas. O elo-fusível deve manter a chave fusível na posição fechada quando em funcionamento e provocar sua abertura automática após a fusão do elemento fusível.

#### **3.4.1.1 Aspectos Construtivos e Funcionais das Chaves Fusíveis**

Em sistemas aéreos de distribuição, a chave fusível é o dispositivo mais empregado em saídas de ramais e principalmente no primário de transformadores, devido ao seu baixo custo e a isenção de manutenção (CPFL, 2006).

As chaves fusíveis devem permitir coordenação com outros dispositivos de proteção do sistema, como disjuntores (associados a relés), religadores e seccionadores. Esta característica é importante para que não haja desligamento de consumidores na presença de um defeito transitório. Para que seja feita a coordenação, os fabricantes disponibilizam curvas de tempo-corrente (TCC) de cada equipamento, possibilitando a análise de vários equipamentos atuando de maneira conjunta no sistema.

As chaves fusíveis podem ser classificadas pelo seu tipo de construção: abertas ou fechadas, ou pelo modo de operação, em expulsão ou limitadora de corrente (PEREIRA, 2007). Na chave tipo fechada, o cartucho e as garras estão montadas dentro de uma caixa

protetora de material isolante. Já na chave tipo aberta, o cartucho e as garras não possuem caixa protetora.

Na Figura 3.2 é mostrada uma chave fusível do tipo expulsão, destacando-se algumas de suas principais partes.

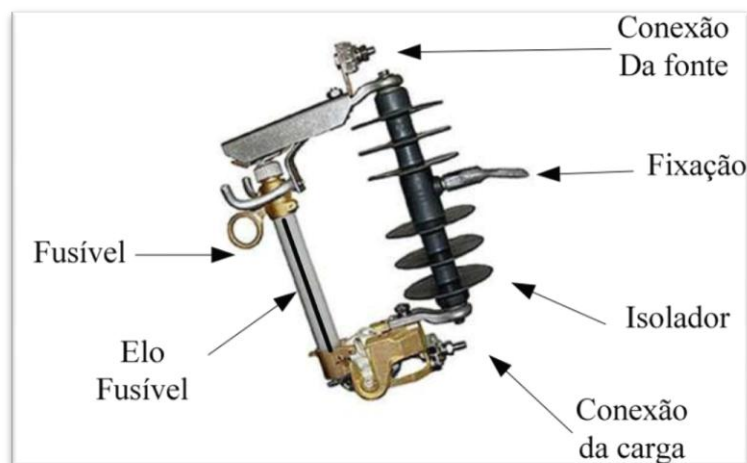


Figura 3.2 – Chave fusível com elo de expulsão.

Em decorrência da natureza predominante de faltas transitórias no sistema, foram desenvolvidas as chaves fusíveis religadoras. Esta é composta por três chaves fusíveis por fase. Em condições iniciais, a corrente flui somente por uma das chaves fusíveis. Na ocorrência de uma falta, o elo-fusível do primeiro estágio se funde, e a corrente passa a circular pela segunda chave fusível. No caso do defeito ainda permanecer, o processo se repete para a terceira chave fusível. Ou seja, se a falta for transitória, há a circulação normal de corrente pela chave fusível subsequente, sem interrupção do fornecimento de energia ao consumidor.

Dentre as inúmeras vantagens desta chave-fusível, se destacam a maior satisfação do consumidor, menores tempos de deslocamento de equipe de manutenção, e redução na duração de interrupções de longa duração.

Estas chaves são fabricadas nas classes de tensão de 15, 27 e 38 kV, com porta-fusível de 100 A, e é mostrada na Figura 3.3 (DELMAR, 2006).



Figura 3.3 – Chave fusível religadora (DELMAR, 2006).

Na especificação de chaves-fusíveis deve-se garantir os requisitos de corrente nominal (igual ou superior a 150 % do valor do elo-fusível), tensão nominal, nível básico de isolamento para impulso (NBI) e capacidade de interrupção (superior a máxima corrente assimétrica de curto-circuito no ponto de instalação da chave) (CPFL, 2006).

#### 3.4.1.2 Aspectos Construtivos e Funcionais dos Elos-Fusíveis

Como já mencionado, o elo-fusível é a parte ativa da chave fusível. É ele o responsável pela abertura do circuito, na ocorrência de um curto-circuito. Essa abertura ocorre em um intervalo de tempo associado à sua curva TCC. No caso de fusíveis, a região de atuação do elo é delimitada por duas curvas, denominada de curva de fusão de tempo mínimo e curva de fusão de tempo máximo, com diferentes tempos de atuação (BANDEIRANTE, 1987). Nesse caso, somente é possível garantir a operação do fusível caso o limite superior seja superado.

As chaves fusíveis são compostas por várias partes, sendo as principais (VICENTINI, 2004):

- Cabeça com botão: acessório que fixa o elo-fusível à parte superior do cartucho e dá continuidade elétrica;
- Elemento fusível: parte que se funde ou se rompe quando a chave opera, normalmente constituída de liga de estanho, prata ou níquel-cromo. Suas dimensões e resistividade elétrica determinam os valores de corrente e tempo de fusão. É comum a utilização de um fio de alta resistência mecânica e elétrica em paralelo com o elemento fusível para evitar o alongamento do elo devido a esforços por tração;

- Cartucho: é a parte móvel e removível de uma chave-fusível destinada a receber o elo, não incluindo este;
- Tubo protetor: peça cilíndrica de material isolante, normalmente de fibra, que protege o elemento fusível contra danos mecânicos e atua como estabilizador destinado a conter os gases liberados para interrupção do arco para pequenas sobrecorrentes (O tubo é utilizado para elos-fusíveis de corrente nominal de até 100 A);
- Rabicho: cordoalha de cobre estanhado que fixa o elo a parte inferior do cartucho porta-fusível;
- Base de fusível (porta-fusível): é a parte fixa de uma chave-fusível provida com terminais para conexão a um circuito exterior;
- Indicador: parte de uma chave-fusível destinada a indicar visualmente a operação da chave. Essa indicação é dada pela posição que toma o cartucho após a operação do elo-fusível.

Segundo a Norma NBR 5359 da ABNT (NBR, 1989), os fusíveis de expulsão podem ser do tipo K (“rápidos”), do tipo T (“lentos”) e do tipo H (“de alto surto”). É importante ressaltar que os elos tipo K e T são divididos em dois grupos: o grupo Preferencial (grupo A) e o Não Preferencial (grupo B), se diferenciando um do outro pelas correntes nominais. Esta norma define as correntes nominais para cada um dos três tipos de elos conforme mostrado na Tabela 3.1.

A razão para estabelecer os tipos preferenciais e não preferenciais é baseada no fato de ordenar a sequência de valores de corrente de maneira que se possa tornar a proteção seletiva, ou seja, a faixa de operação de um elo fusível especificado não deve sobrepor a faixa de operação do elo fusível localizado a montante (GONEN, 1986).

Na Figura 3.4 pode ser visto um exemplo de curvas para o elo do tipo K, do grupo preferencial, onde se nota também as curvas mínimas e máximas de fusão do elo do fabricante Indel Bauru, (INDEL BAURU, 2015).

Tabela 3.1 – Correntes Nominais Padronizadas para Elos-Fusíveis – NBR 5359.

| Elos K e T         |                  | Elos H             |
|--------------------|------------------|--------------------|
| Corrente (Ampères) |                  | Corrente (Ampères) |
| Preferencial       | Não-Preferencial |                    |
| 6                  | 8                | 1                  |
| 10                 | 12               | 2                  |
| 15                 | 20               | 3                  |
| 25                 | 30               | 5                  |
| 40                 | 50               |                    |
| 65                 | 80               |                    |
| 100                |                  |                    |
| 140                |                  |                    |
| 200                |                  |                    |

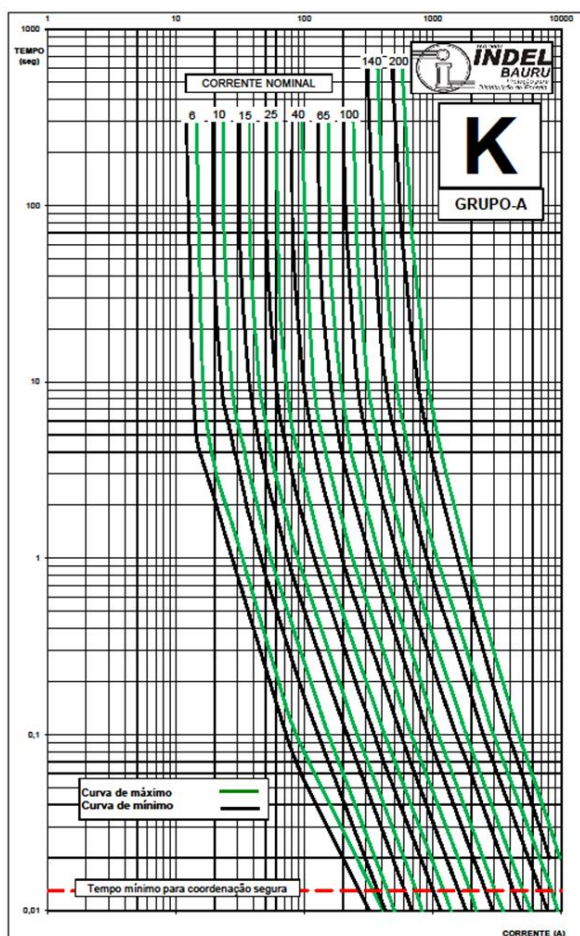


Figura 3.4 - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente Tipo K (INDEL BAURU, 2015).

Os elos fusíveis do tipo K e T são capazes de suportar até 1,5 vezes o valor de sua corrente nominal sem se fundir. Os elos do tipo H suportam correntes de surto em períodos de curta duração, associadas às descargas atmosféricas e magnetização de transformadores. Tal fato faz com que estes sejam instalados principalmente no primário dos transformadores de distribuição de até 75 kVA e pequenos bancos de capacitores (CEMIG, 1994).

### 3.4.1.3 Especificação de Chaves e Elos Fusíveis

Para a seleção de chaves fusíveis, devem ser analisados os seguintes requisitos:

- Tensão Nominal: A tensão nominal da chave deve ser no mínimo, igual ou superior à classe de tensão do sistema;
- Corrente Nominal: Deve ser igual ou maior do que 150% do valor nominal do elo-fusível a ser instalado no ponto considerado. Em casos onde não exista possibilidade de crescimento de carga, não há necessidade de obedecer a este critério (BANDEIRANTE, 1987);
- Nível Básico de Isolamento (NBI): Deve ser compatível com o do sistema;
- Capacidade de Interrupção: Deve ser superior a máxima corrente assimétrica de curto-circuito onde a chave for instalada.

Para a seleção de elos fusíveis, devem ser analisados os seguintes requisitos (PEREIRA, 2007):

- Corrente Nominal: O elo fusível deve ser capaz de conduzir indefinidamente o valor nominal da corrente eficaz, sem que as elevações de temperatura excedam os valores especificados;
- Intercambialidade Elétrica: Elos fusíveis de diferentes fabricantes podem ser usados indiscriminadamente;
- Intercambialidade Mecânica: Elos fusíveis de diferentes fabricantes podem ser instalados em chaves fusíveis de outros fabricantes.

## 3.4.2 Disjuntores

O disjuntor é um equipamento que deve ser capaz de conduzir e interromper correntes nominais e anormais (sobrecarga e sobrecorrente, por exemplo) do sistema. Estes equipamentos são geralmente instalados no primário e secundário de transformadores e também nas saídas dos alimentadores das subestações de distribuição.

Para seu funcionamento ser satisfatório, este deve ser comandado por relés, normalmente de sobrecorrente, associados ou não a relés de religamento.



A interrupção de correntes alternadas de curto-circuito acaba por criar um arco elétrico. Um disjuntor tem por objetivo o controle desse arco até a interrupção total do circuito. Assim, toda a construção dos disjuntores e seus diferentes tipos têm por finalidade criar maneiras adequadas de interromper o circuito, controlando o arco elétrico e suportando sobretensões de manobra decorrentes (PEREIRA, 2007).

### 3.4.2.1 Tipos de Disjuntores

#### **Disjuntores a Óleo**

Podem ser a grande volume de óleo (GVO) ou pequeno volume de óleo (PVO).

Os disjuntores GVO são menos utilizados devido ao grande risco de incêndio, já que possuem um alto volume de óleo em sua construção (BARBOSA, 2005).

Os disjuntores PVO são mais utilizados, já que praticamente não possuem sensibilidade a taxa de crescimento da tensão de restabelecimento transitória. Uma desvantagem deste equipamento é quanto a abertura de correntes de curto-circuito baixas, puramente indutivas ou capacitivas.

#### **Disjuntores a Gás SF<sub>6</sub>**

Neste equipamento, o meio isolante é o hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), que possui características isolantes e de interrupção melhores que o ar, o que melhora sua capacidade disruptiva.

#### **Disjuntores a Vácuo**

O vácuo é reconhecido como sendo o melhor meio de extinção de corrente na média tensão, já que proporciona isenção de manutenção na parte primário do equipamento, não oferece risco de explosão (exceto quando se perde o vácuo), não gera subprodutos e possui elevada durabilidade e confiabilidade (SIEMENS, 2006).

Na Figura 3.5 é mostrado um disjuntor tripolar a vácuo e sua câmara de extinção (SIEMENS, 2006).

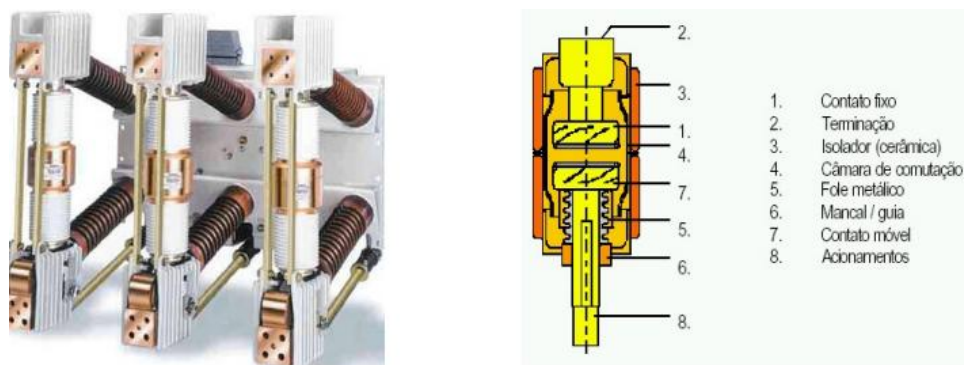


Figura 3.5 – Disjuntor tripolar a vácuo e câmara de extinção (SIEMENS, 2006).

### 3.4.2.2 Especificação de Disjuntores

Para a seleção de disjuntores, devem ser analisados os seguintes requisitos (NBR 7118, 1994):

- Tensão Nominal: A tensão nominal do disjuntor deve ser compatível com a do sistema;
- Corrente Nominal: Deve ser superior a máxima corrente do alimentador, prevendo possíveis aumentos de carga futuros;
- Nível Básico de Isolamento (NBI): deve ser compatível o NBI do sistema;
- Capacidade de Interrupção: Deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito trifásica ou fase-terra calculada no ponto de sua instalação;
- Capacidade Dinâmica ou Instantânea: O disjuntor deve suportar o valor de crista inicial da corrente de curto-circuito assimétrica;
- Corrente de Fechamento: Corrente máxima admitida pelo equipamento para fechar o circuito. Normalmente, esta corrente é cerca de 2,5 a 3 vezes a corrente de ruptura do disjuntor.

### 3.4.3 Relés

O relé é um dispositivo que pode supervisionar constantemente várias grandezas de um sistema elétrico, bem como grandezas inerentes aos próprios componentes do sistema, como a temperatura (ELETROBRAS, 1982). Ao detectar uma perturbação que possa comprometer a operação dos equipamentos no sistema, o relé envia um sinal elétrico que comanda a atuação de outros equipamentos de proteção, como o disjuntor, evitando assim que o defeito comprometa a integridade do sistema.

Existem vários relés utilizados no sistema de proteção: relé de sobrecorrente (50/51), relé de sobrecorrente direcional (67), relé de sobretensão (59), relé de subtensão (27), relé direcional de potência (32), relé de distância (21), relé diferencial (87) e o relé de religamento (79).

Neste trabalho, serão apresentados mais detalhes para o relé de sobrecorrente, já que é o mais utilizado nos sistemas elétricos de distribuição.

### 3.4.3.1 Relé de Sobrecorrente – 50/51

Os relés de sobrecorrente são diferenciados nas funções 50 e 51 de acordo com sua característica de atuação: instantâneo e temporizado, respectivamente.

Estes equipamentos podem ser classificados em função do tempo de atuação (ELETROBRAS 1982):

- Relé de sobrecorrente instantâneo (RSI): Atua em um intervalo de tempo muito curto na presença de uma sobrecorrente;
- Relé de sobrecorrente de tempo definido (RSTD): Atua em um mesmo tempo para todos valores de corrente;
- Relé de sobrecorrente de tempo inverso (RSTI): O relé atua em tempos inversamente proporcionais aos valores de corrente. Este tipo de curva pode ser modificado, podendo ser obtidas a curva normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI), por exemplo.

As características citadas podem ser visualizadas na Figura 3.6.

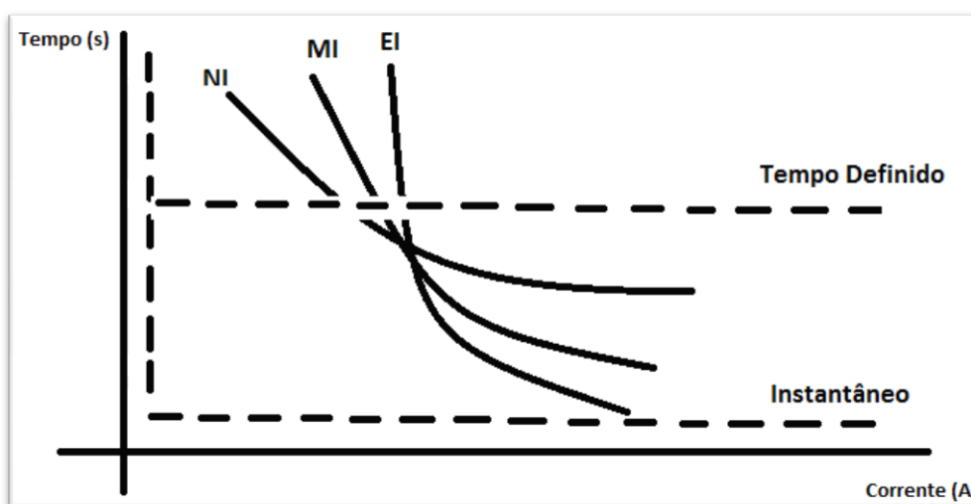


Figura 3.6 - Curvas para o relé de sobrecorrente 50/51

No decorrer das últimas décadas, os relés foram sofrendo evoluções que aumentaram muito sua aplicabilidade no setor elétrico. Os avanços tecnológicos, como a microeletrônica, informática e comunicação de dados contribuíram para o grande desenvolvimento dos relés em suas diversas aplicações.

A aplicação dos relés de sobrecorrente é feita principalmente nas subestações de distribuição incluindo as saídas de alimentadores, associados a um disjuntor com religamento automático, através da função 79 (CPFL, 2006). Com o ajuste adequado das curvas disponíveis no relé e a utilização de uma filosofia de proteção apropriada, tem-se um sistema seletivo ou coordenado (se houverem religamentos automáticos ajustados) com os dispositivos a jusante.

### **3.4.4 Religadores**

Segundo a norma nacional americana – ANSI C37.60 (IEEE C37.60, 1981), um religador automático pode ser definido como sendo um dispositivo autocontrolado automático que interrompe e religa um circuito de corrente alternada com uma sequência pré-determinada de abertura e fechamento seguido por uma reinicialização, permanecendo fechado ou bloqueado. Vale ressaltar que um disjuntor associado a um relé de sobrecorrente e um relé de religamento, cumpre o mesmo papel que o religador.

A utilização destes equipamentos é justificada pela alta porcentagem de faltas transitórias no sistema. Os religadores são capazes de atuar interrompendo correntes de falta e religando o circuito um número de vezes pré-estabelecido (no máximo três vezes), para só depois interrompê-lo definitivamente, caso a falta seja permanente. Caso o defeito seja transitório e desapareça após o primeiro, segundo ou terceiro intervalo de religamento, o mecanismo após um tempo de reinicialização rearma-se e o religador fica pronto para realizar uma nova série de atuações, na presença de uma nova falta (ELETROBRAS, 1982).

Como já dito, o número de faltas transitórias é muito maior que os defeitos permanentes. Isso faz com que a utilização de religadores melhore os indicadores de continuidade do sistema, diminua a queima de elos-fusíveis, menor deslocamento de equipes de manutenção (GUIGER, 1988).

De acordo com a necessidade, os religadores podem ter suas operações ajustadas de maneiras diferentes, melhorando a coordenação e seletividade com outros equipamentos de proteção.

As operações usualmente programadas são: duas operações instantâneas seguidas de duas lentas, uma instantânea e três operações lentas, três instantâneas e uma lenta, quatro

operações instantâneas ou quatro operações lentas. As características dos religamentos lentos ou rápidos são obtidos através da seleção das curvas de operação tempo-corrente (GODINHO, 2010). Na Figura 3.7 é mostrado um exemplo de curvas de operação tempo-corrente mencionadas.

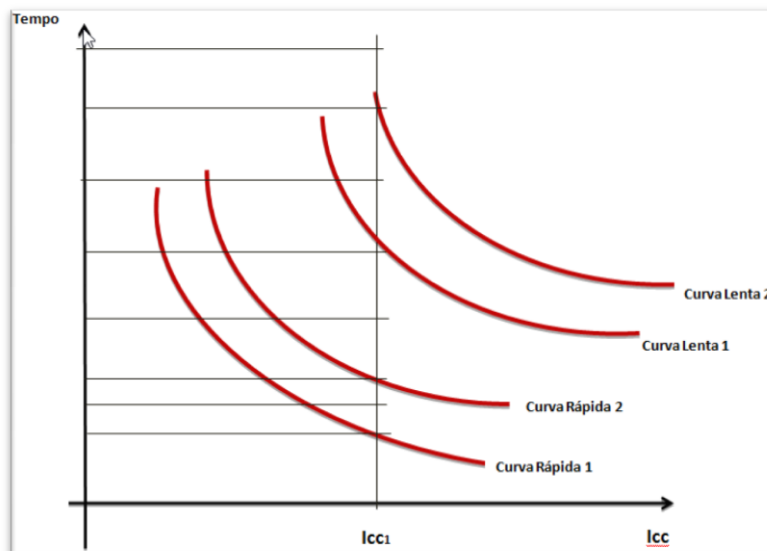


Figura 3.7 - Exemplo de curvas tempo-corrente para religadores.

Já na Figura 3.8 é apresentado um ciclo de operações bastante utilizado, que é o de duas atuações na curva rápida e duas atuações na curva lenta.

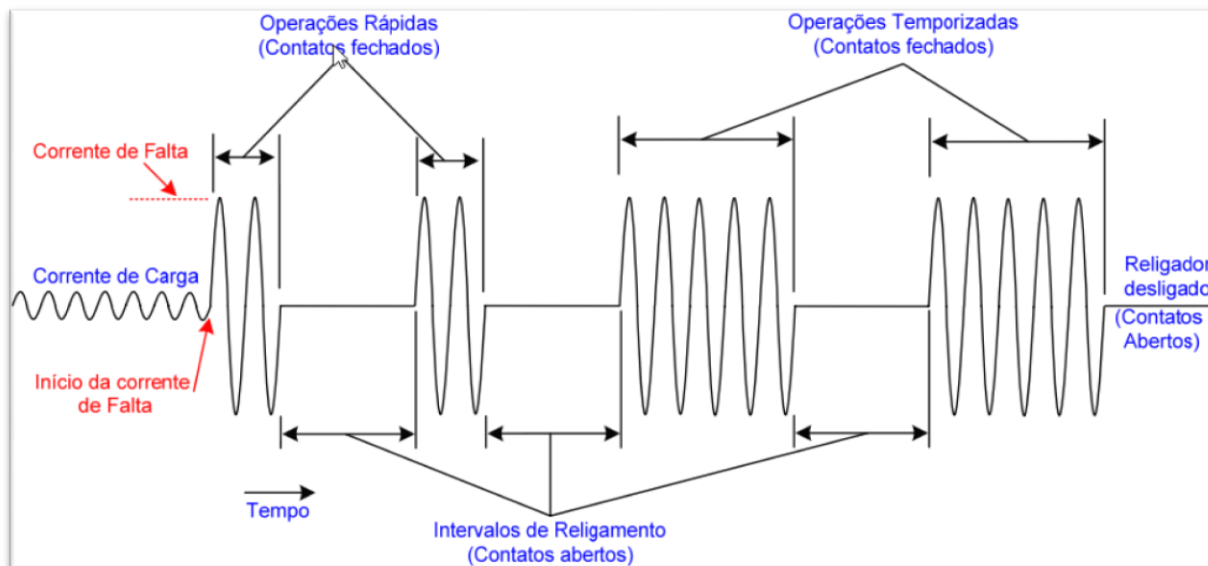


Figura 3.8 - Ciclo típico de operações de um religador.

Os religadores acompanharam a evolução tecnológica, e diversos tipos construtivos foram desenvolvidos. Eles podem ser classificados pelo número de fases (religadores

trifásicos e monofásicos), pelo tipo de controle (religadores hidráulicos, eletrônicos ou microprocessados) ou pelo meio de interrupção (óleo ou vácuo).

#### 3.4.4.1 Classificação dos Religadores quanto ao Meio de Interrupção

Como já dito, os religadores podem ter seu meio de interrupção a óleo ou a vácuo.

Os primeiros religadores utilizavam o óleo como seu meio de interrupção, mas com o desenvolvimento da interrupção a vácuo (maior eficiência e vida útil do equipamento), estes aos poucos deixaram de ser utilizados.

A Figura 3.9 mostra um religador com interrupção a vácuo do fabricante *ABB*.



Figura 3.9 – Religador do Fabricante *ABB* com interrupção a vácuo.

#### 3.4.4.2 Classificação dos Religadores quanto ao Número de Fases

##### Monofásicos

São utilizados para proteção de linhas monofásicas ou trifásicas, onde há predominância de cargas monofásicas. Dessa forma, na presença de uma falta fase-terra, somente a fase defeituosa é desligada (CEMIG, 1994).

##### Trifásicos

São utilizados onde é necessário o bloqueio das três fases simultaneamente, a fim de evitar que cargas trifásicas sejam alimentadas por duas fases somente. Um desses casos é o

motor trifásico, que tem seu funcionamento e vida útil muito prejudicado, na presença de alimentação trifásica desequilibradas.

Os religadores trifásicos são divididos em dois grupos (CEMIG, 1994):

- Religadores Trifásicos com Operação Monofásica e Bloqueio Trifásico: estes dispositivos são de menor dimensão, constituídas de três unidades monofásicas interligadas entre si de modo a realizar o bloqueio trifásico. No entanto, cada fase tem sua operação independente. Ou seja, se em alguma das fases ocorrer a sequência de operações programada, ocorrendo o bloqueio desta, as outras também serão bloqueadas;
- Religadores Trifásicos com Operação Trifásica e Bloqueio Trifásico: estes dispositivos são maiores e operam e bloqueiam trifasicamente, independente do tipo de falta ocorrida.

### 3.4.4.3 Classificação dos Religadores quanto ao Tipo de Controle

#### Hidráulicos

Os religadores hidráulicos têm seu mecanismo de disparo com bobina tipo série. Quando através da bobina, flui uma corrente igual ou superior à corrente mínima de disparo do religador (pick-up), o núcleo da bobina é atraído para o seu interior, provocando a abertura dos contatos principais do religador. A bobina série é acionada sempre que a corrente atinge duas vezes a corrente nominal (GODINHO, 2010).

O número de operações na curva rápida é um parâmetro ajustável, enquanto o número de operações na curva lenta é estabelecido automaticamente pela diferença entre o número de operações do religador e o número de operações rápidas (CEMIG, 1994).

O mecanismo de fechamento dos religadores hidráulicos pode ser de dois tipos (ELETROBRAS, 1982):

- Nos religadores com corrente nominal de até 200 A, são empregadas molas de fechamento, carregadas pelo movimento do núcleo da bobina série;
- Nos religadores com correntes nominais de 280, 400 e 560 A, o fechamento é realizado pela bobina de fechamento, energizada pela tensão da linha.

O sistema de controle hidráulico é simples e econômico, além de ter grande longevidade. Por isso são geralmente utilizados em zonas rurais, locais onde não é necessária grande velocidade e precisão na interrupção e onde não seja requerida uma manutenção freqüente no equipamento.

Por outro lado, em algumas aplicações este controle não é suficiente. Por isso surgiu o controle eletrônico.

### **Eletrônicos**

Nos religadores eletrônicos, há a necessidade da presença de transformadores de corrente (TCs) para detecção das sobrecorrentes. Estes TCs alimentam, via conexão residual, um sensor eletrônico que controla as operações do religador (PEREIRA, 2007).

O controle eletrônico é abrigado numa caixa separada do religador e permite as seguintes modificações e ajustes no equipamento, sem que seja necessária a abertura do religador e desenergização do circuito:

- Características tempo-corrente;
- Níveis de corrente de disparo;
- Sequência de operação.

O nível da corrente de atuação é determinado por resistores, que devem ter valores iguais para as três fases. As curvas de atuação são determinadas por circuitos montados em pequenas placas de circuito impressos (GODINHO, 2010). O número total de operações e o número de operações na curva rápida são definidos em mecanismos do próprio religador de maneira análoga aos religadores hidráulicos (CEMIG, 1994).

### **Microprocessados**

Os religadores microprocessados diferem dos eletrônicos basicamente no sistema de controle. Além disso, possuem outras funções de proteção, como de sub e sobretensão, e até mesmo a proteção direcional. Podem também medir potência e energia, além de oferecer um histórico da ocorrência de cada falta do sistema (SEL 2006). Dados sobre qualidade da energia também podem ser extraídos do equipamento.

Estes religadores possuem uma gama de curvas tempo x corrente para realizar os ajustes. Possuem todas as curvas disponibilizadas nos outros tipos de religadores (hidráulicos e eletrônicos) mais as curvas características da norma ANSI e IEC. Toda essa “família” de curvas permite maior flexibilidade na coordenação e seletividade com outros dispositivos de proteção. Na Figura 3.10 é mostrado um religador microprocessado já instalado e em uso no sistema elétrico, do fabricante *SIEMENS*.





Figura 3.10 - Religador Microprocessado em Uso no Sistema Elétrico (SIEMENS).

#### 3.4.4.4 Especificação de Religadores

Para a seleção de religadores, devem ser analisados os seguintes requisitos (PEREIRA, 2007) e (IEEE 37.60, 1981):

- Tensão Nominal: A tensão nominal do religador deve ser compatível com a do sistema;
- Corrente Nominal: Valor eficaz da corrente que o religador é capaz de conduzir. Para religadores hidráulicos, este valor depende diretamente da capacidade de condução da bobina série;
- Nível Básico de Isolamento (NBI): deve ser com o NBI do sistema;
- Capacidade de Interrupção: Deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito trifásica ou fase-terra calculada no ponto de sua instalação;
- Capacidade Dinâmica ou Instantânea: O religador deve suportar o valor de crista inicial da corrente de curto-circuito assimétrica;
- Corrente Mínima de Disparo: Critério válido somente para religadores hidráulicos. Nesse caso, a corrente mínima de disparo deve ser duas vezes o valor da corrente nominal do dispositivo;
- Tempo de Religamento: Tempo entre a abertura e fechamento dos contatos do religador;
- Tempo de Rearme ou Reinicialização: Tempo necessário para que o religador “esqueça” as operações realizadas, tornando-se apto a realizar uma nova sequência de operações;

- Ciclo de Operação: Número de operações a serem realizadas. Pode-se variar de uma até quatro aberturas.

### 3.4.5 Seccionalizadores

Segundo a Norma Nacional Americana (ANSI - C37.63), o seccionalizador é definido como: “Um dispositivo de abertura que interrompe automaticamente o circuito elétrico principal depois de sentir e responder a um número de impulsos de corrente de magnitude igual ou superior a um valor predeterminado, mantendo o circuito isolado enquanto permanecerem abertas”.

De maneira mais simples, os seccionalizadores são chaves que efetuam contagens de abertura de equipamentos de proteção a montante (religador ou disjuntor) e abrem o circuito após um número pré-estabelecido de contagens. Dessa forma, apenas o circuito sob falta é isolado, evitando que regiões a montante sejam interrompidas pela abertura do religador ou disjuntor.

Quando ocorre uma sobrecorrente no circuito passando através do seccionalizador, cujo valor seja maior ou igual a sua corrente de acionamento, o equipamento é armado e preparado para a contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda (religador ou disjuntor) e cai abaixo de um determinado valor. Após certo número dessas ocorrências (uma, duas ou três), que corresponde ao ajuste do equipamento, ele abre seus contatos e permanece bloqueado na posição aberto, isolando o trecho com falha (CEMIG, 2002). É importante ressaltar que este equipamento não interrompe correntes de falta, por isso sempre devem ser utilizados juntamente com um equipamento de retaguarda (religador ou disjuntor) que tenha essa capacidade. A abertura feita pelo seccionalizador ocorre sempre com o circuito desenergizado, a vazio.

Uma grande diferença entre os seccionalizadores e os demais dispositivos de proteção, é que estes não possuem curva de atuação tempo x corrente. Isto permite maior flexibilidade na coordenação com outros dispositivos de proteção que tenham curvas de atuação muito próximas entre si. Outra vantagem é que além de operarem como dispositivos de proteção, os seccionalizadores têm características construtivas que lhes permitem ser utilizados como dispositivo de chaveamento, podendo ser manualmente operados, mas apenas em corrente de carga (VICENTINI, 2004). Podem-se destacar outras vantagens quando comparados com outros dispositivos, com relação a alocação (CPFL, 2006):

- Ponto na rede onde a corrente é muito elevada para a utilização de elos-fusíveis;
- Ponto onde a coordenação da proteção não é suficiente com elos-fusíveis;

- Ramais longos e com elevado número de faltas;
- Consumidores que não suportam interrupções de longa duração, mas suportam atuações dos religadores;
- Custo e eficácia.

Algumas desvantagens desse equipamento são (GODINHO, 2010):

- Custo muito alto quando comparado com fusíveis;
- Pode apresentar uma taxa de falha bem maior que os fusíveis (GONEN, 1986).

O seccionador é classificado quanto ao número de fases em: monofásicos e trifásicos. Quanto ao meio de interrupção, podem ser classificados em seccionalizados a óleo, a gás ( $SF_6$ ) ou a vácuo. Por fim, quanto ao tipo de controle, podem ser hidráulico, eletrônico ou microprocessado.

Para sua melhor aplicação do equipamento no sistema elétrico, alguns acessórios são necessários para seu funcionamento, que são os restritores. Estes facilitam a coordenação e evitam operações indesejadas, habilitando o seccionalizador a distinguir entre a operação de equipamentos de proteção do lado da fonte e do lado da carga (CEMIG, 2002).

#### **3.4.5.1 Restritor de Tensão**

Este acessório atua no sentido de permitir a contagem de operações do dispositivo de proteção situado do lado da fonte somente quando não há tensão na rede (CPFL, 2006). Este dispositivo está disponível apenas para seccionalizadores hidráulicos trifásicos (GODINHO, 2010).

Por exemplo, quando há um fusível a jusante do seccionalizador e esta chave fusível interrompe a corrente de falta, ainda há tensão no seccionalizador. Nesse caso, poderia ser realizada uma contagem, mesmo que o religador não tenha realizado nenhuma operação. Porém, se houver a presença do restritor de tensão, o seccionalizador não efetuará a contagem.

#### **3.4.5.2 Restritor de Corrente**

Este acessório, disponível somente para seccionalizadores eletrônicos, desempenha a mesma função básica que o acessório restritor de tensão efetua nos seccionalizadores hidráulicos, embora sua atuação se faça por comparação de correntes, ao invés de tensões. Este dispositivo deve impedir a contagem se ainda houver corrente de carga circulando pelo seccionalizador ou se esta for maior que 3,5 A, após ter cessado a corrente de defeito (CPFL, 2006). O acessório restritor de corrente já vem incorporado ao sistema básico de controle do seccionalizador eletrônico (CEMIG, 2002).

### 3.4.5.3 Restritor de Corrente de Inrush

Em sistemas onde existem altas correntes de inrush, a coordenação é prejudicada. Uma solução é o aumento da corrente de atuação do seccionizador, porém se isto não for suficiente, os dispositivos eletroeletrônicos podem ser usados com acessório restritor de correntes de inrush.

Quando o religador atua abrindo o circuito, não existe mais tensão do lado da fonte do seccionizador. Nessa situação, o controle verifica o nível da corrente. Se a corrente estava abaixo da corrente de atuação, a corrente mínima para atuação do seccionizador é aumentada, segundo um multiplicador, permanecendo com este nível por um período de tempo ajustável que varia de 5 a 20 ciclos, depois que a tensão voltar. Portanto, quando o religador fecha o circuito e a corrente de inrush circula pelo sistema, o seccionizador não detecta essa alta corrente como sendo uma sobrecorrente, e não realiza nenhuma contagem (CEMIG, 2002).

### 3.4.5.4 Especificação de Seccionizadores

Para a seleção de seccionizadores, devem ser analisados os seguintes requisitos (IEEE C37.63, 2005):

- Tensão Nominal: A tensão nominal do seccionizador deve ser compatível com a do sistema;
- Corrente Nominal: Valor eficaz da corrente que o seccionizador é capaz de conduzir. Para seccionizadores hidráulicos, este valor depende diretamente da capacidade de condução da bobina série;
- Nível Básico de Isolamento (NBI): deve ser com o NBI do sistema;
- Capacidade Simétrica de Interrupção: Corrente máxima de carga que o seccionizador pode interromper, o que lhe permite atuar como uma chave sob carga manual ou motorizada;
- Corrente máxima de falta: Corrente assimétrica máxima que o seccionizador deve suportar em um intervalo de tempo, antes que o dispositivo de retaguarda interrompa a falta;
- Corrente Mínima de Atuação: Mínima corrente requerida para iniciar a operação de contagem. Seccionizadores do tipo hidráulico atuam com 160 % da corrente nominal de suas bobinas série. O valor dessa corrente deve ser 80% da corrente

de fase (ou fase-terra) mínima de disparo do equipamento de proteção do lado da fonte (reliador ou disjuntor).

- Contagem de Disparo: Número de vezes que o seccionizador deve contar antes de abrir o contato e isolar o circuito;
- Tempo de Memória: Período de tempo que o seccionizador deve reter a contagem;
- Tempo de Reinicialização: Tempo requerido depois de uma ou mais contagens para que o mecanismo retorne para a posição inicial de operação.
- Tempo Curto – É o tempo que o seccionizador pode suportar a corrente máxima de falta antes da atuação da proteção de retaguarda, e cujo valor está associado à capacidade térmica e mecânica do seccionizador. Para equipamentos hidráulicos, o valor de tempo curto é limitado pela capacidade térmica da bobina série, sendo que o efeito acumulado de múltiplos religamentos também deve ser considerado. Quando não há a presença da bobina série, o valor de tempo curto é definido pelas limitações mecânicas do mecanismo seccionador.

### **3.4.6 Critérios para Alocação dos Equipamentos de Proteção**

São mostrados aqui alguns critérios gerais para a alocação da instalação dos principais equipamentos de proteção de sistemas aéreos de distribuição. Vale ressaltar que para pontos específicos e situações críticas que poderão ser encontradas no sistema elétrico de distribuição, é necessário realizar estudos mais aprofundados para cada situação.

De acordo com (ELETROBRAS, 1982) e (GODINHO, 2010), os equipamentos de proteção, em sistemas de distribuição, quando necessários devem ser instalados:

- Em circuitos longos, onde o valor da corrente de defeito mínima não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de retaguarda, pode ser instalado reliador ou chave fusível para que todo trecho seja protegido;
- Em ramais onde há cargas prioritárias, com alto índice de faltas transitórias, deve ser utilizado reliador ou seccionizador;
- Para ramais não abrangidos no item anterior, pode se utilizar chave fusível, seccionizador ou reliador;
- Em alimentadores que se dividem em mais circuitos, deve ser utilizado reliador ou seccionizador;

- Em pontos que contenham cargas onde a continuidade do serviço seja fundamental, deve-se utilizar religador, seccionizador ou chave fusível;
- Em circuitos oriundos do mesmo disjuntor na subestação, deve-se utilizar seccionizador ou religador, se atentando para a coordenação da proteção;
- Para a proteção do primário de transformadores de distribuição, devem-se utilizar chaves fusíveis;
- Em ramais onde haja consumidores protegidos por disjuntor, sem proteção para a falta de fase, deve-se utilizar seccionizador ou religador. Neste caso não é aconselhável o emprego de chave fusível, por realizar operação monopolar;
- Quando o número de fusíveis em série exceder três, deve-se utilizar o seccionizador em substituição ao terceiro fusível, no sentido carga-fonte.

### 3.5 Coordenação e Seletividade entre os Equipamentos de Proteção

Na sequência serão mostrados os princípios que regem a coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção mais utilizados em sistemas de distribuição.

#### 3.5.1 Seletividade Fusível - Fusível

Para dois fusíveis em série serem seletivos, o tempo máximo de interrupção do elo fusível protetor (o que está instalado mais longe da SE e que deverá queimar em caso de defeito) deve ser no máximo 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (aquele mais próximo a SE e que não deverá se queimar) (CPFL, 2006). Na Figura 3.11 é mostrado o conceito de dispositivo protegido e protetor.



Figura 3.11 - Exemplificação do Conceito: Elemento Protetor e Protegido.

Matematicamente, este critério diz para multiplicar-se a curva de tempo mínimo de fusão do elo protegido por 0,75 comparando-a com a curva de máxima interrupção do elo protetor. Assim, deve-se verificar se os tempos de atuação da curva deslocada referente ao elo protegido é maior ou igual ao tempo de atuação do elo protetor na curva de máxima

interrupção (CEPEL, 2006). Este fator tem como objetivo garantir a atuação do elo fusível protetor em situações adversas, onde há possíveis alterações na curva tempo x corrente, devido a elevações da temperatura ou aquecimento advindo de faltas temporárias.

Sempre que possível, deve-se optar por utilizar somente elos preferenciais ou somente não preferenciais. Esta atitude aumenta a faixa de seletividade entre os elos fusíveis. Vale ressaltar que se não for garantida a seletividade em toda a faixa de corrente, deve-se ao menos garanti-la para o curto-circuito fase-terra mínimo, já que é o tipo de defeito que mais ocorre em redes de distribuição. Outro fato que deve ser considerado é a instalação de no máximo três elos fusíveis em série por ramal, de modo a evitar possíveis problemas de falta de seletividade.

Para valores de corrente igual a 13 vezes a nominal do elo fusível protegido, é obtida seletividade satisfatória entre os elos fusíveis do tipo K, tanto para elos preferenciais quanto não-preferenciais. Já para os elos do tipo T, esse fator passa para 24 vezes (GODINHO, 2010).

Quanto à utilização dos elos fusíveis, vale ressaltar que a utilização de elos 6K ou 6T para proteção de ramais não é recomendada, devido a sua sensibilidade para descargas atmosféricas. Nesse caso, recomenda-se utilizar elos 10K ou até mesmo 15K. Estes últimos possuem menor sensibilidade a essas descargas, além de possibilitarem maior facilidade de coordenação com outros dispositivos de proteção. Por fim, os elos do tipo H devem ser utilizados exclusivamente para proteção de transformadores de distribuição (CPFL, 2006).

### **3.5.2 Coordenação e Seletividade Religador – Fusível**

#### **3.5.2.1 Coordenação Religador – Fusível**

A coordenação entre um religador e um elo fusível acontece quando o fusível não fundir enquanto o religador realiza suas operações pela curva rápida, mas fundir antes que o religador opere pela curva lenta, evitando que este se bloqueie (CPFL, 2006). Ou seja, a curva temporizada do religador funciona como proteção de retaguarda.

Esta coordenação acontece para uma determinada faixa de corrente, chamado intervalo de coordenação. O ponto mínimo é obtido pela interseção do tempo máximo de fusão do elo com a curva lenta do religador. Já o ponto máximo é obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K apropriado (ELETROBRAS, 1982). O fator K é um fator de segurança para prevenir contra alterações térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos sucessivos dos elos fusíveis, devido

aos religamentos advindos do ciclo de operações do religador. Desta forma, o fator K depende do número de operações na curva rápida e do intervalo de religamento do religador (CEMIG, 2002). Os valores normalmente utilizados para K são mostrados na Tabela 3.2 (CEPEL, 2006), sendo que geralmente são utilizados valores médios.

Tabela 3.2 – Valores de K Associados às Operações Rápidas do Religador (CEPEL, 2006).

| Tempo de Religamento (Ciclos) | Uma Operação Rápida |       | Duas Operações Rápidas |       |
|-------------------------------|---------------------|-------|------------------------|-------|
|                               | Máximo              | Média | Máximo                 | Média |
| 25 – 30                       | 1,3                 | 1,2   | 2,0                    | 1,8   |
| 60                            | 1,3                 | 1,2   | 1,5                    | 1,35  |
| 90                            | 1,3                 | 1,2   | 1,5                    | 1,35  |
| 120                           | 1,3                 | 1,2   | 1,5                    | 1,35  |

Quando o fator K não for conhecido, o ponto máximo será a interseção da curva mínima de fusão do elo multiplicada por 0,75, com a curva rápida do religador multiplicada pelo número de operações rápidas ajustadas no religador. Já o ponto mínimo será a interseção da curva lenta do religador com a curva de tempo máxima de interrupção do elo. Caso esta interseção não ocorra, o ponto mínimo será a corrente de *pick up* do religador (CEPEL, 2006) e (ELETROBRAS, 1992).

Na Figura 3.12 (GODINHO, 2010), é mostrado um exemplo da coordenação entre religador – fusível, com o fator K conhecido.

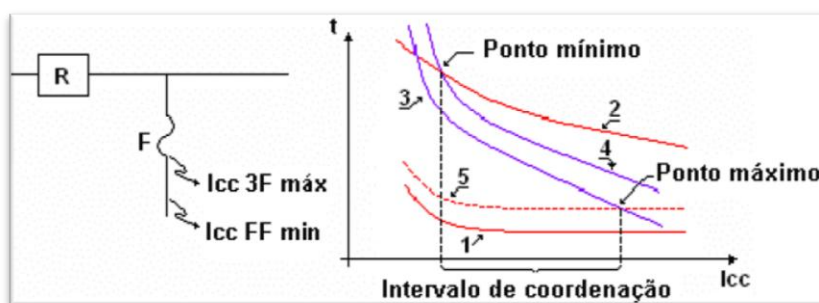


Figura 3.12 - Coordenação Religador - Fusível.

Onde:

- 1-Curva de operação rápida do religador;
- 2- Curva de operação lenta do religador;
- 3-Curva de tempo mínimo do elo;
- 4- Curva de tempo total de interrupção do elo;
- 5-Curva de operação rápida do religador multiplicada pelo fator K.



O intervalo de tempo observado na Figura 3.12 entre a curva lenta do religador e a curva de tempo total de interrupção do elo fusível deve ser de no mínimo 0,2 segundos, sendo que nos pontos extremos (pontos mínimos e máximos) isso não ocorre (GUIGUER, 1988). Pela análise da Figura 3.12, no intervalo entre o ponto mínimo e máximo haverá coordenação. Para correntes menores que o ponto mínimo, não haverá nem coordenação e nem seletividade. Para correntes maiores que o ponto máximo, haverá apenas seletividade.

A verificação da coordenação deve ser feita levando-se em consideração tanto as faltas entre fases quanto as faltas fase-terra. Para faltas entre fases, consideram-se as curvas de fase do religador, sendo que para faltas fase-terra, considera-se tanto as curvas de fase como as curvas de terra. Quando não se conseguir coordenação para toda faixa de corrente, deve-se buscar pelo menos a coordenação para o defeito fase-terra mínimo.

### **3.5.2.2 Seletividade Religador – Fusível**

Nas situações que se desejar obter seletividade entre religador-fusível deve-se deixar o religador operando apenas pela curva lenta e, para este caso, pode-se ter mais de três fusíveis em série com o religador (ALBINI, 2003).

Há seletividade caso não exista interseção da curva de atuação total do elo com a curva lenta do religador, com esta última com tempos maiores de atuação que a primeira.

Como já mencionado na seção anterior, existem valores de corrente de defeito que levam a perda de seletividade ou até mesmo uma descoordenação entre os dispositivos de proteção. Cabe ao responsável pelo estudo se atentar para os valores máximos e mínimos de corrente obtidos do intervalo de coordenação entre o religador e o fusível.

### **3.5.2.3 Seletividade Fusível - Religador**

Esse tipo de configuração, por vezes existente em subestações rurais, onde normalmente o fusível encarrega-se pela proteção primária de um transformador abaixador. Pela diferença existente entre os níveis de tensão torna-se necessário “rebater” a curva de atuação do elo para o nível de tensão do secundário, antes de analisar os critérios de seletividade. Em outras palavras, as curvas dos elementos de proteção primária e secundária do transformador devem ser plotadas na mesma tensão base (tensão secundária ou primária do transformador).

Para este tipo de configuração, o intervalo de seletividade é formado pelo ponto mínimo, que é a corrente mínima de atuação do elo, e o ponto máximo, que é obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva lenta do religador, multiplicada por um fator  $K1$  apropriado. O fator  $K1$  é um fator de segurança para prevenir contra os efeitos

acumulativos de calor produzido no elo fusível pelas sucessivas operações de religamento a jusante. Os valores normalmente utilizados para K1 são mostrados na Tabela 3.3 (GUIGER, 1988).

Tabela 3.3 – Valores de K1 para a Combinação Fusível – Religador (GUIGER, 1988).

| Tempo de Religamento (Ciclos) | Sequência de Operação |                   |          |
|-------------------------------|-----------------------|-------------------|----------|
|                               | 2 Rápidas/2 Lentas    | 1 Rápida/3 Lentas | 4 Lentas |
| 25                            | 2,7                   | 3,2               | 3,7      |
| 30                            | 2,6                   | 3,1               | 3,5      |
| 60                            | 2,1                   | 2,5               | 2,7      |
| 90                            | 1,85                  | 2,1               | 2,2      |
| 120                           | 1,7                   | 1,8               | 1,9      |
| 240                           | 1,4                   | 1,4               | 1,45     |
| 600                           | 1,35                  | 1,35              | 1,35     |

Quando o fator K1 não for conhecido, o ponto máximo será a interseção da curva mínima de fusão do elo multiplicada por 0,75 com a curva lenta do religador multiplicada pelo número de operações lentas do dispositivo e somada ao tempo total de operações rápidas do religador (ELETROBRAS, 1982).

Na Figura 3.13, é mostrado um exemplo do intervalo de seletividade (entre as linhas tracejadas) da combinação fusível – religador, com o fator K1 conhecido.

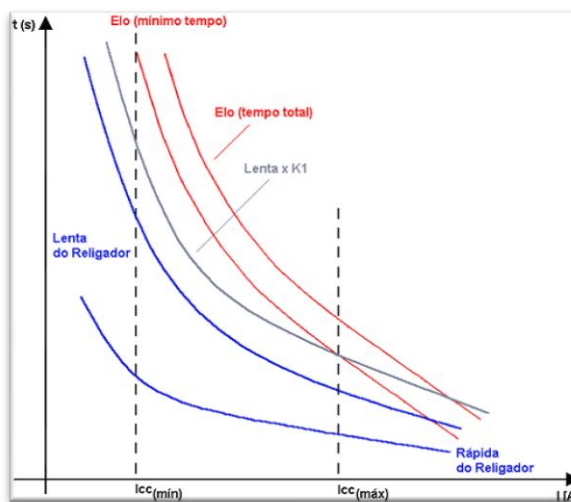


Figura 3.13 - Seletividade Fusível - Religador.

O intervalo de tempo observado na Figura 3.13, entre a curva lenta do religador multiplicada por K1 e a curva de tempo mínima de interrupção do elo fusível deve ser de no mínimo 0,2 segundos.

### 3.5.3 Coordenação e Seletividade Religador – Religador

Quando há dois ou mais religadores instalados em série, poderá haver coordenação ou seletividade.

Haverá coordenação, quando dois religadores operarem juntos na curva rápida, para um mesmo defeito, mas não na curva lenta.

Uma situação em que ocorre a presença de dois religadores em série é quando se tem um instalado na saída da subestação, e o outro instalado ao longo da rede de distribuição.

Haverá seletividade se o religador protegido (o mais próximo da SE) estiver com a sequência de coordenação ativada, quando então o religador protetor fará a sua sequência de operação, que será acompanhada pelo religador protegido (SILVA, 2005).

Quando se deseja seletividade, a corrente mínima de defeito deve ser analisada, para que o religador protegido nunca opere na curva lenta para qualquer defeito na zona de proteção dos religadores. Ou seja, se este não opera para o valor de corrente mínimo, a seletividade está garantida. Vale ressaltar que operações simultâneas pela curva rápida dos religadores são admissíveis (CEMIG, 1994).

Para religadores com bobina série, os critérios de verificação da seletividade entre as curvas rápidas ou lentas são baseados na suposição que dois religadores em série com curvas tempo-corrente separadas em menos de 0,033 segundos (2 ciclos) operam sempre simultaneamente; se separados entre 0,033 segundos (2 ciclos) e 0,2 segundos (12 ciclos) podem operar simultaneamente; e se separados em mais de 0,2 segundos (12 ciclos) não operam simultaneamente (GUIGER, 1988). Com base nisso, para que se tenha seletividade entre dois religadores instalados em série, é necessário que o intervalo de atuação entre as curvas lentas dos religadores seja no mínimo 0,2 segundos para a faixa de corrente de defeito comum aos dois religadores (CEMIG, 1994).

Na Figura 3.14 (PEREIRA, 2007), é mostrado um exemplo de dois religadores operando de maneira seletiva.

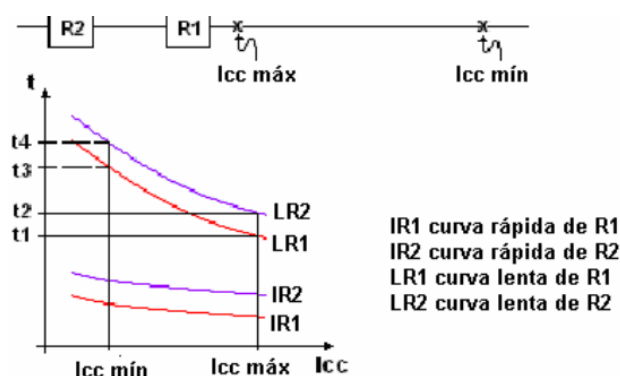


Figura 3.14 - Seletividade Religador - Religador.

Vale ressaltar que o ajuste de *pick up* do religador protetor deve ser igual ou menor que o religador protegido. Existem situações em que, devido às condições peculiares do sistema, não é possível atender o intervalo de 0,2 segundos entre as curvas lentas. Nesses casos, o número total de operações do religador protegido deve ser maior que o número total de operações do religador protetor (BANDEIRANTE, 1987).

Por fim, são mostrados alguns critérios que auxiliam na seletividade entre religadores, (ELETROBRAS, 1982):

- Coordenar as unidades pela seleção adequada dos níveis de disparo mínimo das curvas tempo-corrente;
- Escolher os intervalos de religamento de modo que o religador protegido esteja fechado ou programado para fechar no instante de fechamento do religador protetor;
- Escolher os intervalos de rearme de modo que cada religador possa cumprir a sua sequência pré-determinada de operações para todas as condições de falta;
- Ajustar a corrente mínima de disparo do religador protegido, preferencialmente, maior que a do religador protetor, de modo que o religador protetor opere antes do religador protegido;
- Os intervalos de rearme devem ser coordenados com a sequência de operação de cada religador, de modo a impedir o rearme durante a sequência de operações com corrente próxima do valor de disparo mínimo.

### **3.5.4 Coordenação e Seletividade Relé – Fusível**

#### **3.5.4.1 Coordenação Relé - Fusível**

No modelo coordenado, como já dito antes, é obrigatória a presença de religamentos automáticos. Por isso, o relé de religamento deve estar empregado junto ao disjuntor, com a unidade instantânea bloqueada após o primeiro religamento.

A sequência de operações é similar a coordenação religador – fusível. Na presença de um defeito na zona de proteção mútua dos dois dispositivos, o disjuntor opera comandado pela unidade instantânea antes da fusão do elo. Em seguida, o disjuntor realiza os religamentos, acionado pelo relé de religamento e ocorre o bloqueio da unidade instantânea do relé de sobrecorrente. Se a falta for transitória, o sistema continua sua operação normal, sem o desligamento de nenhum trecho. Porém, se a falta for permanente, ocorre a fusão do

elo, já que as curvas lentas do relé devem ter tempos de atuação superiores ao do elo fusível (GUIGUER, 1988).

Para este tipo de coordenação, também é importante delimitar o intervalo de coordenação, onde o limite máximo é o maior valor de corrente de defeito, em que o tempo de operação do relé mais o tempo de abertura do disjuntor é menor que o tempo mínimo de fusão do elo. Já o limite mínimo é o menor valor de corrente de curto-circuito em que o tempo máximo de fusão do elo é menor que o tempo de atuação da curva lenta do relé (BANDEIRANTE, 1987).

Como em outras situações, a coordenação é assegurada quando a curva temporizada do relé estiver no mínimo 0,2 segundos acima da curva de tempo total de fusão do elo fusível em toda faixa de coordenação, (GUIGUER 1988).

#### **3.5.4.2 Seletividade Relé - Fusível**

Quando se deseja o sistema seletivo, para essa configuração, são válidos os mesmos limites estabelecidos anteriormente, porém na presença de um defeito na zona mútua de proteção dos dispositivos, o elo deve se fundir antes do disjuntor abrir (ELETROBRAS, 1982).

Nesta configuração, o ajuste da unidade instantânea deve ser maior que o valor de corrente obtido no limite mínimo e menor que o limite máximo. Assim, para valores de correntes de falta compreendidos entre o limite mínimo e o valor ajustado da unidade instantânea, é possível obter seletividade entre o fusível e a unidade temporizada do relé de fase (BANDEIRANTE, 1987).

#### **3.5.5 Seletividade Relé – Religador**

Quando se tem um religador instalado dentro da zona de proteção da unidade temporizada do relé, como mostrado na Figura 3.15 (LEDESMA, 2012) o religador deve completar seu ciclo de operação antes que o relé possa atuar.

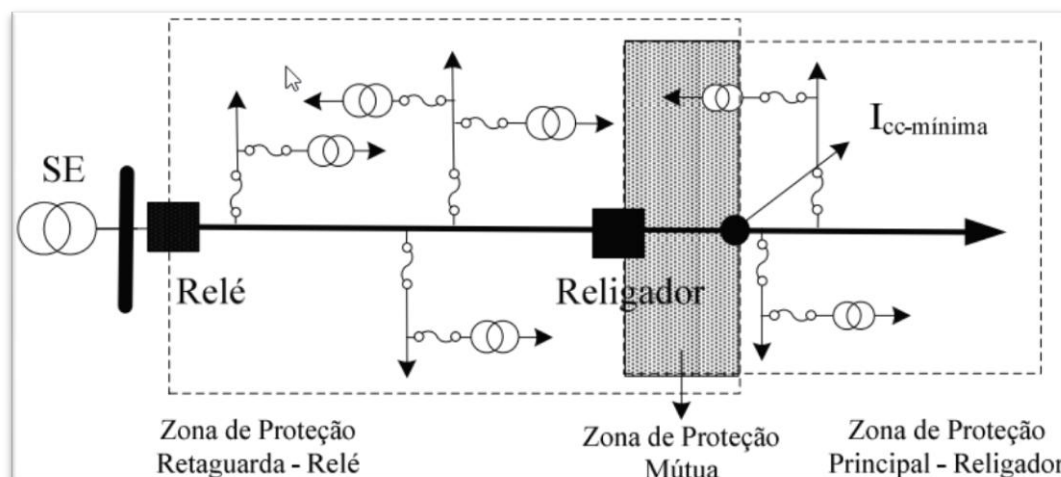


Figura 3.15 - Sistema de Distribuição Típico com a Presença de Relé e Religador (LEDESMA, 2012).

Para que ocorra a seletividade entre os dois dispositivos, o tempo de operação do religador deve ser menor que o tempo de atuação dos relés nas unidades temporizadas. A corrente de *pick up* do religador tem de ser menor ou igual à corrente de *pick up* do relé. Nas curvas de atuação tempo x corrente, a curva do religador deve ficar abaixo da curva do relé em toda faixa de corrente de defeito, na zona de proteção mútua dos dispositivos (BANDEIRANTE, 1987).

Para a função instantânea, o relé tem de ter este valor implementado acima do maior valor de curto circuito protegido pelo religador, para que não haja abertura simultânea dos dois dispositivos.

A seletividade fica garantida quando as curvas de atuação de fase e neutro do relé estiverem afastadas de no mínimo 0,2 segundos das respectivas curvas do religador (GUIGUER, 1988).

Quando se tem relés eletromecânicos, deve-se considerar o avanço e recuo do disco de indução do relé, durante as operações do religador (CPFL, 2006).

### 3.5.6 Seletividade Relé – Relé

Na presença de dois relés em cascata, existe um intervalo de tempo adequado para se obter seletividade, denominado margem de atuação ou intervalo de seletividade, conforme mostrado na Figura 3.16 (PEREIRA, 2007).



Figura 3.16 - Margem de Atuação: Relé – Relé (PEREIRA, 2007).

Caso essa margem de tempo não seja respeitada, poderá acontecer a atuação simultânea de mais de um relé, o que não é desejável, já que haverá consumidores sendo desligados desnecessariamente. O intervalo de seletividade depende de alguns fatores, como o tempo de interrupção do disjuntor, o erro do tempo de atuação dos relés envolvidos, o tempo de desenergização do relé (*overshoot*) e o erro dos TCs (GUIGER, 1988).

Atualmente, devido ao desenvolvimento dos equipamentos, a margem de atuação utilizada é de 0,3 segundos entre as curvas, ou até mesmo 0,25 segundos, devido ao surgimento dos relés microprocessados. Vale ressaltar que quando não se leva em conta as características construtivas, se utiliza o valor de 0,4 segundos para a margem de atuação, normalmente aplicada para relés eletromecânicos.

Por fim, com o ajuste do *pick up* do relé protetor menor que o ajuste do *pick up* do relé protegido, se garante a seletividade entre os dispositivos.

### 3.5.7 Coordenação Religador - Seccionizador

Quando se tem um seccionizador instalado dentro da zona de proteção do religador, como mostrado na Figura 3.17, tem-se a coordenação religador – seccionizador.

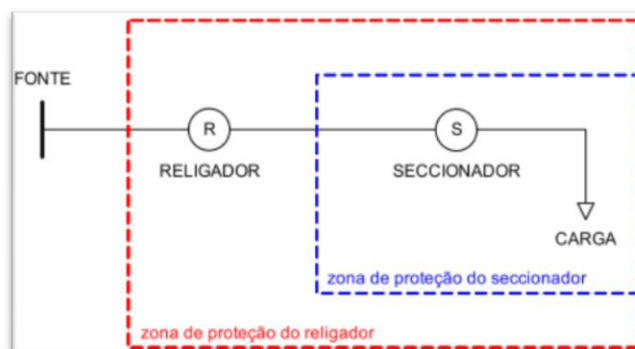


Figura 3.17 - Zona de Proteção Mútua: Religador - Seccionizador.

As condições necessárias para a coordenação entre o religador e o seccionizador são (CEMIG, 2002):

- A corrente mínima de curto circuito na zona de atuação do seccionizador deve ser maior que a corrente mínima de acionamento do seccionizador;
- O religador deve ser capaz de sentir a corrente mínima de falta na zona de atuação do seccionizador;
- A corrente mínima de atuação do seccionizador hidráulico é 160% do valor de sua bobina série. Quando eletrônico, a corrente mínima de disparo é 100% de seu resistor de sensor de fase. A corrente de disparo do seccionizador deve ser 80% da corrente de *pick-up* do religador, tanto para a fase como para a terra;
- Os seccionizadores que não estejam equipados com sensor de faltas para terra podem ser coordenados com a corrente mínima de disparo de terra do religador ou o equipamento de proteção da retaguarda. Neste caso, é necessário observar que existe a possibilidade de operações impróprias quando existir correntes de inrush;
- Os seccionizadores trifásicos são aplicados para coordenar somente com equipamentos de retaguarda que abrem simultaneamente as três fases. A abertura não simultânea do equipamento de retaguarda pode ocasionar a interrupção de uma corrente de falta pelo seccionizador, o que é uma operação imprópria para o equipamento;
- É necessário que o tempo de memória do seccionizador seja superior ao tempo total acumulado do religador;
- O resistor do sensor terra do seccionizador deverá ter um valor imediatamente inferior ao sensor residual de correntes de terra do equipamento de retaguarda;
- Em qualquer caso o seccionizador deverá ser preparado para operar considerando uma operação a menos que o religador.

### **3.5.8 Coordenação Religador – Seccionizador – Elo Fusível**

Nesta situação, têm-se os três elementos em série, considerando o fusível e o seccionizador coordenados com o religador (ELETROBRÁS, 1982), conforme pode ser mostrado na Figura 3.18.



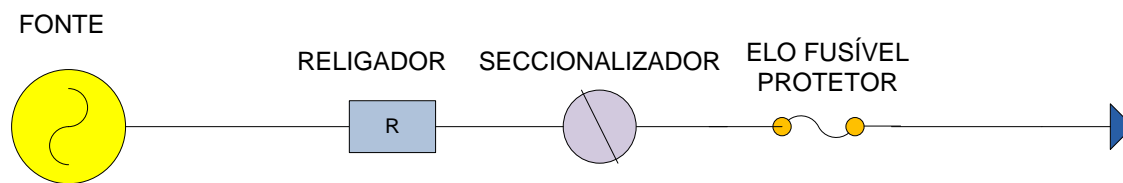


Figura 3.18 - Religador - Seccionalizador - Elo Fusível.

Uma falta permanente a jusante do elo fusível deve ser isolada pelo mesmo antes que o seccionalizador conte todas suas operações para atuação no circuito.

Caso o seccionalizador não esteja equipado com os acessórios vistos anteriormente nas seções 3.3.5.1 e 3.3.5.2 (restritor de tensão e restritor de corrente), recomenda-se que o religador seja ajustado para uma operação rápida seguida de três lentas. Isso é justificável já que, na presença de uma falta permanente, com o ajuste de duas rápidas e duas lentas, o fusível não isolará o circuito durante as duas operações rápidas do religador. Com isso, poderá haver atuação simultânea e indevida do fusível e do seccionalizador, com perda de seletividade (ELETROBRÁS, 1982).

Há ainda uma probabilidade de ocorrer coordenação, pois se observa que a queima de elos em função do número de operações lentas é a seguinte (GIGUER, 1988):

- 85% dos elos queimam na 1ª operação lenta;
- 10% dos elos queimam na 2ª operação lenta;
- 5% dos elos queimam na 3ª operação lenta.

Como dito, o uso do restritor de tensão aumenta a probabilidade de coordenação entre o seccionalizador e o fusível para duas operações na curva rápida e duas na curva lenta. Entretanto, o tempo de fusão do elo e o tempo de operação do religador na curva temporizada têm relação direta na seletividade. Nesse sentido, não é muito recomendável esse ajuste (ELETROBRÁS, 1982).

É conveniente também que se diga que 90% das faltas são extintas pelas duas operações rápidas, 5% na terceira operação temporizada e 5% pela quarta operação temporizada (GIGUER, 1988).

### 3.6 Considerações Finais

O capítulo apresentado trouxe uma abordagem geral sobre a proteção de sistemas aéreos de distribuição.

Primeiramente, foram mostrados os principais equipamentos utilizados, com destaque para algumas tecnologias recentes. Ainda nesta seção foi apresentada uma especificação básica de cada equipamento.

No tópico sobre as filosofias de proteção coordenada e seletiva, foram apresentados os seus conceitos básicos, e como os diferentes dispositivos trabalham conjuntamente em suas diversas combinações, atentando-se para as principais situações que podem ocorrer no sistema aéreo de distribuição.

## **4. PROPOSTAS DE METODOLOGIAS PARA ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA FILOSOFIA DE PROTEÇÃO NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

### **4.1 Considerações Iniciais**

Neste capítulo, são propostas duas metodologias para responder a seguinte pergunta: como avaliar qual o melhor esquema de proteção para o sistema elétrico, levando-se em consideração a qualidade da energia elétrica suprida em determinada barra de interesse?

Ambas as metodologias irão utilizar os conceitos apresentados nos capítulos 2 e 3. A primeira utiliza o método de simulação de Monte Carlo para realizar o cálculo estocástico de VTCDs e posteriormente calcular os indicadores de continuidade e VTCDs considerando as diferentes filosofias de proteção aplicadas. Já a segunda consiste em um método alternativo, onde com o conhecimento de poucas informações iniciais e a aplicação de equações algébricas, obtêm-se o valor médio para cada um dos indicadores já citados.

### **4.2 Premissas Utilizadas para Contabilização de Eventos**

Para ambas as propostas de metodologias que serão apresentadas, é importante deixar claro as premissas que foram utilizadas para o registro dos eventos, visto que impactam diretamente na análise de resultados, que será feita posteriormente. Estas premissas são enumeradas e explicadas a seguir:

- 1) Não é utilizado o procedimento da agregação temporal para contabilização dos eventos (elevações de tensão, afundamentos de tensão e interrupções de curta duração). Quando se utiliza tal procedimento, perde-se o sentido da análise do impacto de eventos sucessivos no sistema elétrico, já que tais eventos são representados como sendo um só, em determinado intervalo de tempo. Como exemplo, para um caso hipotético, na Figura 4.1 são computadas 4 elevações de tensão, na Figura 4.2 são computadas 3 interrupções de curta duração e na Figura 4.3 são contabilizados 4 afundamentos de tensão.

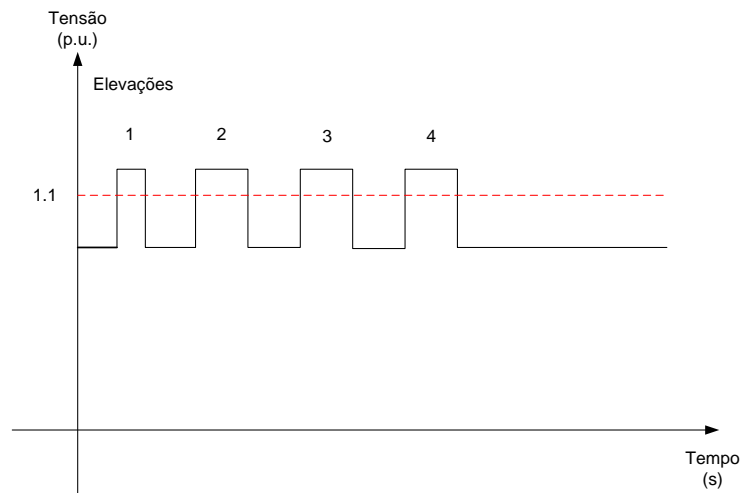


Figura 4.1 - Contabilização de Elevações de Tensão.

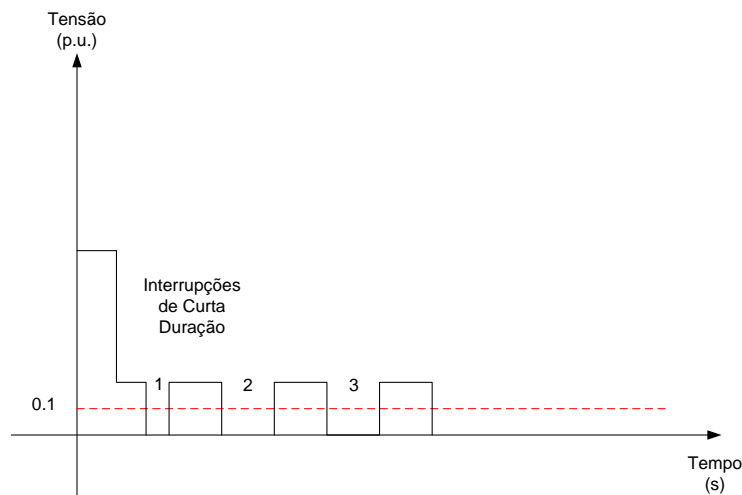


Figura 4.2 - Contabilização de Interrupções de Curta Duração.

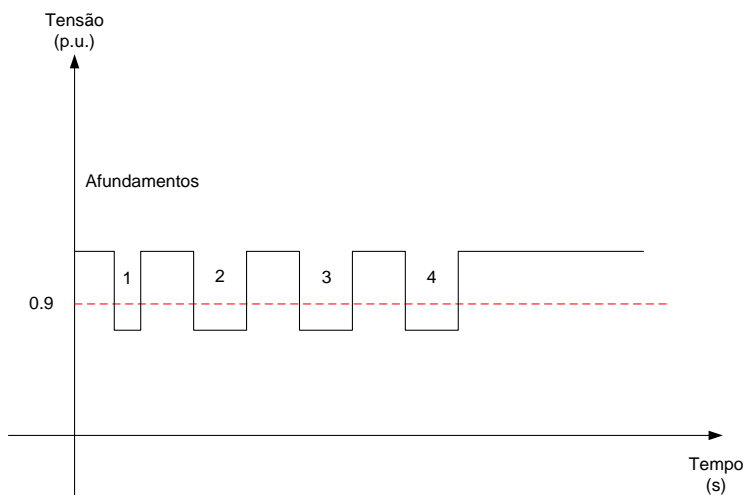


Figura 4.3 - Contabilização de Afundamentos de Tensão.

- 2) Afundamentos de tensão seguidos de interrupções são contabilizados como sendo interrupções, já que é o evento mais severo. A Figura 4.4 mostra um exemplo dessa situação, onde se contabiliza 3 eventos.

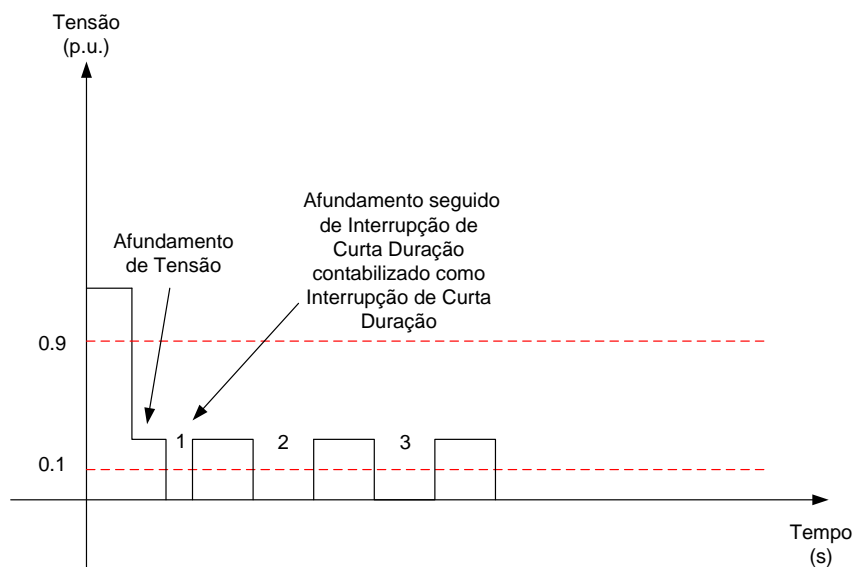


Figura 4.4 - Contabilização do Afundamento seguido de Interrupção.

- 3) Elevações seguidas de interrupções de curta duração são contabilizadas separadamente, (PRODIST, 2017) e (ONS, 2008), ao contrário dos afundamentos de tensão, como visto anteriormente. A Figura 4.5 exemplifica esta situação.

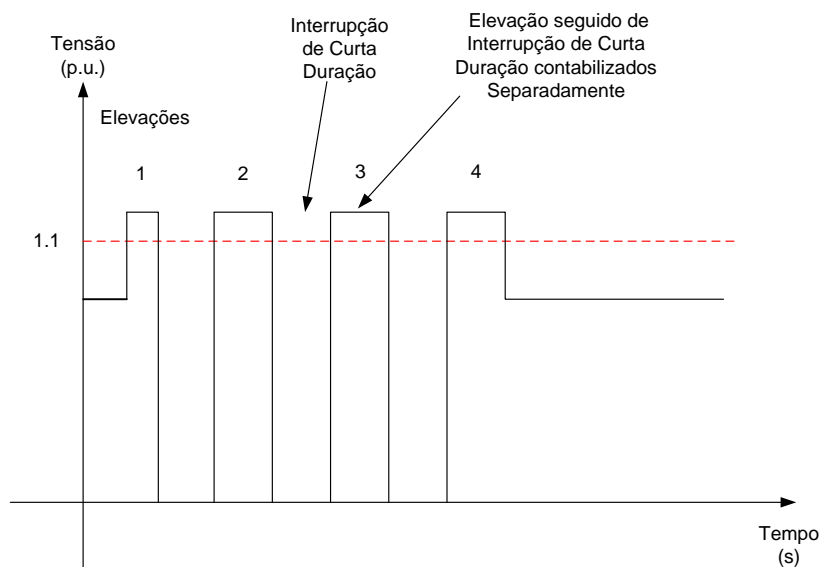


Figura 4.5 - Contabilização de Elevações seguidas de Interrupções.

- 4) São consideradas faltas permanentes e transitórias, sendo que os defeitos transitórios podem ser eliminados no 1º, 2º ou 3º religamento, cada qual com uma probabilidade de sucesso associada.
- 5) Quando o religador é configurado para trabalhar no esquema de proteção totalmente seletivo, não há religamentos no sistema, já que o equipamento é ajustado para apenas uma abertura na curva lenta.
- 6) No esquema coordenado, quando há a atuação do fusível, após as atuações na curva rápida do religador, alguns pontos de monitoramento à montante do fusível registram

em sequência cronológica um afundamento, uma interrupção temporária, e outro afundamento de tensão durante o tempo de queima do fusível. De acordo com a metodologia proposta, é contabilizada apenas uma interrupção de curta duração, já que é o evento mais severo. A Figura 4.6 exemplifica esta situação.

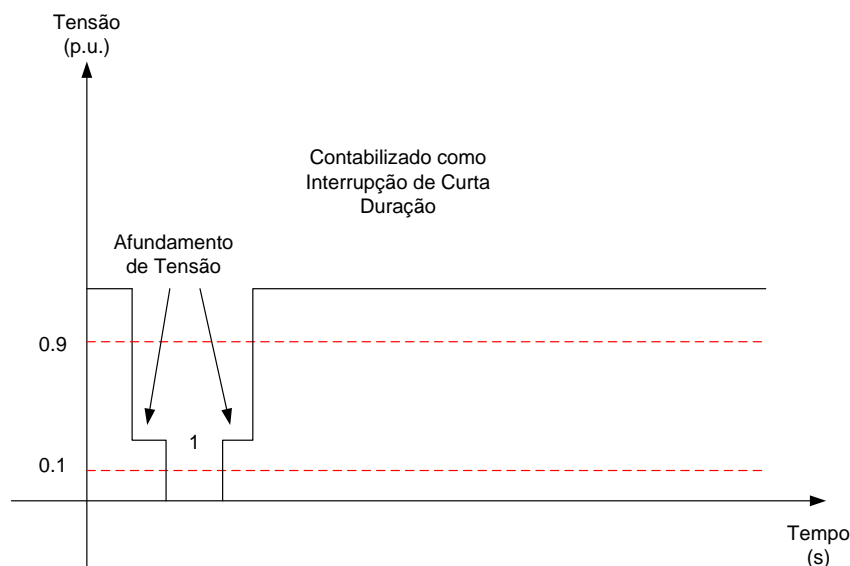


Figura 4.6 - Sequência de Eventos: Afundamento, Interrupção Temporária e Afundamento - Contabilização de Interrupção Temporária.

- 7) Afundamentos são contabilizados quando a tensão registrada for menor que 0,9 p.u., inclusive quando os valores registrados são menores que 0,1 p.u. Interrupções de curta ou longa duração são contabilizadas somente quando há a abertura física do dispositivo de proteção.
- 8) Elevações são consideradas como violações de tensão acima de 1,10 p.u..
- 9) A agregação de fases é feita pelo critério da união de fases.
- 10) As VTCDs são eventos com duração inferiores a 3 minutos e as interrupções permanentes com duração igual ou superior a 3 minutos (PRODIST, 2017).
- 11) As faltas são aplicadas no sistema de acordo com o método de Monte Carlo, descrito no Capítulo 4.
- 12) Não são aplicadas faltas simultâneas no sistema elétrico.
- 13) Elevações e afundamentos de tensão são sempre contabilizados separadamente.

### 4.3 Simulação de Faltas em Sistemas Elétricos

Como já dito anteriormente, uma falta no sistema elétrico, dependendo de sua localização, do sistema de proteção, da resistência de falta e do tipo de falta, pode causar

diversos distúrbios de qualidade da energia elétrica, dentre eles: afundamentos de tensão, elevações de tensão, interrupções de curta ou longa duração.

As faltas podem ser aplicadas deterministicamente no sistema elétrico, ou seja, os pontos de falta são previamente definidos e os defeitos são aplicados em cada ponto de acordo com o interesse do estudo em questão. Entretanto, para se aproximar mais da realidade, outros métodos de simulação foram criados, se destacando o método da distância crítica e o método das posições de falta (também conhecido como curto-circuito deslizante ou enumeração de estados). Buscando se aproximar ainda mais do sistema real, onde a localização da falta é uma das variáveis aleatórias, foi criado o método de simulação de faltas utilizando Monte Carlo (BOLLEN, 2000).

Cada método possui sua vantagem. Por exemplo, o método da distância crítica é apropriado para sistemas radiais, com aplicações mais simples. Já o método das posições de falta é indicado para sistemas de grande porte, sejam radiais ou malhados.

Os métodos citados no parágrafo anterior não fornecem resultados com variabilidade, e por isso, se forem comparados com medições reais podem ser encontradas divergências. Um sistema real possui diversas variáveis complexas, que possuem grande impacto nas simulações. Diante disso, funções de distribuição de probabilidade adequadas podem ser utilizadas para a representação destas variáveis, criando cenários que levam em conta as incertezas presentes no sistema real, em um longo prazo de análise. Dessa maneira, o método de Monte Carlo se torna o mais atraente para a simulação de faltas em um sistema elétrico de interesse (OLIVEIRA, 2008) e (HONORATO, 2014).

O método de Monte Carlo é um processo de geração de números aleatórios a partir de uma dada função de distribuição de probabilidades. Ou seja, pode-se representar um grande número de características de qualquer sistema real e obter resultados adequados, desde que o sistema esteja representado de maneira correta. No método de Monte Carlo realiza-se uma grande quantidade de sorteios das variáveis aleatórias, que podem ser, por exemplo: posição de falta, ponto de falta, tipo de falta e resistência de falta. No processo, sempre haverá um erro associado, já que o método resulta em soluções aproximadas. Entretanto, quanto maior for o horizonte de simulações, menor será o erro observado nos resultados. Ao final de toda simulação, pode-se obter as diversas estatísticas desejadas como a média e desvio padrão dos indicadores. Vale dizer que a variabilidade dos indicadores (desvio padrão) não pode ser obtida através dos outros métodos de simulação de faltas.

Por fim, em 2008, Amasifen propôs um procedimento de simulação onde os métodos de Monte Carlo e Enumeração de Estados foram aplicados, simultaneamente, na simulação de

faltas em sistemas de distribuição. No método de Monte Carlo, os valores das variáveis são obtidos de maneira aleatória. No método de enumeração dos estados, a seleção de variáveis é feita de maneira determinística, dividindo os valores das variáveis em faixas definidas na obtenção do conjunto de combinações (HONORATO, 2014). Assim, na metodologia híbrida, são mescladas as vantagens dos dois métodos, já que durante a seleção algumas das variáveis envolvidas são selecionadas de forma aleatória e outras de forma determinística.

A fim de se aproximar o máximo da realidade, a proposta feita neste trabalho utilizará o método de Monte Carlo para a simulação de faltas, aplicando os resultados encontrados na contabilização de indicadores de qualidade da energia elétrica, em um sistema elétrico com diferentes filosofias de proteção. Toda simulação será realizada em um *software* de cálculo de curto-circuito consolidado no sistema elétrico (Aspen DistriView), (ASPEN, 2013), que será detalhado mais a frente.

#### 4.3.1.1 Metodologia Utilizada para Simulação de Faltas

A metodologia usada para a simulação de faltas neste trabalho se baseia no trabalho de pesquisa de (HONORATO, 2014), voltada para análise de VTCDs em sistemas de distribuição. Como o interesse aqui é também analisar eventos de continuidade (interrupções de curta e longa duração), além de VTCDs, algumas modificações foram feitas:

- 1) Busca pela área de vulnerabilidade das barras monitoradas: Como o interesse não é apenas em VTCDs, não tem sentido o cálculo desta área, já que para a análise de interrupções de curta e longa duração, este conceito não se aplica. Isto ocorre pelo fato de que em um ponto de aplicação de falta que não afetará determinada barra monitorada, do ponto de vista de VTCDs, haverá atuação do dispositivo de proteção associado ao trecho e contabilização de interrupções de fornecimento de energia. O conceito de área de vulnerabilidade será utilizado somente no segundo método (algébrico), tratado mais a frente.
- 2) Supressão de trechos para simulação: Não será feita esta supressão, pelo motivo já abordado (contabilização da área de vulnerabilidade). Devido a isso, toda a rede será simulada.

Para a execução das simulações dos eventos serão aplicadas as etapas estabelecidas no fluxograma mostrado na Figura 4.7.

Vale ressaltar que, para a realização de todo processo de sorteio de variáveis, e entrada de dados, foram criadas sub-rotinas no *software* MATLAB, onde foram organizados vetores com as características de faltas para cada ano de simulação. A partir destas informações, o



*software* de simulação realiza o cálculo de curto-circuito. Após esta etapa, e com as informações resultantes do processo de simulação, serão registrados os eventos utilizando uma das metodologias propostas. No Apêndice A, traz-se uma explicação detalhada de cada bloco do fluxograma.

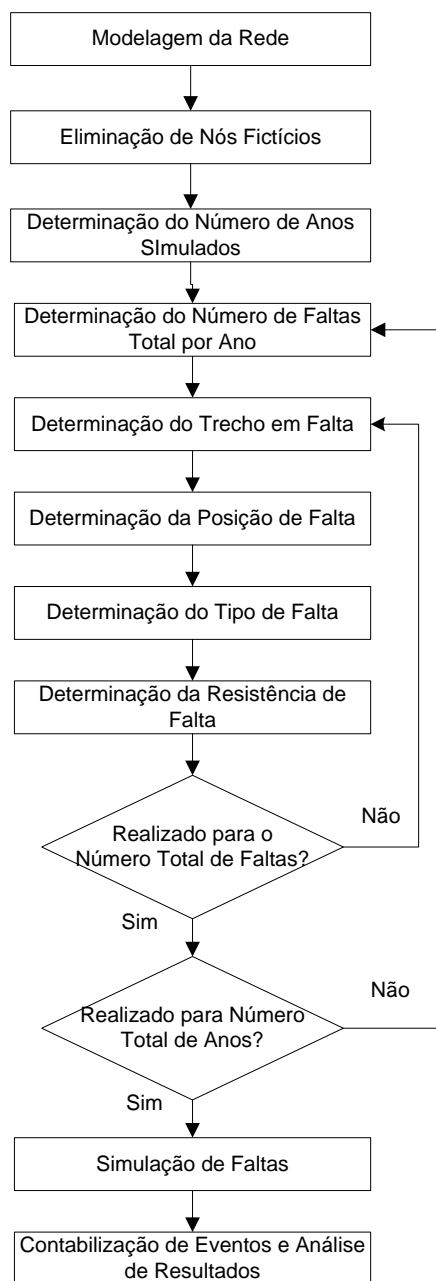


Figura 4.7 – Metodologia Sintetizada para Simulação de Faltas.

#### 4.4 Metodologia para Contabilização dos Eventos

Como já explicitado, propõe-se utilizar a simulação de Monte Carlo, para realizar o sorteio das faltas e suas variáveis de influência (resistência de falta, tipo de falta e

localização), alocando-se pontos de monitoração, previamente escolhidos, para análise de indicadores considerando as diferentes filosofias de proteção a serem avaliadas.

Com os pontos de monitoramento definidos, pode-se representar uma matriz  $4 \times f$ , onde as quatro linhas correspondem aos eventos que serão contabilizados (afundamentos, elevações e interrupções de curta e longa duração) e o número de colunas  $f$  é o número de filosofias de proteção escolhidas para a análise. Em cada ano de simulação, será aplicado  $NF$  número de faltas no sistema, que poderão resultar ou não nos eventos descritos na tabela. Vale ressaltar que a quantidade de faltas aplicadas por ano depende da taxa de falta adotada no processo de simulação, além do comprimento total da rede. Além disso, para cada barramento monitorado, será encontrado um padrão de eventos, ou seja, cada barra tem como resultado uma destas tabelas.

A Tabela 4.1 representa um exemplo da matriz gerada, para um barramento hipotético, considerando apenas um ano de simulação. Como exemplo de contabilização, tem-se de acordo com a equação (4.1), o número de eventos,  $NE$ , registrados, na célula destacada, para um ponto de monitoramento  $m$ . Esse número de eventos total é resultado de  $NF$  faltas no ponto de monitoramento de análise. Esse é o ponto de partida da análise.

$$NE_m = \sum_{i=1}^{NF} NE_{mi} \quad (4.1)$$

Onde:

$NE$ : Número de eventos registrados;

$NF$ : Número de faltas total aplicadas no sistema;

$f$ : Número de filosofias de proteção escolhidas para análise;

$m$ : Ponto de monitoramento em análise;

$i$ : faltas aplicadas no sistema.

Tabela 4.1 – Matriz de Contabilização dos Eventos Anual.

| Barramento Monitorado ( $m$ ) |              | $f$ - Filosofias de Proteção |   |     |     |
|-------------------------------|--------------|------------------------------|---|-----|-----|
|                               |              | 1                            | 2 | ... | $f$ |
| Eventos                       | Int. Longa   | $NE_1$                       |   |     |     |
|                               | Int. Curta   |                              |   |     |     |
|                               | Afundamentos |                              |   |     |     |
|                               | Elevações    |                              |   |     |     |

Como são simulados vários anos, para que o resultado se aproxime ao máximo da realidade a tabela anual deve ser somada tantas vezes quantas forem os anos simulados. Ao final, cada elemento da matriz é dividido pelo número de anos simulados, resultando em uma quantidade média de eventos sofridos em um dado ponto de monitoramento.

Seja  $NA$  o número de anos simulados, pode-se definir o número médio de eventos sofridos em um ponto de monitoramento,  $NE_{ms}$ , de acordo com a equação (4.2):

$$NE_{ms} = \frac{\sum_{i=1}^{NA} NE_{mi}}{NA} \quad (4.2)$$

Onde:

$NE_{ms}$ : Número médio de eventos registrados em um ponto de monitoramento;

$NE_{mi}$ : Número de eventos registrados no ponto de monitoramento  $m$  no ano de análise  $i$ ;

$NA$ : Número de anos total simulados na análise.

Para exemplificar a metodologia proposta, seja o sistema de distribuição representado pelo diagrama unifilar na Figura 4.8, que se trata do IEEE 34 barras (IEEE 34 BUS, 2015) com algumas modificações. Este sistema será mais explorado no capítulo de exemplos de aplicação. Os barramentos circulos são pontos de monitoramento aleatórios escolhidos para uma análise dos indicadores.

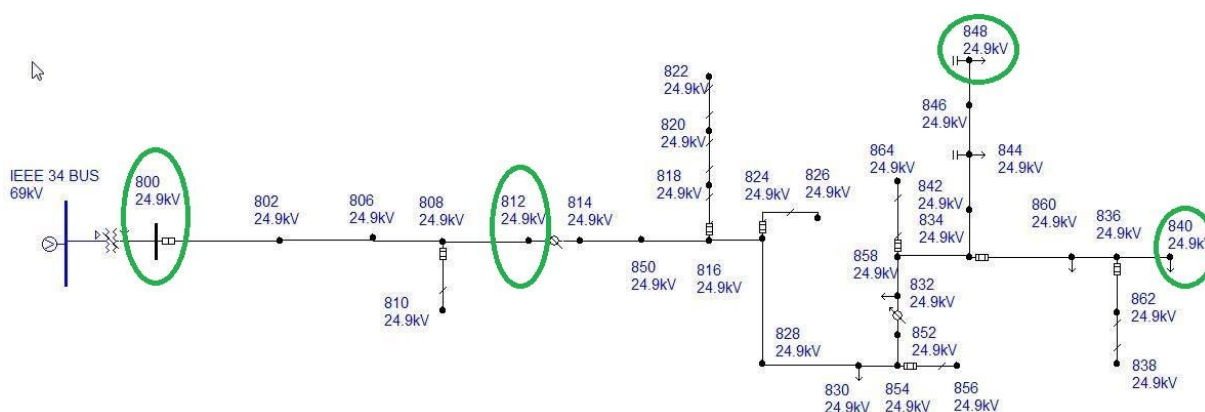


Figura 4.8 – Sistema de Distribuição – IEEE 34 Barras.

Na Tabela 4.2 pode-se observar, para diferentes filosofias de proteção, o número de eventos médio em cada célula para a barra 800. Por exemplo, para a condição hipotética mostrada, o barramento 800 teria, em média, 24,1 afundamentos contabilizados considerando a filosofia de proteção X. Já para a filosofia Y, esse número é 37,09.

Vale ressaltar que esse indicador por célula pode ser trabalhado de algumas maneiras distintas, como levando em consideração probabilidades de religamento, que serão vistas a frente.

Tabela 4.2 – Matriz de Contabilização dos Eventos Final - Exemplo.

| 800     |              | Filosofias de Proteção |      |      |       |
|---------|--------------|------------------------|------|------|-------|
|         |              | X                      | Y    | Z    | W     |
| Eventos | Int. Longa   | 0                      | 17,1 | 17,1 | 17,52 |
|         | Int. Curta   | 0                      | 0    | 0    | 0     |
|         | Afundamentos | 24,1                   | 37,0 | 38,9 | 34,6  |
|         | Elevações    | 0                      | 0    | 0    | 0     |

Toda esta análise de contabilização de eventos pode ser sintetizada no fluxograma mostrado na Figura 4.9.

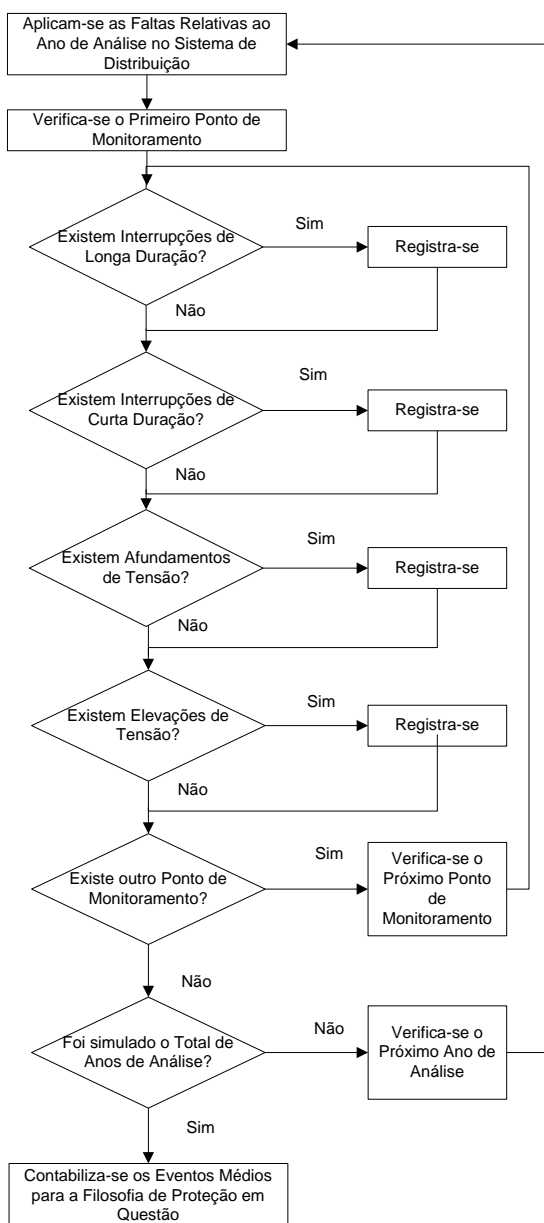


Figura 4.9 – Fluxograma para Contabilização dos Eventos.

Além da quantificação de eventos, conforme mostrado pode-se também analisar suas magnitudes e durações. A duração depende da atuação da proteção (ajuste e dispositivo de proteção associado) e a magnitude depende tanto das condições da falta como da localização do ponto de monitoramento. Portanto, para cada falta aplicada, em cada ano de análise obtêm-se o número de eventos contabilizados, e, além disso, as magnitudes e durações associadas.

Com as informações de magnitude e duração dos eventos, podem-se analisar seus impactos em uma determinada carga instalada pontos de interesse da rede de distribuição. Essa análise é feita a partir do gráfico VxD, onde V é a magnitude do evento em p.u. e D é a duração em segundos. Existirão eventos que cairão na região de sensibilidade da carga e outros que não, e assim podem-se contabilizar os eventos que poderão provocar o desligamento do processo produtivo associado.

A Figura 4.10 mostra a curva SEMI, com eventos hipotéticos plotados, onde observa-se que seis eventos estão abaixo da curva de sensibilidade, caracterizando seis desligamentos possíveis da carga do consumidor.

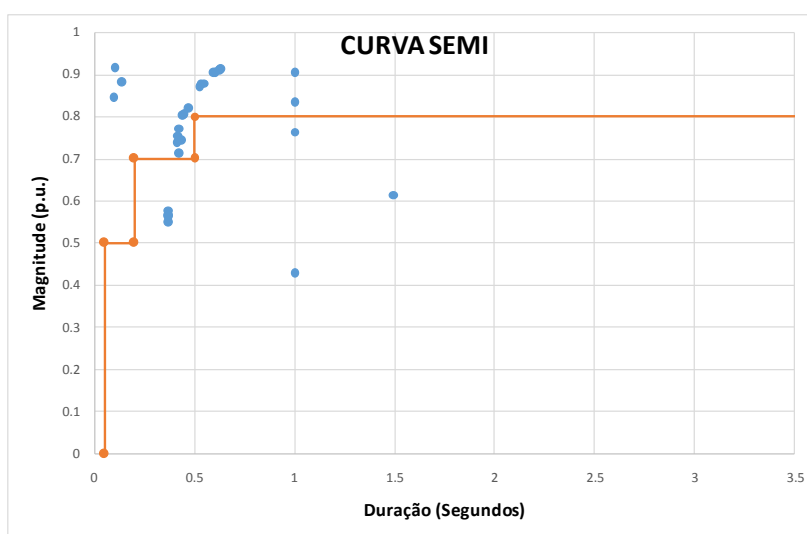


Figura 4.10 – Registro de Eventos em uma Curva SEMI.

## 4.5 Metodologia para Análise do Impacto da Filosofia de Proteção na Qualidade da Energia Elétrica

Para se comparar os diferentes ajustes de proteção é necessário quantificar os eventos nos pontos de monitoramento de interesse. Essa quantificação, sob a forma de indicadores, permite avaliar a influência da proteção na qualidade da energia elétrica, tendo em vista tanto o sistema elétrico de suprimento, como o consumidor, sendo que este último pode ser representado através de uma curva de sensibilidade do processo a ele associado.

## 4.5.1 Avaliação do Sistema

Primeiramente calcula-se o número inicial de eventos por ano, levando-se em consideração apenas um ano de simulação, por ponto de monitoramento. Posteriormente, pode-se calcular o indicador médio levando-se em consideração todos os anos de simulação. Estas equações são baseadas no trabalho de (GODINHO, 2010), e adaptadas para a simulação de Monte Carlo.

### 4.5.1.1 Indicadores Anuais por Ponto de Monitoramento

Este indicador, conforme equações (4.3) a (4.6), quantifica os eventos em cada ponto de monitoramento, devido a certo número de faltas aplicadas, em determinado ano de análise.

#### 1) Interrupções de Longa Duração

$$N_{ILm/ano} = \sum_{i=1}^{NF} IL_{mi} \quad (4.3)$$

#### 2) Interrupções de Curta Duração

$$N_{ICm/ano} = \sum_{i=1}^{NF} IC_{mi} \quad (4.4)$$

#### 3) Afundamentos de Tensão

$$N_{Am/ano} = \sum_{i=1}^{NF} A_{mi} \quad (4.5)$$

#### 4) Elevações de Tensão

$$N_{Em/ano} = \sum_{i=1}^{NF} E_{mi} \quad (4.6)$$

Onde:

$N_{ILm/ano}$ : Número de interrupções de longa duração contabilizadas no ponto de monitoramento  $m$ , em determinado ano de análise;

$N_{ICm/ano}$ : Número de interrupções de curta duração contabilizadas no ponto de monitoramento  $m$ , em determinado ano de análise;

$N_{Am/ano}$ : Número de afundamentos de tensão contabilizados no ponto de monitoramento  $m$ , em determinado ano de análise;

$N_{Em/ano}$ : Número de elevações de tensão contabilizadas no ponto de monitoramento  $m$ , em determinado ano de análise;

$IL_{mi}$ : Interrupções de longa duração registradas no ponto  $m$ , devido a uma falta  $i$ ;

$IC_{mi}$ : Interrupções de curta duração registradas no ponto  $m$ , devido a uma falta  $i$ ;

$A_{mi}$ : Afundamentos de tensão registrados no ponto  $m$ , devido a uma falta  $i$ ;

$E_{mi}$ : Elevações de tensão registradas no ponto  $m$ , devido a uma falta  $i$ ;

$NF$ : Número total de faltas aplicadas no ano;

$m$ : Ponto de monitoramento analisado.

#### 4.5.1.2 Indicadores Totais Médios por Ponto de Monitoramento

Com os indicadores calculados para cada ano de análise, podem-se obter os eventos médios levando-se em conta todos os anos de simulação, conforme equações (4.7) a (4.10).

##### 1) Interrupções de Longa Duração

$$N_{ILms} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{ILm/anoj}}{NA} \quad (4.7)$$

##### 2) Interrupções de Curta Duração

$$N_{ICms} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{ICm/anoj}}{NA} \quad (4.8)$$

##### 3) Afundamentos de Tensão

$$N_{Ams} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{Am/anoj}}{NA} \quad (4.9)$$

##### 4) Elevações de Tensão

$$N_{Ems} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{Em/anoj}}{NA} \quad (4.10)$$

Onde:

$N_{ILms}$ : Número médio de interrupções de longa duração contabilizadas no ponto de monitoramento  $m$ ;

$N_{ICms}$ : Número médio de interrupções de curta duração contabilizadas no ponto de monitoramento  $m$ ;

$N_{Ams}$ : Número médio de afundamentos de tensão contabilizados no ponto de monitoramento  $m$ ;

$N_{Ems}$ : Número médio de elevações de tensão contabilizadas no ponto de monitoramento  $m$ ;

$NA$ : Número total de anos simulados.

## 4.5.2 Avaliação do Consumidor

A avaliação de processos críticos é bastante complexa, visto que cada consumidor apresenta uma determinada sensibilidade frente aos diferentes eventos de qualidade do produto.

Conforme já apresentado, de posse das magnitudes e durações dos eventos e também, da sensibilidade da carga, pode-se avaliar quais deles são prejudiciais ou não ao processo produtivo (CARVALHO FILHO, 2000).

Uma importante premissa adotada para esta análise é que sempre será considerado sucesso na primeira tentativa de religamento, já que esta probabilidade é bem superior quando comparada às outras, conforme as estatísticas apresentadas no capítulo 3.

### 4.5.2.1 Indicadores Anuais – Avaliação do Consumidor

Com os valores de magnitude e duração dos eventos, obtêm-se alguns pontos do gráfico que estarão dentro da região de sensibilidade da carga. A quantidade destes eventos dependerá de cada processo.

Para a análise de qual filosofia de proteção é a mais adequada, tendo em vista certa característica de sensibilidade do consumidor, são definidas primeiramente as equações, de (4.11) a (4.14), que contabilizam anualmente os eventos dentro da região de sensibilidade da carga.

#### 1) Interrupções de Curta Duração

$$E_{ILx/ano} = \sum_{i=1}^{ELS} IL_{xi} \quad (4.11)$$

#### 2) Interrupções de Curta Duração

$$E_{ICx/ano} = \sum_{i=1}^{ELS} IC_{xi} \quad (4.12)$$



3) Afundamentos de Tensão

$$E_{Ax/ano} = \sum_{i=1}^{ELS} A_{xi} \quad (4.13)$$

4) Elevações de Tensão

$$E_{Ex/ano} = \sum_{i=1}^{ELS} E_{xi} \quad (4.14)$$

Onde:

$E_{ILx/ano}$ : Número de eventos de interrupções de longa duração, associados ao consumidor  $x$ , em determinado ano de análise;

$E_{ICx/ano}$ : Número de eventos de interrupções de curta duração, associados ao consumidor  $x$ , em determinado ano de análise;

$E_{Ax/ano}$ : Número de eventos de afundamentos de tensão, associados ao consumidor  $x$ , em determinado ano de análise;

$E_{Ex/ano}$ : Número de eventos de elevações de tensão, associados ao consumidor  $x$ , em determinado ano de análise;

$IL_{xi}$ : Interrupções de longa duração dentro da região de sensibilidade associadas ao consumidor  $x$ ;

$IC_{xi}$ : Interrupções de curta duração dentro da região de sensibilidade associadas ao consumidor  $x$ ;

$A_{xi}$ : Afundamentos de tensão dentro da região de sensibilidade associadas ao consumidor  $x$ ;

$E_{xi}$ : Elevações de tensão dentro da região de sensibilidade associadas ao consumidor  $x$ ;

$ELS$ : Número total de eventos dentro da região de sensibilidade do consumidor;

#### 4.5.2.2 Indicadores Totais Médios – Avaliação do Consumidor

Com os indicadores calculados para cada ano de análise, podem-se quantificar os eventos médios levando-se em conta todos os anos de simulação para um determinado consumidor, conforme equações (4.15) a (4.18).

1) Interrupções de Longa Duração

$$E_{ILxs} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} E_{ILx/anoj}}{NA} \quad (4.15)$$

2) Interrupções de Curta Duração

$$E_{ICxs} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} E_{ICx/anoj}}{NA} \quad (4.16)$$

3) Afundamentos de Tensão

$$E_{Axs} = \frac{\sum_{i=1}^{NA} E_{Ax/anoj}}{NA} \quad (4.17)$$

4) Elevações de Tensão

$$E_{Exs} = \frac{\sum_{i=1}^{NA} E_{Ex/anoj}}{NA} \quad (4.18)$$

Onde:

$E_{ILxs}$ : Número médio de eventos de interrupções de longa duração, associados ao consumidor  $x$ ;

$E_{ICxs}$ : Número médio de eventos de interrupções de curta duração, associados ao consumidor  $x$ ;

$E_{Axs}$ : Número médio de eventos de afundamentos de tensão, associados ao consumidor  $x$ ;

$E_{Exs}$ : Número médio de eventos de elevações de tensão, associados ao consumidor  $x$ ;

$NA$ : Número total de anos simulados.

O somatório dos indicadores  $E_{ILxs}$ ,  $E_{ICxs}$ ,  $E_{Axs}$  e  $E_{Exs}$  resulta no valor médio de eventos que caíram na região de sensibilidade do processo.

Um exemplo é mostrado na Figura 4.11, para a curva SEMI F47. Para um total de 27 faltas por ano, em  $NA$  anos simulados e determinada filosofia de proteção, em média 24,6 eventos cairão fora da região de sensibilidade e apenas 2,4 caíram no interior da curva, interrompendo o processo.

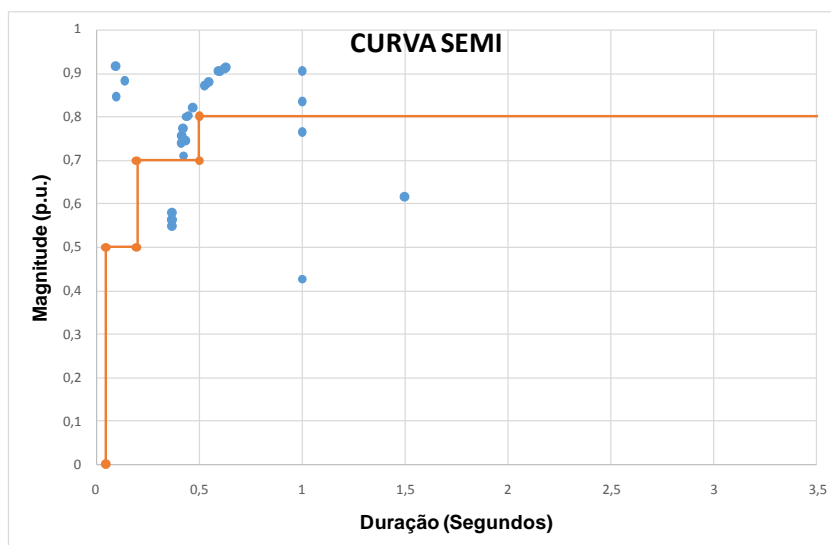


Figura 4.11 – Exemplo para Contabilização Média de Eventos na Curva SEMI F47.

## 4.6 Cálculo dos Indicadores Considerando Falhas Permanentes e Temporárias

Nos capítulos 2 e 3 foram tratados os conceitos de falhas permanentes e temporárias, e sua importância para o estudo da influência da filosofia de proteção na qualidade da energia elétrica.

As equações mostradas nos itens anteriores não levam em consideração essa situação. No entanto, a partir delas, pode-se facilmente obter os indicadores levando-se em conta a probabilidade de ocorrência de uma falha permanente ou temporária. Para esta última, considera-se ainda a probabilidade de sucesso no primeiro, segundo e terceiro religamento.

Através do teorema da probabilidade total, pode-se entender esta análise. Este teorema diz que, se um acontecimento  $N$  ocorrer em  $i$  condições diferentes ( $N_1, N_2, \dots, N_i$ ) e se estes  $i$  sub-acontecimentos forem mutuamente exclusivos, então a probabilidade de ocorrer  $N$  é a soma das probabilidades dos sub-acontecimentos  $N_i$ .

Dessa definição, pode-se dizer que no caso aqui analisado, a soma das probabilidades de ocorrência de falhas permanentes (FP) e temporárias (T) é igual a um, conforme equação (4.19).

$$FP + T = 1 \quad (4.19)$$

Em Gonen, (1986) cita-se que as falhas temporárias em sistemas de distribuição variam de 75 a 95% do total de falhas ocorridas. Porém, sabe-se que quando a filosofia de proteção

contempla religamentos (filosofia coordenada), as faltas temporárias podem ser eliminadas no 1º, 2º ou 3º religamento. Assim, para cada religamento, haverá uma probabilidade de sucesso associada. Então, pode-se dizer que a probabilidade de ocorrer uma falta temporária é o somatório das probabilidades de sucesso em cada religamento, conforme a equação (4.20).

$$T = T_1 + T_2 + T_3 \quad (4.20)$$

Onde:

$T_1$ : Probabilidade de eliminação da falta no 1º religamento;

$T_2$ : Probabilidade de eliminação da falta no 2º religamento;

$T_3$ : Probabilidade de eliminação da falta no 3º religamento;

Desse conceito, a equação (4.19) pode ser reescrita, conforme é visto na equação (4.21):

$$FP + T_1 + T_2 + T_3 = 1 \quad (4.21)$$

Assim, podem-se reescrever as equações vistas anteriormente e recalculer os indicadores utilizando o conceito de faltas permanentes e temporárias, e suas respectivas probabilidades.

#### 4.6.1 Avaliação do Sistema Considerando as Probabilidades

Da mesma forma que anteriormente, primeiramente serão mostradas as equações relativas a um ano, para facilitar o entendimento. Após o cálculo deste indicador, pode-se enfim, calcular um indicador médio levando-se em consideração todos os anos de simulação.

##### 4.6.1.1 Indicadores Anuais por Ponto de Monitoramento

Este indicador, conforme equações (4.22) a (4.25), quantifica os eventos em cada ponto de monitoramento, devido a certo número de faltas aplicadas, em determinado ano de análise, levando-se em conta o conceito de faltas permanentes e temporárias.

###### 1) Interrupções de Longa Duração

$$N_{ILpm/ano} = \left( FP \sum_{i=1}^{NF} IL_{mfp_i} \right) + \left[ \left( T_1 \sum_{i=1}^{NF} IL_{mfT1i} \right) + \left( T_2 \sum_{i=1}^{NF} IL_{mfT2i} \right) + \left( T_3 \sum_{i=1}^{NF} IL_{mfT3i} \right) \right] \quad (4.22)$$

2) Interrupções de Curta Duração

$$N_{ICpm/ano} = \left( FP \sum_{i=1}^{NF} IC_{mfpi} \right) + \left[ \left( T_1 \sum_{i=1}^{NF} IC_{mfT1i} \right) + \left( T_2 \sum_{i=1}^{NF} IC_{mfT2i} \right) + \left( T_3 \sum_{i=1}^{NF} IC_{mfT3i} \right) \right] \quad (4.23)$$

3) Afundamentos de Tensão

$$N_{Apm/ano} = \left( FP \sum_{i=1}^{NF} A_{mfpi} \right) + \left[ \left( T_1 \sum_{i=1}^{NF} A_{mfT1i} \right) + \left( T_2 \sum_{i=1}^{NF} A_{mfT2i} \right) + \left( T_3 \sum_{i=1}^{NF} A_{mfT3i} \right) \right] \quad (4.24)$$

4) Elevações de Tensão

$$N_{Epm/ano} = \left( FP \sum_{i=1}^{NF} E_{mfpi} \right) + \left[ \left( T_1 \sum_{i=1}^{NF} E_{mfT1i} \right) + \left( T_2 \sum_{i=1}^{NF} E_{mfT2i} \right) + \left( T_3 \sum_{i=1}^{NF} E_{mfT3i} \right) \right] \quad (4.25)$$

Onde:

$IL_{mfpi}$ : Interrupções de longa duração registradas no ponto m devido a uma falta permanente  $i$ ;

$IL_{mfT1i}$ : Interrupções de longa duração registradas no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 1º religamento;

$IL_{mfT2i}$ : Interrupções de longa duração registradas no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 2º religamento;

$IL_{mfT3i}$ : Interrupções de longa duração registradas no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 3º religamento;

$IC_{mfpi}$ : Interrupções de curta duração registradas no ponto m devido a uma falta permanente  $i$ ;

$IC_{mfT1i}$ : Interrupções de curta duração registradas no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 1º religamento;

$IC_{mfT2i}$ : Interrupções de curta duração registradas no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 2º religamento;

$IC_{mfT3i}$ : Interrupções de curta duração registradas no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 3º religamento;

$A_{mfpi}$ : Afundamentos de tensão registrados no ponto m devido a uma falta permanente  $i$ ;

$A_{mfT1i}$ : Afundamentos de tensão registrados no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 1º religamento;

$A_{mfT2i}$ : Afundamentos de tensão registrados no ponto m devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 2º religamento;

$A_{mfT3i}$ : Afundamentos de tensão registrados no ponto  $m$  devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 3° religamento;

$E_{mfpi}$ : Elevações de tensão registradas no ponto  $m$  devido a uma falta permanente  $i$ ;

$E_{mfT1i}$ : Elevações de tensão registradas no ponto  $m$  devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 1° religamento;

$E_{mfT2i}$ : Elevações de tensão registradas no ponto  $m$  devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 2° religamento;

$E_{mfT3i}$ : Elevações de tensão registradas no ponto  $m$  devido a uma falta transitória  $i$ , eliminada no 3° religamento;

$NF$ : Número total de faltas aplicadas no ano;

$m$ : Ponto de monitoramento analisado.

#### 4.6.1.2 Indicadores Totais Médios por Ponto de Monitoramento

Com os indicadores calculados para cada ano de análise, podem-se quantificar os eventos médios levando-se em conta todos os anos de simulação e as probabilidades de faltas permanentes e transitórias, conforme equações (4.26) a (4.29).

1) Interrupções de Longa Duração

$$N_{ILpms} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{ILpm} / \text{anoj}}{NA} \quad (4.26)$$

2) Interrupções de Curta Duração

$$N_{ICpms} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{ICpm} / \text{anoj}}{NA} \quad (4.27)$$

3) Afundamentos de Tensão

$$N_{Apm} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{Apm} / \text{anoj}}{NA} \quad (4.28)$$

4) Elevações de Tensão

$$N_{Epm} = \frac{\sum_{j=1}^{NA} N_{Epm} / \text{anoj}}{NA} \quad (4.29)$$

## 4.7 Método Algébrico para o Cálculo de Indicadores sem o Uso da Simulação

A simulação de faltas é uma ferramenta poderosa para o cálculo e análise de indicadores do sistema elétrico.

Na simulação de Monte Carlo há a possibilidade de representação de condições muito próximas da realidade da rede, com vários parâmetros sendo modelados de acordo com critérios estatísticos, e com isso os valores buscados se tornam muito próximo das medições reais. O erro se torna menor quanto maior forem os anos de simulação realizados. Além disso, a simulação de vários anos com características aleatórias oferece subsídios para o estudo estatístico dos eventos ano a ano. Em paralelo à análise de indicadores, uma modelagem adequada do sistema e da proteção associada fornece valores de intensidade e duração dos eventos confiáveis, o que permite realizar estudos de impacto sobre os consumidores sensíveis as VTCDs.

Entretanto, muitas vezes não é possível representar o sistema elétrico de maneira confiável. A ausência de dados para modelagem, aliado a alta dinâmica de expansão do sistema, principalmente da distribuição, pode trazer resultados de simulações duvidosos. Somado a isso, muitas vezes o preparo e simulação de uma base de dados precisa requer um tempo relativamente alto.

Quando não se busca aprofundar nas análises estatísticas, mas busca-se apenas um valor médio estimado para os indicadores, pode-se utilizar um método alternativo, sem a utilização da simulação já abordada.

Este método se baseia em equações algébricas dependentes das variáveis: taxas de falta das linhas de distribuição, da localização da barra monitorada (barra à montante de todos dispositivos de proteção, barra no tronco principal ou barra no ramal), filosofia e dispositivos de proteção utilizados (padrão de eventos ocorridos para uma falta permanente ou transitória), comprimento de rede do tronco principal e ramais e comprimento da área de vulnerabilidade equivalente para o ponto de monitoramento desejado.

Vale ressaltar a metodologia proposta pode ser facilmente implementada em qualquer *software* que disponha de ferramentas matemáticas disponíveis, como por exemplo, o Excel.

Por fim, da mesma forma que na metodologia apresentada no item 4.4, o método ora proposto permite realizar a comparação entre as diversas filosofias de proteção, e seu impacto nos indicadores de continuidade e VTCDs, através da análise comparativa dos valores

médios. Também, através dos resultados pode-se realizar uma análise inicial de soluções para a minimização de algum indicador de interesse, em determinado ponto de monitoração.

#### **4.7.1 Premissas para o Método Algébrico de Cálculo de Indicadores**

Algumas premissas para a contabilização de eventos foram vistas no Item 4.2, e continuam válidas aqui. Entretanto, para a correta aplicação do método, outras considerações devem ser destacadas. São elas:

- 1) Os cálculos são válidos para sistemas protegidos por religador (tronco principal) e fusíveis (ramais e sub ramais);
- 2) É considerado somente um alimentador para a análise;
- 3) A proteção é adequadamente ajustada para toda rede, isso quer dizer, há coordenação ou seletividade entre todos os dispositivos;
- 4) As equações dependem da filosofia de proteção adotada.

#### **4.7.2 Metodologia Proposta para o Método Algébrico**

Para o cálculo dos indicadores utilizando o método algébrico, propõe-se utilizar a metodologia sintetizada no fluxograma apresentado na Figura 4.12. Para melhor visualização da metodologia, simplificou-se o termo “área de vulnerabilidade equivalente” por “A.V.E”.

Para o cálculo dos indicadores, será necessário utilizar valores típicos para as probabilidades de ocorrerem faltas permanentes e temporárias. Além disso, em sistemas coordenados, há também a necessidade de adoção de estatísticas para os sucessos em cada um dos religamentos, quando existirem.

Outro dado de entrada é a taxa de falta. Como abordado no Capítulo 2, esta informação é obtida através de um longo período de observação realizado pelas concessionárias ou através de bibliografias sobre o tema. Nas Tabelas 2.6 à 2.9 são mostrados alguns valores de referência, por níveis de tensão, que podem ser utilizados.



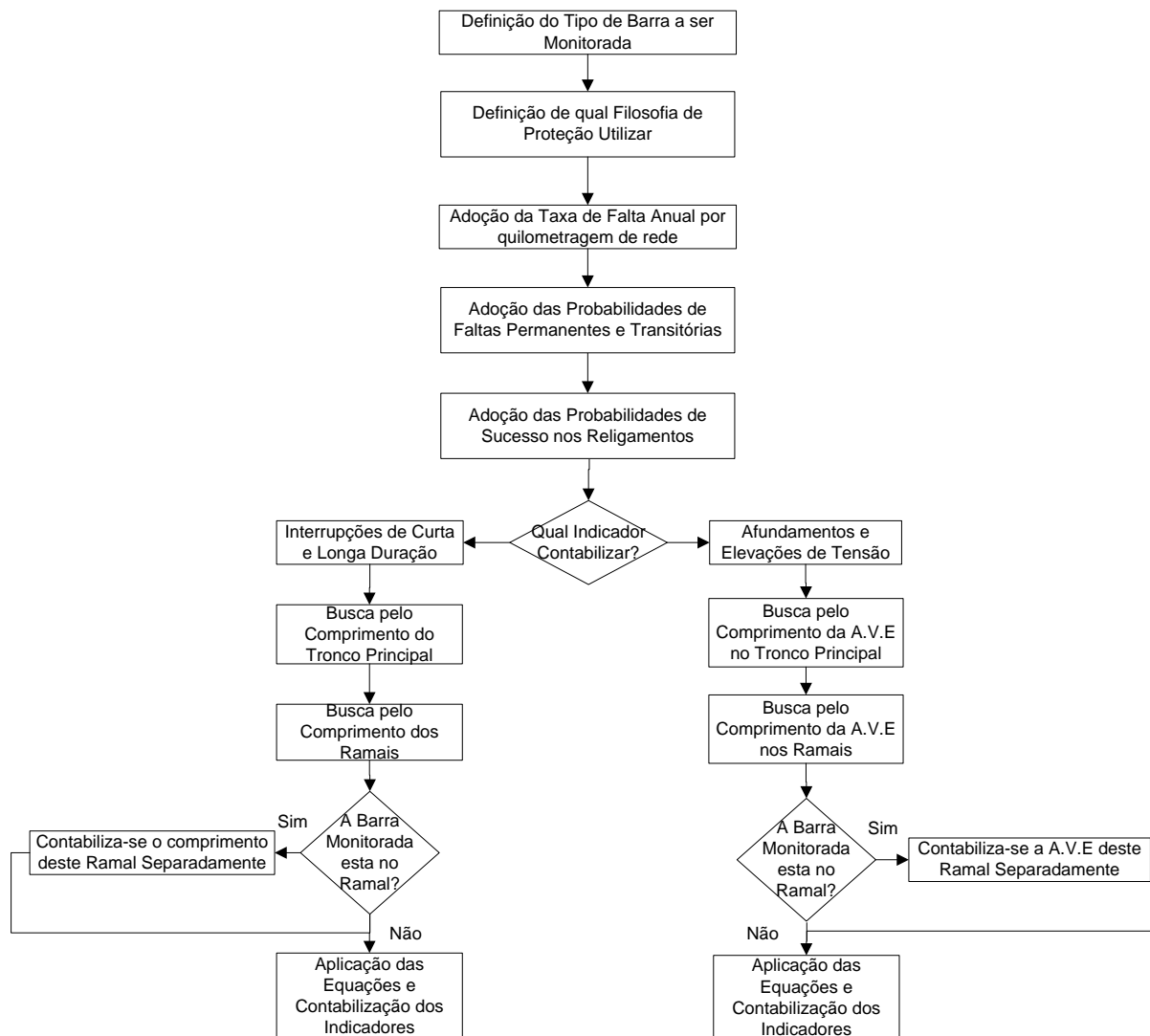


Figura 4.12 – Fluxograma para o Cálculo de Indicadores.

#### 4.7.2.1 Definição do Tipo de Barra a ser Monitorada

De acordo com as premissas adotadas, existem três tipos possíveis de barras monitoradas: barra localizada a montante de todos os dispositivos de proteção (secundário do transformador de entrada, por exemplo), barra localizada no tronco principal ou barra localizada em ramais. Esta localização influenciará diretamente em qual equação utilizar para o cálculo dos indicadores, já que o perfil de eventos sofridos em cada barramento também se altera.

Pode-se exemplificar esta situação através de um caso bem simples, como o mostrado na Figura 4.13.

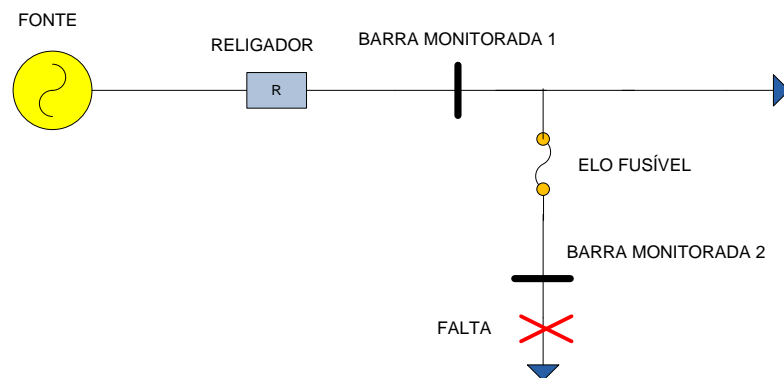


Figura 4.13 – Caso Exemplo – Diferentes Barras Monitoradas.

Suponha em uma primeira situação, que a filosofia implementada seja a totalmente seletiva, ou seja, com religador configurado para atuar uma vez somente pela curva lenta. Para a falta mostrada, a barra monitorada 1, localizada no tronco principal e protegida pelo religador, irá sentir uma variação no valor da tensão (afundamento ou elevação de tensão, dependendo da fase analisada e do valor RMS da tensão) de duração correspondente a atuação do fusível. Já a barra monitorada 2, sofrerá uma interrupção de longa duração. Tal fato mostra a influência da localização da barra monitorada e da filosofia de proteção utilizada no evento contabilizado, e consequentemente no modo utilizado para a contabilização de indicadores (padrão de eventos, que será mencionado em itens à frente e no apêndice E).

#### 4.7.2.2 Busca pelo Comprimento de Trechos (Tronco Principal e Ramais)

A ocorrência de interrupções de curta e longa duração está diretamente ligada ao comprimento do trecho que cada dispositivo do sistema protege. Ao multiplicar-se o valor da taxa de falta (número de faltas ao ano por quilômetro de rede) pelo comprimento do trecho protegido por determinado dispositivo de proteção, tem-se o número esperado de faltas para que o dispositivo deverá atuar, interrompendo o circuito. Ou seja, dependendo de cada filosofia de proteção e da sucessão dos eventos, tem-se o número de interrupções de curta e longa duração esperados para o trecho, por ano. Tal conceito está representado pela equação (4.30)

$$N_{Faltas - Trecho} = N_{Interrupções - Trecho} = TF \times km_{Trecho} = \frac{N_{Faltas}}{km.ano} \times km_{Trecho} \quad (4.30)$$

Onde:

$N_{Faltas - Trecho}$ : Número de faltas esperadas por ano, em determinado trecho;

$N_{Interrupções - Trecho}$ : Número de interrupções esperadas por ano, em determinado trecho;

$TF$ : Número de faltas ao ano por quilômetro de rede;

$km_{Trec\ ho}$ : Quilometragem do trecho protegido por determinado dispositivo de proteção;

Como na metodologia é adotada a premissa de que um religador protege o tronco principal do sistema e os ramais são protegidos por fusíveis, os comprimentos relativos a cada equipamento de proteção devem ser contabilizados para a utilização no cálculo dos indicadores, já que cada um atua de maneira distinta no sistema.

#### 4.7.2.3 Busca pela Área de Vulnerabilidade Equivalente

A ocorrência de afundamentos e elevações de tensão está diretamente ligada ao comprimento da área de vulnerabilidade de cada ponto de monitoração analisado. Como abordado no Capítulo 2, o conceito de área de vulnerabilidade nada mais é que a região do sistema onde a ocorrência de faltas irá causar afundamentos ou elevações de tensão em determinado ponto de interesse. Na Figura 4.14, é mostrada a área de vulnerabilidade para afundamentos de tensão, em uma barra de interesse K.

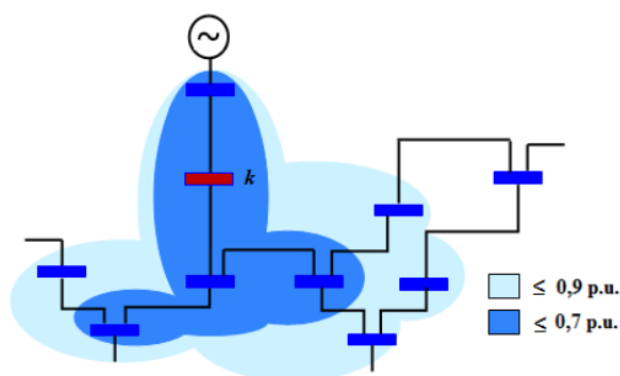


Figura 4.14 - Área de vulnerabilidade referente ao barramento k (KEMPNER, 2012).

Como afundamentos e elevações de tensão são eventos distintos, cada um da origem a uma área de vulnerabilidade diferente, para uma mesma barra monitorada. Além disso, cada tipo de falta tem um determinado impacto no sistema, e com isso gera diferentes comprimentos para a área de vulnerabilidade. Daí surge o conceito de área de vulnerabilidade equivalente. Se cada tipo de curto-circuito tem uma probabilidade de ocorrência associada, e cada um gera uma área de vulnerabilidade diferente, pode-se encontrar um único valor para essa região, de acordo com a equação (4.31).

$$AVE = P_{FT} \times AV_{FT} + P_{FF} \times AV_{FF} + P_{FFT} \times AV_{FFT} + P_{3F} \times AV_{3F} \quad (4.31)$$

Onde:

$AVE$ : Área de vulnerabilidade equivalente;

$P_{FT}$ : Probabilidade de ocorrência de faltas fase-terra no sistema;

$P_{FF}$ : Probabilidade de ocorrência de faltas bifásicas no sistema;

$P_{FFT}$ : Probabilidade de ocorrência de faltas bifásicas-terra no sistema;

$P_{3F}$ : Probabilidade de ocorrência de faltas trifásicas no sistema;

$AV_{FT}$ : Área de vulnerabilidade calculada para o curto-circuito fase-terra;

$AV_{FF}$ : Área de vulnerabilidade calculada para o curto-circuito bifásico;

$AV_{FFT}$ : Área de vulnerabilidade calculada para o curto-circuito bifásico-terra;

$AV_{3F}$ : Área de vulnerabilidade calculada para o curto-circuito trifásico.

A equação 4.31 pode ser aplicada tanto para o cálculo da área relativa a afundamentos de tensão quanto para elevações de tensão.

Da mesma maneira que foi visto no item anterior para as interrupções, ao multiplicar-se o valor da taxa de falta (número de faltas ao ano por quilômetro de rede), agora pela área de vulnerabilidade equivalente referente a um ponto de monitoramento de interesse, tem-se o número de faltas dentro desta região de vulnerabilidade. Ou seja, dependendo de cada filosofia de proteção e da sucessão dos eventos, tem-se o número de afundamentos ou elevações de tensão esperados para a barra de monitoração, no ano, aplicando-se as equações (4.32) e (4.33).

$$N_{Faltas -AV} = N_A = TF \times AVE_A = \frac{N_{Faltas}}{km.ano} \times AVE_A \quad (4.32)$$

$$N_{Faltas -AV} = N_E = TF \times AVE_E = \frac{N_{Faltas}}{km.ano} \times AVE_E \quad (4.33)$$

Onde:

$N_{Faltas -AV}$ : Número de faltas por ano, dentro da área de vulnerabilidade;

$N_A$ : Número de afundamentos de tensão, em determinada barra de interesse;

$AVE_A$ : Área de vulnerabilidade equivalente para afundamentos de tensão, em relação à determinada barra de interesse;

$N_E$ : Número de elevações de tensão, em determinada barra de interesse;

$AVE_E$ : Área de vulnerabilidade equivalente para elevações de tensão, em relação à determinada barra de interesse;

$TF$ : Número de faltas ao ano por quilômetro de rede.

### 4.7.3 Equações para o Cálculo de Indicadores sem o Uso da Simulação (Método Algébrico)

A partir da metodologia apresentada, podem-se definir equações para o cálculo de indicadores de qualidade da energia elétrica, dependentes da filosofia de proteção adotada e do ponto de monitoramento analisado. A partir disto, é possível, como nos cálculos utilizando a simulação de faltas, analisar a influência do ajuste de proteção utilizado nos indicadores de qualidade da energia elétrica. Vale ressaltar que como já dito, nestas equações não se tem a variabilidade de eventos fornecida pelo método de simulação de Monte Carlo, e nem os valores de magnitude e duração dos eventos.

#### 4.7.3.1 Cálculo dos Indicadores para os Barramentos Monitorados a Montante de Todo Sistema de Distribuição

Como já dito, tem-se três possíveis pontos de monitoramento, de acordo com as premissas adotadas: barramento à montante de todo sistema de distribuição, barramento no tronco principal e barramento localizado no ramal.

Os dois primeiros citados estão no tronco principal, com a única diferença para a localização do religador. Considerando o barramento da subestação, o religador está a jusante, e para o segundo caso, o religador está à montante. Sendo assim, a equação para ambos os casos se torna a mesma, alterando apenas o perfil de eventos para cada uma das barras, que dependem exclusivamente da filosofia de proteção adotada. Por exemplo, o barramento da subestação não sofrerá interrupções quando da abertura do religador, ao contrário do barramento localizado no tronco do alimentador, ou seja, a jusante do religador.

A partir das equações (4.33) a (4.37), quantifica-se os eventos para os pontos de monitoramento à montante do sistema de distribuição, devido a certo número de faltas permanentes e temporárias aplicadas e suas respectivas probabilidades associadas, para um determinado ano de análise, em função da filosofia de proteção adotada.

$$NIL_{EBMS} = TF \times [C_{TP} \times (T_1 \times IL_{T1BMS} + T_2 \times IL_{T2BMS} + T_3 \times IL_{T3BMS} + FP \times IL_{TPBMS}) + C_R \times (T_1 \times IL_{R1BMS} + T_2 \times IL_{R2BMS} + T_3 \times IL_{R3BMS} + FP \times IL_{RPBMS})] \quad (4.34)$$

$$NIC_{EBMS} = TF \times [C_{TP} \times (T_1 \times IC_{T1BMS} + T_2 \times IC_{T2BMS} + T_3 \times IC_{T3BMS} + FP \times IC_{TPBMS}) + C_R \times (T_1 \times IC_{R1BMS} + T_2 \times IC_{R2BMS} + T_3 \times IC_{R3BMS} + FP \times IC_{RPBMS})] \quad (4.35)$$

$$NA_{EBMS} = TF \times [AVE_{ATP} \times (T_1 \times A_{T1BMS} + T_2 \times A_{T2BMS} + T_3 \times A_{T3BMS} + FP \times A_{TPBMS}) + AVE_{AR} \times (T_1 \times A_{R1BMS} + T_2 \times A_{R2BMS} + T_3 \times A_{R3BMS} + FP \times A_{RPBMS})] \quad (4.36)$$

$$NE_{EBMS} = TF \times [AVE_{ETP} \times (T_1 \times E_{T1BMS} + T_2 \times E_{T2BMS} + T_3 \times E_{T3BMS} + FP \times E_{TPBMS}) + AVE_{ER} \times (T_1 \times E_{R1BMS} + T_2 \times E_{R2BMS} + T_3 \times E_{R3BMS} + FP \times E_{RPBMS})] \quad (4.37)$$

Onde:

$NIL_{EBMS}$ : Número de interrupções de longa duração esperadas no barramento a montante de todo sistema de distribuição;

$NIC_{EBMS}$ : Número de interrupções de curta duração esperadas no barramento a montante de todo sistema de distribuição;

$NA_{EBMS}$ : Número de afundamentos de tensão esperados no barramento a montante de todo sistema de distribuição;

$NE_{EBMS}$ : Número de elevações de tensão esperadas no barramento a montante de todo sistema de distribuição;

$C_{TP}$ : Comprimento do tronco principal do sistema de distribuição analisado;

$C_R$ : Comprimento dos ramais do sistema de distribuição analisado;

$AVE_{ATP}, AVE_{AR}$ : Comprimento da área de vulnerabilidade equivalente para afundamentos de tensão do tronco principal e ramais, respectivamente;

$AVE_{ETP}, AVE_{ER}$ : Comprimento da área de vulnerabilidade equivalente para elevações de tensão do tronco principal e ramais, respectivamente;

$IL_{T1BMS}, IL_{T2BMS}, IL_{T3BMS}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IL_{TPBMS}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente no tronco principal;

$IL_{R1BMS}, IL_{R2BMS}, IL_{R3BMS}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IL_{RPBMS}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente em um ramal;

$IC_{T1BMS}, IC_{T2BMS}, IC_{T3BMS}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$IC_{TPBMS}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente no tronco principal;

$IC_{R1BMS}, IC_{R2BMS}, IC_{R3BMS}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$IC_{RPBMS}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente em um ramal;

$A_{T1BMS}, A_{T2BMS}, A_{T3BMS}$ : Padrão de afundamento de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$A_{TPBMS}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente no tronco principal;

$A_{R1BMS}, A_{R2BMS}, A_{R3BMS}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$A_{RPBMS}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente em um ramal;

$E_{T1BMS}, E_{T2BMS}, E_{T3BMS}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$E_{TPBMS}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente no tronco principal;

$E_{R1BMS}, E_{R2BMS}, E_{R3BMS}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$E_{RPBMS}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pela barra a montante de todo sistema de distribuição para uma falta permanente em um ramal;

$TF$ : Número de faltas ao ano por quilômetro de rede.

$FP$ : Probabilidade da falta ser permanente;

$T_1$ : Probabilidade de eliminação da falta no 1º religamento;

$T_2$ : Probabilidade de eliminação da falta no 2º religamento;

$T_3$ : Probabilidade de eliminação da falta no 3º religamento;

#### 4.7.3.2 Cálculo dos Indicadores para os Barramentos Monitorados no Tronco Principal

Nas equações (4.38) a (4.41), quantifica-se os eventos para os pontos de monitoramento localizados no tronco principal, devido a certo número de faltas aplicadas, em determinado ano de análise, em função da filosofia de proteção adotada.

$$NIL_{ETP} = TF \times [C_{TP} \times (T_1 \times IL_{T1TP} + T_2 \times IL_{T2TP} + T_3 \times IL_{T3TP} + FP \times IL_{TPTP}) + C_R \times (T_1 \times IL_{R1TP} + T_2 \times IL_{R2TP} + T_3 \times IL_{R3TP} + FP \times IL_{RPTP})] \quad (4.38)$$

$$NIC_{ETP} = TF \times [C_{TP} \times (T_1 \times IC_{T1TP} + T_2 \times IC_{T2TP} + T_3 \times IC_{T3TP} + FP \times IC_{TPTP}) + C_R \times (T_1 \times IC_{R1TP} + T_2 \times IC_{R2TP} + T_3 \times IC_{R3TP} + FP \times IC_{RPTP})] \quad (4.39)$$

$$NA_{ETP} = TF \times [AVE_{ATP} \times (T_1 \times A_{T1TP} + T_2 \times A_{T2TP} + T_3 \times A_{T3TP} + FP \times A_{TPTP}) + AVE_{AR} \times (T_1 \times A_{R1TP} + T_2 \times A_{R2TP} + T_3 \times A_{R3TP} + FP \times A_{RPTP})] \quad (4.40)$$

$$NE_{ETP} = TF \times [AVE_{ETP} \times (T_1 \times E_{T1TP} + T_2 \times E_{T2TP} + T_3 \times E_{T3TP} + FP \times E_{TPTP}) + AVE_{ER} \times (T_1 \times E_{R1TP} + T_2 \times E_{R2TP} + T_3 \times E_{R3TP} + FP \times E_{RPTP})] \quad (4.41)$$

Onde:

$NIL_{ETP}$ : Número de interrupções de longa duração esperadas por uma barra localizada no tronco principal;

$NIC_{ETP}$ : Número de interrupções de curta duração esperadas por uma barra localizada no tronco principal;

$NA_{ETP}$ : Número de afundamentos de tensão esperados por uma barra localizada no tronco principal;

$NE_{ETP}$ : Número de elevações de tensão esperadas por uma barra localizada no tronco principal;



$IL_{T1TP}, IL_{T2TP}, IL_{T3TP}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória neste mesmo local, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$IL_{TPTP}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente neste mesmo local;

$IL_{R1TP}, IL_{R2TP}, IL_{R3TP}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$IL_{RPTP}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente em um ramal;

$IC_{T1TP}, IC_{T2TP}, IC_{T3TP}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória neste mesmo local, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$IC_{TPTP}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente neste mesmo local;

$IC_{R1TP}, IC_{R2TP}, IC_{R3TP}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$IC_{RPTP}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente em um ramal;

$A_{T1TP}, A_{T2TP}, A_{T3TP}$ : Padrão de afundamento de tensão, dependente da filosofia de proteção, por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória neste mesmo local, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$A_{TPTP}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente neste mesmo local;

$A_{R1TP}, A_{R2TP}, A_{R3TP}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$A_{RPTP}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente em um ramal;

$E_{T1TP}, E_{T2TP}, E_{T3TP}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória neste mesmo local, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$E_{TTP}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente neste mesmo local;

$E_{R1TP}, E_{R2TP}, E_{R3TP}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta transitória em um ramal, com eliminação no 1º, 2º e 3º religamento, respectivamente;

$E_{RPTP}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas por uma barra localizada no tronco principal para uma falta permanente em um ramal;

#### 4.7.3.3 Cálculo dos Indicadores para os Barramentos Monitorados em um Ramal

Nas equações (4.42) a (4.45), quantifica-se os eventos para os pontos de monitoramento localizados em um ramal, devido a certo número de faltas aplicadas, em determinado ano de análise, em função da filosofia de proteção adotada. Para este tipo de barramento monitorado, temos uma terceira parcela somada que é referente aos eventos oriundos de defeitos no próprio ramal de monitoração. Essa divisão é necessária, pois os padrões de eventos para faltas em outros ramais são diferentes dos padrões para faltas no próprio ramal de monitoramento.

$$\begin{aligned}
 NIL_{ER} = TF \times [ & C_{TP} \times (T_1 \times IL_{T1R} + T_2 \times IL_{T2R} + T_3 \times IL_{T3R} + FP \times IL_{TPR}) + C_{OR} \\
 & \times (T_1 \times IL_{OR1R} + T_2 \times IL_{OR2R} + T_3 \times IL_{OR3R} + FP \times IL_{ORPR}) + C_{PR} \\
 & \times (T_1 \times IL_{PR1R} + T_2 \times IL_{PR2R} + T_3 \times IL_{PR3R} + FP \times IL_{PRPR})] \quad (4.42)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 NIC_{ER} = TF \times [ & C_{TP} \times (T_1 \times IC_{T1R} + T_2 \times IC_{T2R} + T_3 \times IC_{T3R} + FP \times IC_{TPR}) + C_{OR} \\
 & \times (T_1 \times IC_{OR1R} + T_2 \times IC_{OR2R} + T_3 \times IC_{OR3R} + FP \times IC_{ORPR}) + C_{PR} \\
 & \times (T_1 \times IC_{PR1R} + T_2 \times IC_{PR2R} + T_3 \times IC_{PR3R} + FP \times IC_{PRPR})] \quad (4.43)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 NA_{ER} = TF \times [ & AVE_{ATP} \times (T_1 \times A_{T1R} + T_2 \times A_{T2R} + T_3 \times A_{T3R} + FP \times A_{TPR}) + AVE_{AOR} \\
 & \times (T_1 \times A_{OR1R} + T_2 \times A_{OR2R} + T_3 \times A_{OR3R} + FP \times A_{ORPR}) + AVE_{APR} \\
 & \times (T_1 \times A_{PR1R} + T_2 \times A_{PR2R} + T_3 \times A_{PR3R} + FP \times A_{PRPR})] \quad (4.44)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 NE_{ER} = TF \times [ & AVE_{ETP} \times (T_1 \times E_{T1R} + T_2 \times E_{T2R} + T_3 \times E_{T3R} + FP \times E_{TPR}) + AVE_{EOR} \\
 & \times (T_1 \times E_{OR1R} + T_2 \times E_{OR2R} + T_3 \times E_{OR3R} + FP \times E_{ORPR}) + AVE_{EPR} \\
 & \times (T_1 \times E_{PR1R} + T_2 \times E_{PR2R} + T_3 \times E_{PR3R} + FP \times E_{PRPR})] \quad (4.45)
 \end{aligned}$$

Onde:

$NIL_{ER}$ : Número de interrupções de longa duração esperadas no ramal de monitoração;

$NIC_{ER}$ : Número de interrupções de curta duração esperadas no ramal de monitoração;

$NA_{ER}$ : Número de afundamentos de tensão esperados no ramal de monitoração;

$NE_{ER}$ : Número de elevações de tensão esperadas no ramal de monitoração;

$IL_{T1R}, IL_{T2R}, IL_{T3R}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IL_{TPR}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente no tronco principal;

$IL_{OR1R}, IL_{OR2R}, IL_{OR3R}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória nos outros ramos, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IL_{ORPR}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente nos outros ramos;

$IL_{PR1R}, IL_{PR2R}, IL_{PR3R}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória no próprio ramal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IL_{PRPR}$ : Padrão de interrupções de longa duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente no próprio ramal;

$IC_{T1R}, IC_{T2R}, IC_{T3R}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IC_{TPR}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente tronco principal;

$IC_{OR1R}, IC_{OR2R}, IC_{OR3R}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória nos outros ramos, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IC_{ORPR}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente nos outros ramais;

$IC_{PR1R}, IC_{PR2R}, IC_{PR3R}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória no próprio ramal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$IC_{PRPR}$ : Padrão de interrupções de curta duração, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente no próprio ramal;

$A_{T1R}, A_{T2R}, A_{T3R}$ : Padrão de afundamento de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pelo ramal para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$A_{TPR}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pelo ramal para uma falta permanente no tronco principal;

$A_{OR1R}, A_{OR2R}, A_{OR3R}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pelo ramal para uma falta transitória nos outros ramais, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$A_{ORPR}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pelo ramal para uma falta permanente nos outros ramais;

$A_{PR1R}, A_{PR2R}, A_{PR3R}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pelo ramal para uma falta transitória no próprio ramal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$A_{PRPR}$ : Padrão de afundamentos de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridos pelo ramal para uma falta permanente no próprio ramal;

$E_{T1R}, E_{T2R}, E_{T3R}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória no tronco principal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$E_{TPR}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente no tronco principal;

$E_{OR1R}, E_{OR2R}, E_{OR3R}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória nos outros ramais, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$E_{ORPR}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente nos outros ramais;

$E_{PR1R}, E_{PR2R}, E_{PR3R}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta transitória no próprio ramal, com eliminação no 1°, 2° e 3° religamento, respectivamente;

$E_{PRPR}$ : Padrão de elevações de tensão, dependente da filosofia de proteção, sofridas pelo ramal para uma falta permanente no próprio ramal;

$C_{OR}$ : Comprimento dos outros ramos do sistema de distribuição analisado;

$C_{PR}$ : Comprimento do próprio ramal de monitoramento;

$AVE_{ATP}, AVE_{AOR}$  e  $AVE_{APR}$ : Comprimento da área de vulnerabilidade equivalente para afundamentos de tensão do tronco principal, outros ramos e do próprio ramal, respectivamente;

$AVE_{ETP}, AVE_{EOR}$  e  $AVE_{EPR}$ : Comprimento da área de vulnerabilidade equivalente para elevações de tensão do tronco principal, outros ramos e do próprio ramal, respectivamente.

## 4.8 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas duas metodologias para avaliar a influência da filosofia de proteção na qualidade da energia elétrica. Uma delas através da simulação de faltas pelo método de Monte Carlo, que fornece a possibilidade de estudar a variabilidade dos eventos.

O outro método, chamado de algébrico, o qual consiste na maior contribuição desta dissertação, se baseia em equações dependentes do ponto de monitoração e da filosofia de proteção aplicada. Com este procedimento, calcula-se o valor médio esperado para os indicadores em determinado ponto de monitoração, sem a necessidade de simulação do sistema de distribuição através do método de Monte Carlo.

Cada procedimento tem suas vantagens e desvantagens, dependendo da aplicação desejada. Entretanto, as duas procuram auxiliar na análise da influência da filosofia de proteção nos indicadores da qualidade da energia elétrica.

No próximo capítulo será apresentado um exemplo de aplicação para as duas metodologias. Com isso pode-se comparar os dois métodos propostos, e comprovar a funcionalidade de ambos, dependendo do tipo de aplicação de interesse.

## 5. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

### 5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os resultados e análises de aplicação das metodologias propostas no Capítulo 4. O sistema de distribuição utilizado como caso teste é o IEEE 34 barras (IEEE, 2015), disponibilizado na base de dados do IEEE. Para os estudos executados, foram feitas algumas modificações neste sistema, que serão explicadas e justificadas no decorrer do capítulo.

A modelagem do sistema e configuração dos dados de proteção, além das simulações de faltas, foram realizadas no *software* ASPEN DistriView (ASPEN, 2013).

O estudo é dividido em duas etapas, onde se aplicam separadamente as metodologias apresentadas no Capítulo 4.

Com o resultado obtido pelo método da simulação de faltas de Monte Carlo, pode-se analisar a influência da filosofia de proteção nos indicadores de qualidade da energia elétrica em determinados pontos de monitoramento previamente escolhidos, explorando a variabilidade dos resultados obtidos. Além disso, é feita uma comparação na contabilização de eventos considerando tensão pré falta igual e diferente de 1,0 p.u., sendo esta última obtida do estudo de fluxo de carga.

Além disso, o método algébrico é aplicado, e os resultados são comparados com aqueles encontrados através do procedimento de simulação de faltas pelo método de Monte Carlo. Apresentam-se também as principais vantagens e desvantagens de cada metodologia, mencionando as situações mais apropriadas para a aplicação de cada um deles.

### 5.2 Caso Teste – IEEE 34 Barras Modificado

O sistema de distribuição escolhido representa uma rede real em média tensão, localizado no Arizona, Estados Unidos, cuja modelagem é descrita pelos dados apresentados no apêndice C (IEEE, 1991).

As principais características desta rede são enumeradas a seguir:

- Alimentador longo, operando em tensão primária 24,9 kV;
- A subestação que alimenta a rede opera em 69 kV, com potência nominal de 2500 kVA. A transformação é feita por um transformador delta-estrela aterrado;
- Presença de trechos trifásicos e monofásicos;

- Para melhorar o perfil de tensões na rede há dois reguladores de tensão instalados ao longo do alimentador;
- Em um dos ramais há outro transformador, que abaixa a tensão de 24,9 kV para 4,16 kV para uma pequena parte da rede;
- Existem cargas pontuais e distribuídas, balanceadas e desbalanceadas, alocadas por toda a rede;
- Presença de dois capacitores shunts;

Na Figura 5.1 é mostrado este sistema, em sua configuração original.

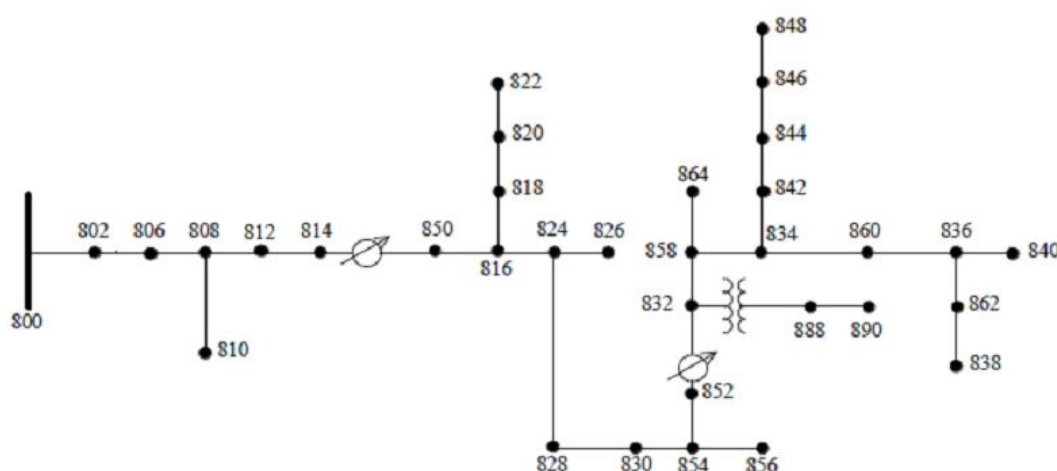


Figura 5.1 – IEEE 34 Barras Original (IEEE, 1991).

Para o interesse deste trabalho algumas modificações no modelo original foram realizadas. Vale ressaltar que antes de se realizar as mudanças, o sistema foi modelado e validado de acordo com os valores de tensão e correntes disponibilizados em (IEEE, 1991). Tal comparação de valores é apresentada no Apêndice C.

### 5.2.1 Modificações no Sistema IEEE 34 Barras e Justificativas

Para realizar o estudo de curto-circuito, com posterior análise dos indicadores de acordo com diferentes filosofias de proteção avaliadas, optou-se por realizar algumas modificações e simplificações, que serão enumeradas e explicadas a seguir:

- 1) Representação equivalente do sistema de suprimento: Para estudos de curto circuito é necessária a inclusão desse equivalente. O valor da potência de curto-circuito trifásica atribuída foi de 676 MVA, com uma relação  $X/R$  de 4,33. Para a potência de curto-circuito monofásica, o valor é 467 MVA, com  $X/R = 4,02$ . Estes valores foram baseados em um caso real, disponível no banco de dados do ONS.

- 2) Retirada do circuito alimentado em 4,16 kV e inclusão de uma carga equivalente no nó 832: Para simplificar a análise de atuação dos dispositivos de proteção, além da coordenação e seletividade entre eles, foi retirado o trecho em 4,16 kV. Para que o perfil de tensão nos nós se mantivesse inalterado tomando como base o sistema original, uma carga equivalente ao trecho foi adicionada no nó 832.
- 3) As linhas do sistema foram assumidas transpostas: Para análise de tensões, esta simplificação é aceitável e traz pequenas diferenças nos resultados (SALAS, 2010).
- 4) Troca de posição do regulador de tensão localizado no trecho 814-850 para o trecho 812-814: Com a adição do equivalente em 69 kV, o perfil de tensão nos nós se tornou mais precário, violando os limites estipulados no PRODIST (PRODIST, 2017). Para que não houvesse violação destes limites, houve a troca de posição para um trecho à montante do alimentador;
- 5) Alteração da potência e impedância do transformador de entrada: A potência e a impedância percentual foram alteradas para 5 MVA e 7% com  $X/R = 12$ , respectivamente. Tais valores foram obtidos da norma IEC 60076-5.
- 6) Inclusão dos dispositivos de proteção: Foram adicionadas as proteções para cada trecho do sistema, conforme item 5.2.2.

Na Figura 5.2 é mostrado o sistema já com tais modificações inseridas no *software* ASPEN DistriView (ASPEN, 2013). Para a realização de todas as análises foram selecionados quatro pontos de monitoramento: um barramento a montante de todo sistema (800), dois barramentos no tronco principal (812 e 848) e um ponto localizado em uma ramificação, protegida por fusível (840). Dessa forma são contemplados os três tipos de barramento classificados conforme metodologias apresentadas no Capítulo 4. Tais pontos de monitoramento são identificados com destaque na Figura 5.2.

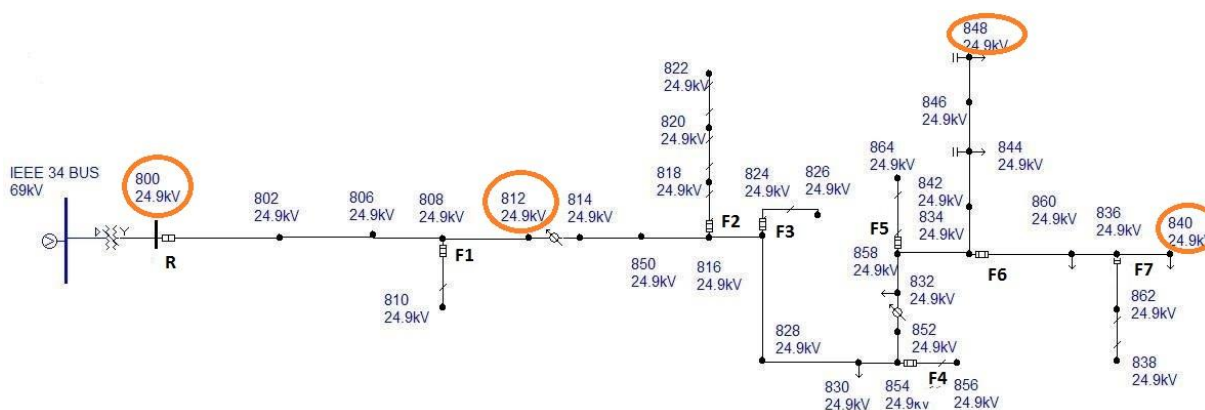


Figura 5.2 – IEEE 34 Barras Modificado com os 4 Pontos de Monitoramento Destacados – ASPEN DistriView.



### 5.2.2 Proteção do Sistema IEEE 34 Barras Modificado

O sistema de proteção foi adotado de acordo com a configuração típica utilizada em sistemas de distribuição. Consiste de um religador microprocessado instalado na saída do alimentador na subestação (R) e sete elos fusíveis (F1, F2, F3, F4, F5, F6 e F7) conectados nas ramificações laterais, originadas a partir do tronco principal, como pode ser observado na Figura 5.2.

Na Tabela 5.1 são mostrados os dados básicos dos dispositivos de proteção utilizados, inclusive o religador. Vale ressaltar que para o religador, foram implementados os ajustes mostrados no Apêndice D.

Tabela 5.1 – Curvas Utilizadas para Cada Dispositivo de Proteção.

| Dispositivo |       | Curva  |              |
|-------------|-------|--------|--------------|
| Fusível     | F1    | 25K    |              |
|             | F2    | 15K    |              |
|             | F3    | 15K    |              |
|             | F4    | 15K    |              |
|             | F5    | 15K    |              |
|             | F6    | 15K    |              |
|             | F7    | 10K    |              |
| Religador   | Fase  | Rápida | CENTURION104 |
|             |       | Lenta  | CENTURION010 |
|             | Terra | Rápida | CENTURION104 |
|             |       | Lenta  | CENTURION131 |

Todo o sistema encontra-se na zona de proteção do religador. É garantida a coordenação e a seletividade da proteção para todos os trechos da rede. No Apêndice D, são mostrados os ajustes feitos para as curvas do religador no *software* Aspen DistriView (ASPEN, 2013). Também são apresentadas as TCCs (curvas características de tempo x corrente) com as curvas dos equipamentos em pares, onde se pode analisar a faixa de coordenação e comparar com o valor de corrente de curto circuito em cada ramo onde há proteção, comprovando a coordenação entre o religador e os fusíveis.

É importante ressaltar que a partir do dimensionamento correto de todos os equipamentos de proteção do caso teste, tem-se a possibilidade da variação das filosofias de proteção.

Define-se a atuação do religador pela curva rápida como sendo a letra R e a ação pela curva lenta como sendo a letra L. Para todas as análises que serão abordadas, foram considerados 4 tipos de ajustes da proteção: 1L (totalmente seletivo), 4L (quatro operações na

curva lenta), 1R3L e 2R2L (uma e duas operações pela curva rápida do religador, respectivamente).

### **5.3 Análise da Influência da Filosofia de Proteção – Primeira Metodologia**

Conforme já citado, uma das maneiras de se analisar o impacto de cada tipo de filosofia de proteção nos indicadores de qualidade é a aplicação de faltas no sistema de distribuição. O procedimento utilizado será o de Monte Carlo, como apresentado no capítulo 4.

#### **5.3.1 Considerações e Parâmetros Utilizados**

Vale ressaltar que a utilização de parâmetros confiáveis para a simulação de faltas utilizando o método de Monte Carlo é de extrema importância para que os resultados também sejam confiáveis.

A seguir são listados todos os dados de entrada necessários para a simulação:

- A taxa de falta utilizada foi de 30 faltas por 100 km ao ano. Devido à dificuldade de se encontrar dados para 24,9 kV, adotou-se um valor intermediário entre 69 e 13,8 kV, baseado nos trabalhos de (GARCIA; ALVES, 2011) e (FONSECA, 1999);
- Foram simulados 100 anos, a fim de diminuir o erro nos resultados (OLIVEIRA, 2008);
- O valor da resistência de falta é sorteado pela função distribuição uniforme entre zero e o valor máximo. O valor máximo é atribuído para cada tipo de falta, sendo 10 Ohms para falta trifásica-terra, 30 Ohms para falta bifásica-terra, 20 Ohms para falta bifásica e 30 Ohms para falta fase-terra (HONORATO, 2014). Estes parâmetros podem ser modificados a critério do engenheiro, baseados em diferentes estudos e dados experimentais (diferentes sistemas elétricos);
- Foram analisadas faltas trifásicas, bifásicas-terra, bifásicas e fase terra. Cada tipo tem uma probabilidade de ocorrência, conforme Tabela 5.2 (GARCIA; ALVES, 2011);

Tabela 5.2 – Probabilidades de Ocorrência para cada Tipo de Falta (GARCIA; ALVES, 2011).

|                      |                | Probabilidade de Ocorrência (%) |
|----------------------|----------------|---------------------------------|
| <b>Tipo de Falta</b> | Fase-Terra     | 78                              |
|                      | Bifásica-Terra | 10                              |
|                      | Bifásica       | 9                               |
|                      | Trifásica      | 3                               |

- A probabilidade de ocorrência de faltas permanentes é de 20% e de faltas temporárias é de 80% (GUIGUER, 1988);
- Das faltas temporárias, 90% são eliminadas no 1° religamento, 9% no 2° religamento e 1% no 3° religamento (GODINHO, 2010);
- Anualmente, sorteiam-se as faltas apenas uma vez, para que sejam aplicadas as mesmas condições de curto-circuito para efeito de comparação das diversas filosofias de proteção.
- A tensão pré-falta considerada para a análise da influência da filosofia da proteção é 1 p.u.. Essa adoção se justifica pelo fato de que para esse estudo, não se tem interesse direto na quantidade de eventos contabilizada, mas sim na comparação relativa entre os diversos cenários da proteção avaliados.
- Na avaliação do impacto no consumidor, as interrupções de longa duração são consideradas como sendo um evento com intensidade de 0 p.u., e duração de 3,5 segundos. Tal consideração é apenas para a representação gráfica, já que para nenhuma filosofia há eventos nessa região.
- São considerados 100% de sucesso no primeiro religamento para a análise do impacto dos eventos no consumidor.
- Considera-se afundamento de tensão quando a tensão atinge um nível menor que 0,9 p.u., e elevações de tensão, quando o nível ultrapassa 1,10 p.u.

Vale ressaltar que o procedimento deve ser repetido para cada filosofia de proteção e ponto de monitoramento. A partir das informações dos arquivos de saída (resultados) e da filosofia de proteção utilizada, uma sub-rotina no MATLAB contabiliza os indicadores de maneira automatizada.

As probabilidades de ocorrência de faltas permanentes e transitórias são embutidas nos cálculos programados em MATLAB. Todavia, cada situação considerada (falta permanente, falta transitória com sucesso no 1°/2°/3° religamento) gera uma tabela. Tal esquema é

mostrado na Figura 5.3, para um caso exemplo (Barra monitorada 812 e Filosofia 1R3L) para facilitar o entendimento.

Com os valores de probabilidades associados a cada situação, multiplicam-se as “tabelas” pelos seus devidos pesos resultantes do tipo de falta aplicada e uma tabela final com os indicadores médios é encontrada levando em conta todos os anos de simulação.

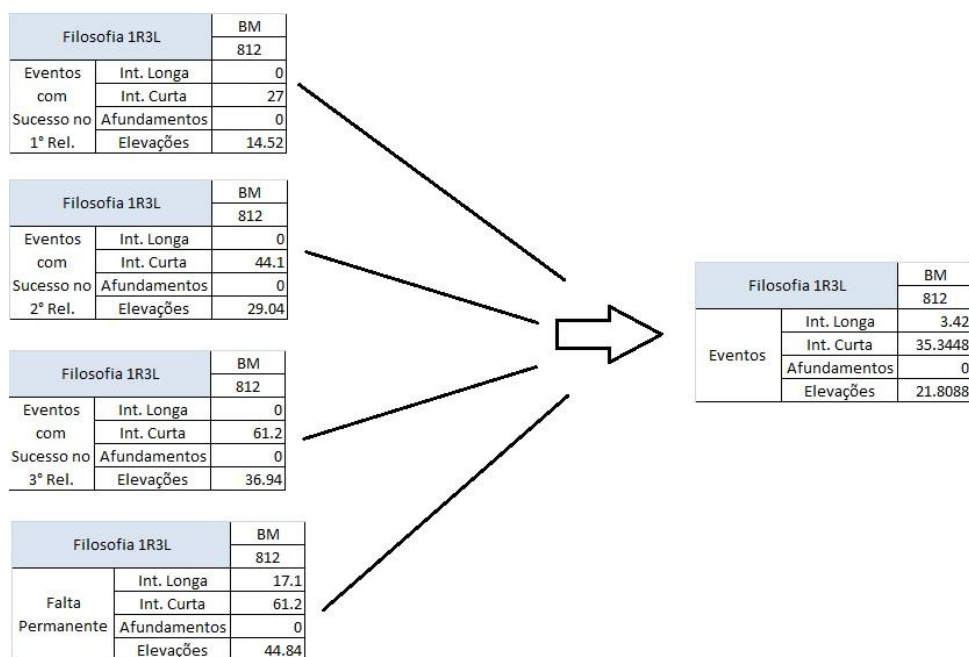


Figura 5.3 – Procedimento para Cálculo da Tabela Final de Indicadores.

### 5.3.2 Apresentação dos Resultados

A análise é feita separadamente para cada ponto de monitoramento. Os primeiros resultados apresentados são tabelas para um determinado ponto de interesse, com os indicadores médios resultantes de 100 anos de simulação para cada filosofia de proteção aplicada. Vale ressaltar que são mostrados os seguintes indicadores: interrupções de longa duração (Int. Longa), interrupções de curta duração (Int. Curta), afundamentos e elevações de tensão, conforme modelo proposto na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Modelo da Tabela para Contabilização de Indicadores.

| Barra Monitorada |              | Filosofias de Proteção |      |      |    |
|------------------|--------------|------------------------|------|------|----|
|                  |              | 1L                     | 1R3L | 2R2L | 4L |
| Eventos          | Int. Longa   | 0                      | 0    | 0    | 0  |
|                  | Int. Curta   | 0                      | 0    | 0    | 0  |
|                  | Afundamentos | 0                      | 0    | 0    | 0  |
|                  | Elevações    | 0                      | 0    | 0    | 0  |

Para a facilitação da comparação entre as filosofias de proteção para um dado ponto de monitoração, é apresentado o gráfico da Figura 5.4.

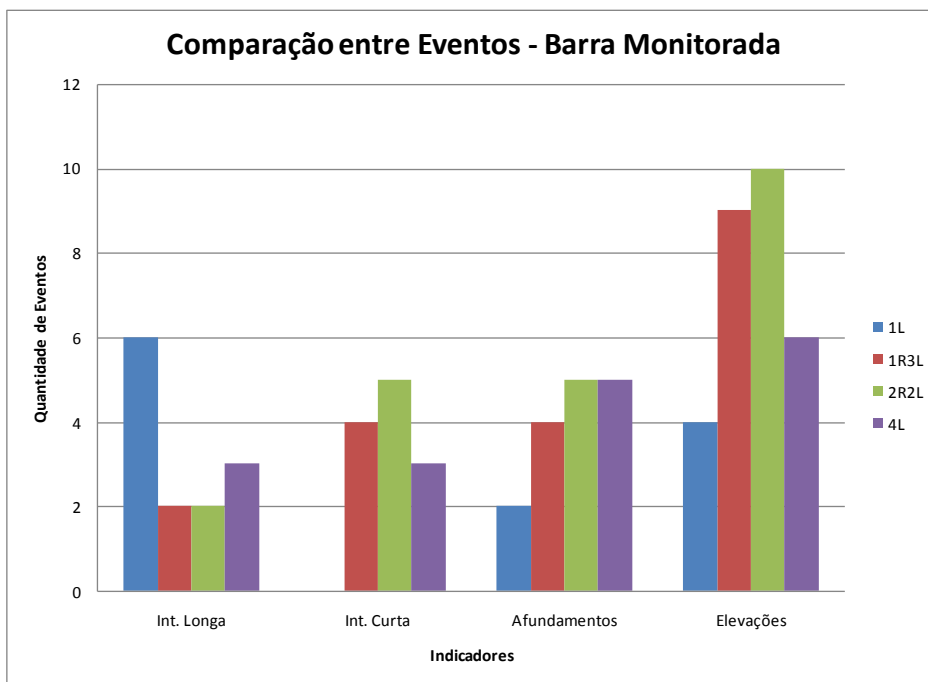


Figura 5.4 – Modelo de Gráfico para Comparação de Indicadores para cada Filosofia de Proteção.

Em seguida, para ressaltar a contribuição do método para a análise da variabilidade dos eventos, é mostrado um gráfico com o número de ocorrências de cada indicador para cada ano de análise. Além disso, é apresentada a evolução da média, na cor preta, de acordo com o crescimento do número de anos simulados. A Figura 5.5 mostra um exemplo deste gráfico.

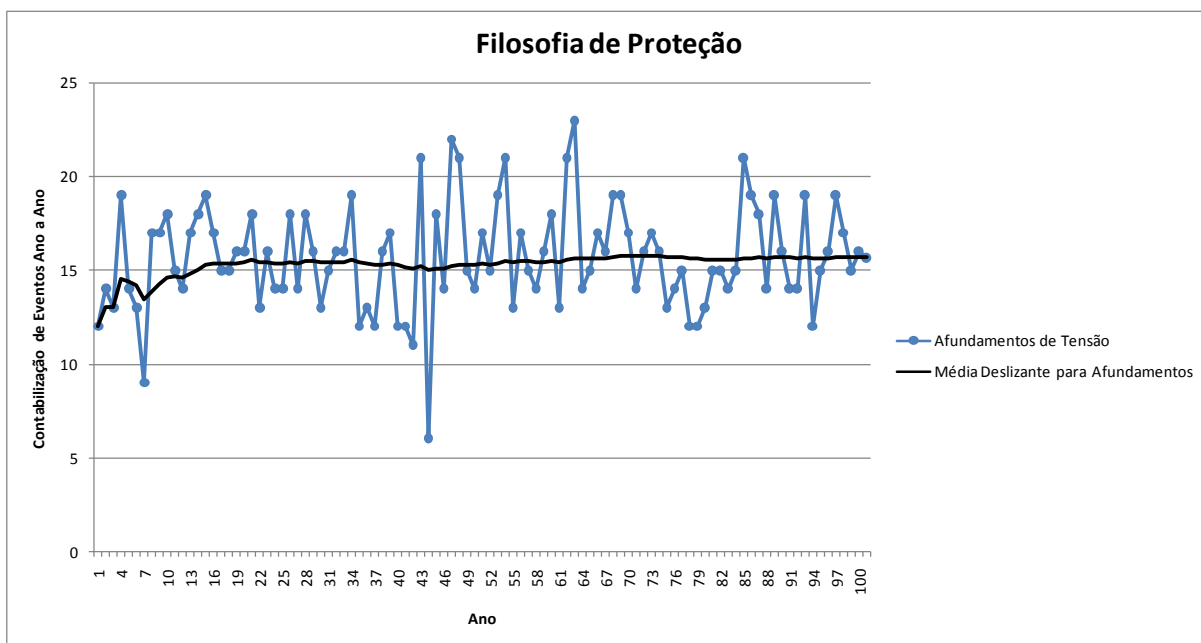


Figura 5.5 – Distribuição Anual de Eventos.

O resultado dos eventos ano a ano também permite realizar um estudo estatístico da distribuição destes indicadores, para cada barra monitorada e filosofia de proteção. Tal análise é feita no *software* Minitab 16, (2010). Um modelo do resultado obtido nesta etapa é mostrado na Figura 5.6.

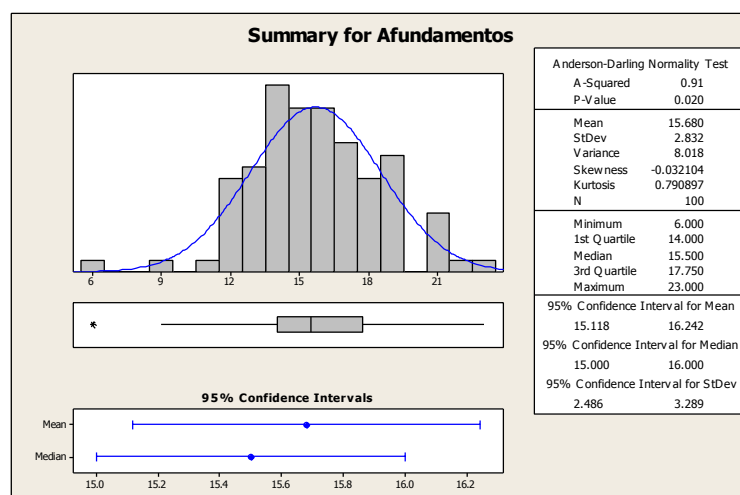


Figura 5.6 – Modelo de resumo estatístico para Afundamentos de Tensão.

O impacto sobre a carga do consumidor instalado em um ponto específico monitorado é avaliado pela curva SEMI F47. Será mostrada para cada caso a curva com os eventos plotados para um ano de simulação, como exemplificado na Figura 5.7, além de serem indicados quantos eventos médios, levando-se em consideração os 100 anos, caíram dentro e fora da região de sensibilidade.

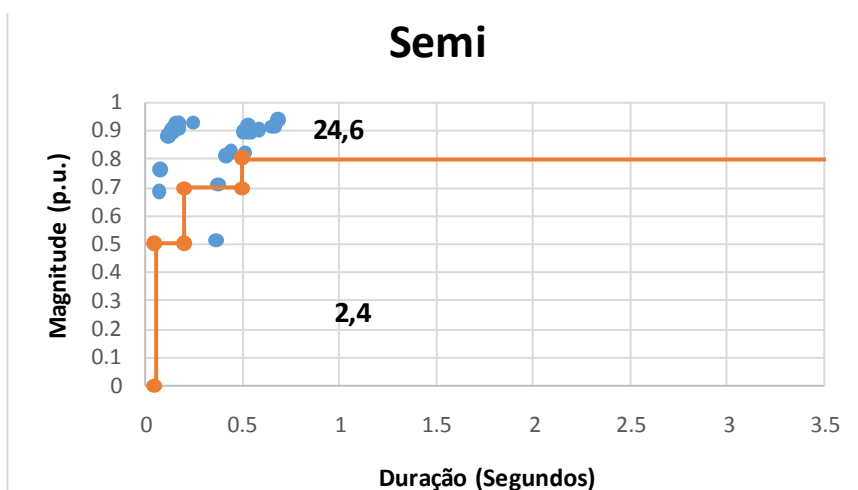


Figura 5.7 – Modelo para a Análise da Sensibilidade da Carga.

Finalmente, uma comparação é feita entre os barramentos monitorados, avaliando o desempenho de cada um, para cada filosofia de proteção. Um modelo do gráfico contendo estas informações é apresentado na Figura 5.8.

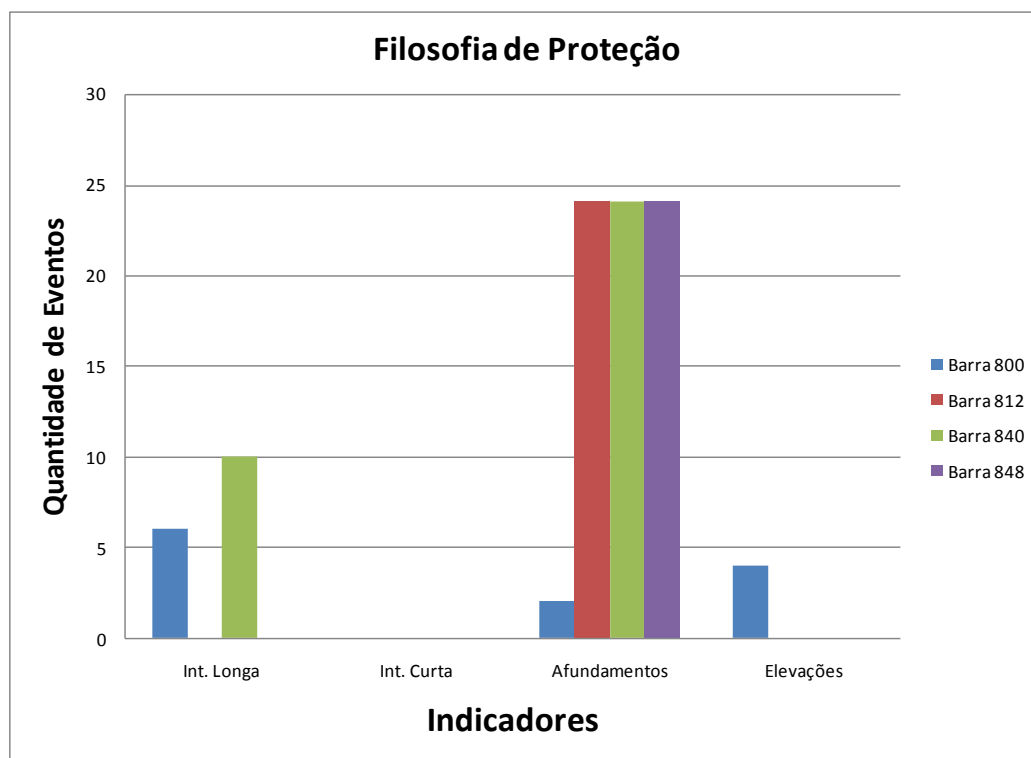


Figura 5.8 – Modelo de Gráfico para Comparação de Indicadores para cada Barra Monitorada.

### 5.3.3 Resultados – Barra 800 (Montante de Todo Sistema)

Na Tabela 5.4 são mostrados os resultados dos indicadores da barra 800, para cada filosofia de proteção.

Tabela 5.4 – Indicadores para a Barra 800.

| 800     |              | Filosofias de Proteção |      |      |      |
|---------|--------------|------------------------|------|------|------|
|         |              | 1L                     | 1R3L | 2R2L | 4L   |
| Eventos | Int. Longa   | 0,0                    | 0,0  | 0,0  | 0,0  |
|         | Int. Curta   | 0,0                    | 0,0  | 0,0  | 0,0  |
|         | Afundamentos | 15,7                   | 24,6 | 25,5 | 23,3 |
|         | Elevações    | 0,0                    | 0,0  | 0,0  | 0,0  |

Pode-se observar que para este barramento só há o registro de afundamentos. As interrupções não ocorrem já que o ponto se localiza a montante dos dispositivos de proteção. Já a frequência de elevações depende da distância da barra monitorada da subestação. Quanto mais perto, menor será a chance de haver contabilização. Isso acontece, pois as ocorrências das elevações de tensão dependem da relação entre a impedância de sequência zero e a impedância de sequência positiva presente ao longo do sistema. À medida que o ponto se afasta do barramento da subestação, há influência da impedância dos condutores, aumentando o valor desta impedância e conseqüentemente aumentando a probabilidade de ocorrência de elevações de tensão neste barramento. Como este barramento está localizado no secundário do

transformador da subestação, não houve registro de elevações de tensão. A Figura 5.9 sintetiza as informações contidas na Tabela 5.4.

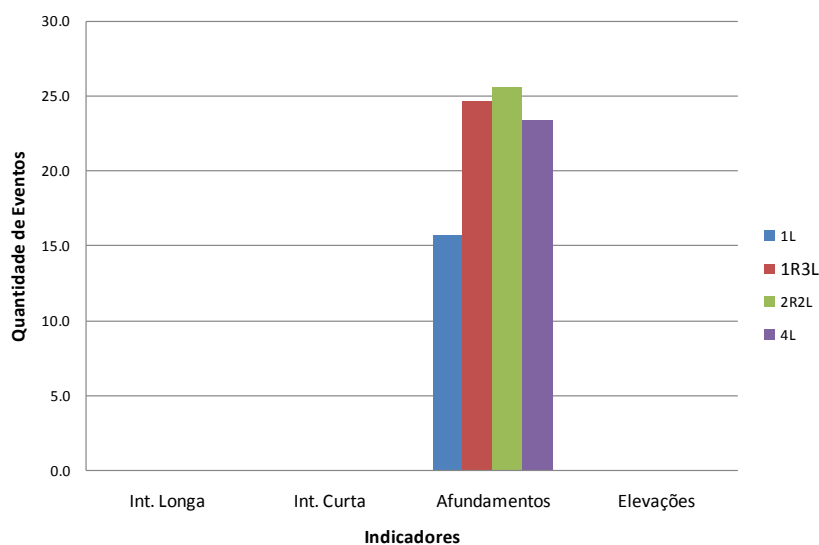


Figura 5.9 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 800.

Supondo que se queira minimizar o número de afundamentos de tensão exclusivamente nesse barramento, sem avaliar nos indicadores para o restante da rede, a filosofia 1L, totalmente seletiva é a mais adequada. Como não há religamentos na rede, o número de AMTs é o mínimo possível, resultantes das faltas ocorridas dentro da área de vulnerabilidade deste barramento.

Como será visto posteriormente, esse ajuste acaba por aumentar as interrupções de longa duração nos demais pontos de monitoração do sistema. Uma possível ação para minimizar este efeito é instalar, na fronteira da área de vulnerabilidade da barra 800, outro religador, ajustado de forma coordenada. Assim os religamentos realizados por este novo equipamento não afetariam o ponto de interesse (Barra 800), já que as faltas protegidas por ele estão fora da área de vulnerabilidade do barramento de interesse.

A variabilidade dos afundamentos de tensão ano a ano para a barra 800 é mostrada na Figura 5.10, com a evolução da média mostrada pela linha preta. Os gráficos mostram os valores mínimos e máximos encontrados para cada filosofia de proteção. A filosofia 1L obteve frequências entre 6 e 23 eventos, a filosofia 1R3L entre 9,31 e 35,56 aproximadamente, o ajuste 2R2L entre 9,7 e 37,2 e a filosofia 4L entre 8,75 e 33,32.



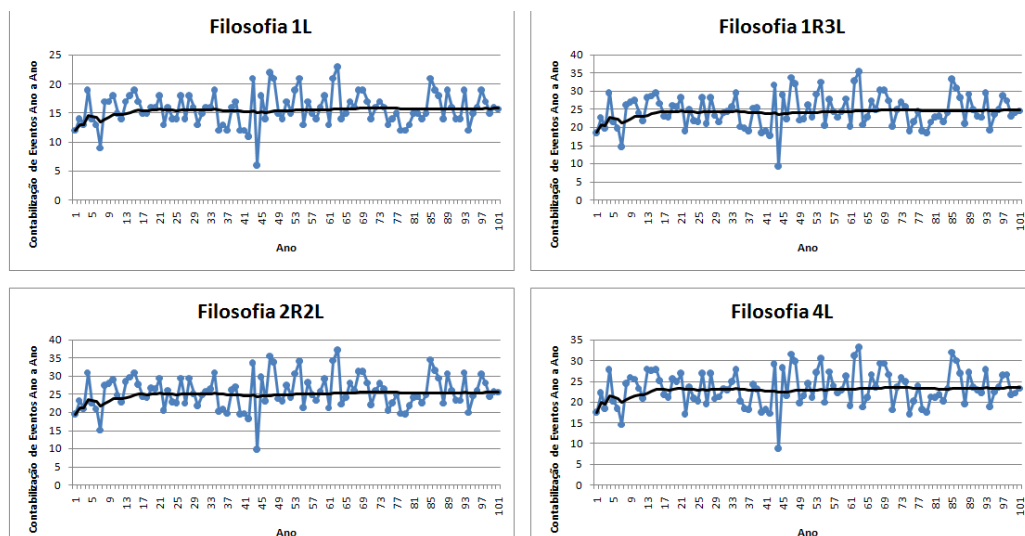


Figura 5.10 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 800 para cada Filosofia de Proteção.

A partir destes resultados, uma análise estatística é apresentada na Figura 5.11. Os histogramas fornecem várias informações, dentre elas o intervalo de confiança de 95% da média, que representa a probabilidade do intervalo de confiança conter a média calculada. Para a filosofia 1L, o intervalo é 15,11-16,24, para o ajuste 1R3L é 23,71-25,47, na filosofia 2R2L é 24,63-26,46 e para a filosofia 4L é 22,46-24,15.

O resultado da análise de impacto sobre a carga instalada na barra 800 é mostrado na Figura 5.12. Vale ressaltar que os pontos plotados são referentes somente a um ano de análise, sendo adequados somente para ser uma idéia da distribuição dos eventos no plano tensão-tempo. Os resultados para as filosofias 1L e 4L são iguais, assim como também o são para 1R3L e 2R2L. No primeiro caso, há somente atuação pela curva lenta do religador para faltas no tronco, e dos fusíveis para defeitos nos ramais. No segundo, todas as atuações para o primeiro evento sempre são realizadas pela curva rápida do religador. Para este barramento, poucos eventos caíram dentro da região de sensibilidade da carga em ambos os casos, devido principalmente a atuação do religador pela curva rápida.

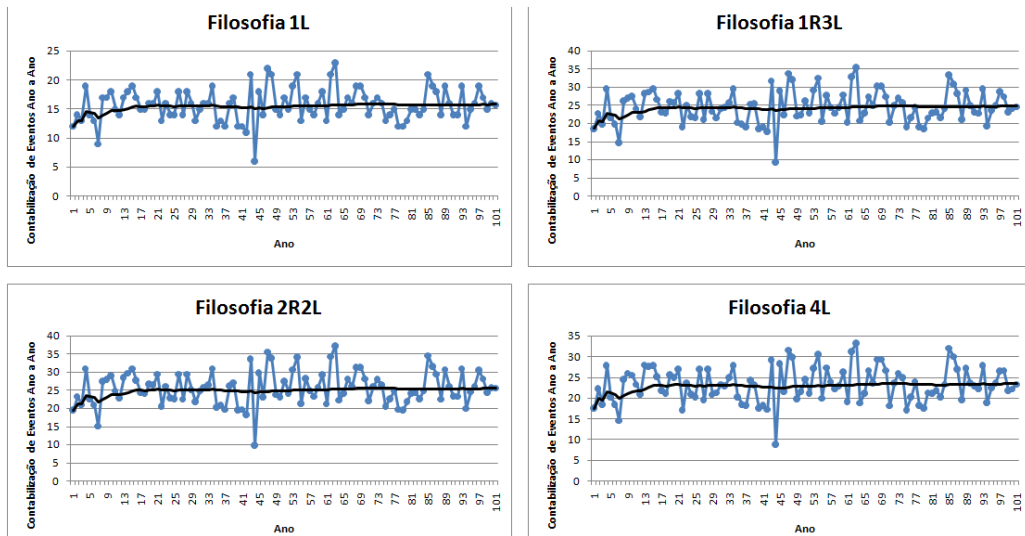


Figura 5.10 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 800 para cada Filosofia de Proteção

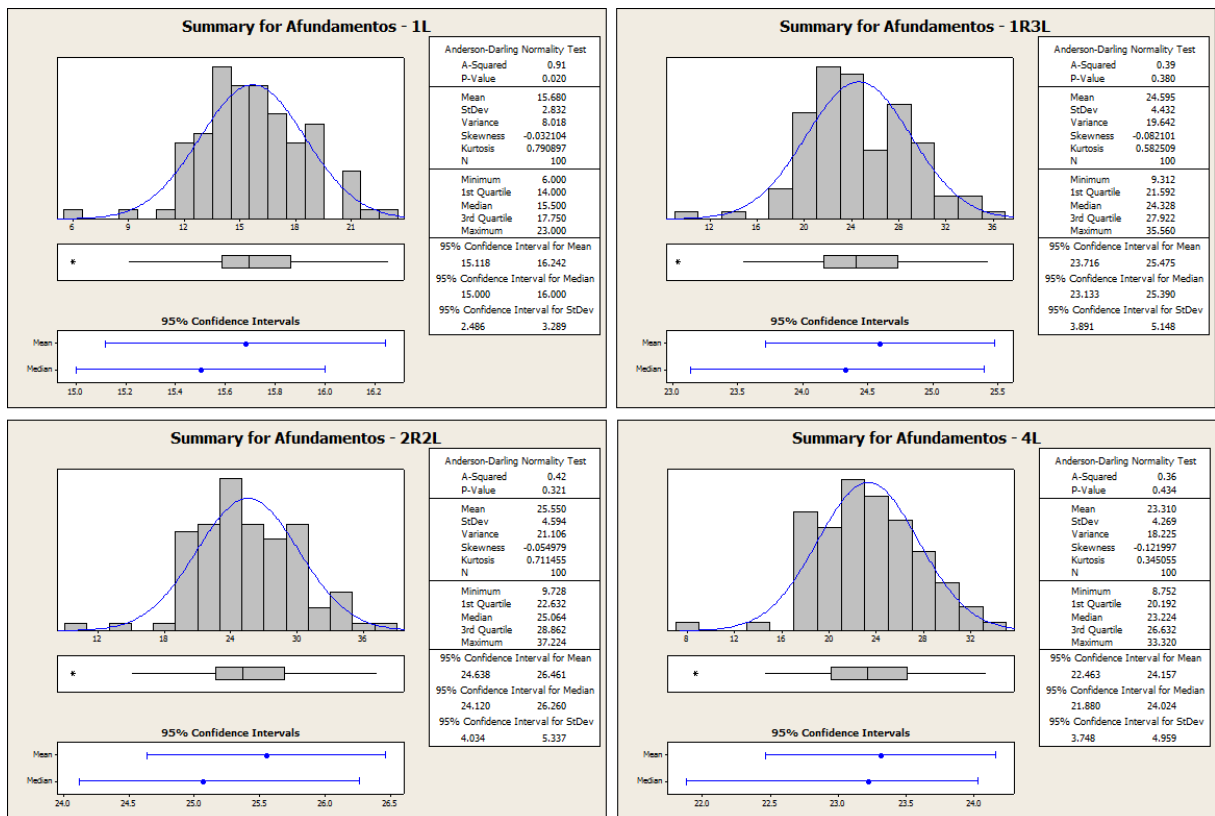


Figura 5.11 – Resumo Estatístico para os Afundamentos na Barra 800 para cada Filosofia de Proteção.

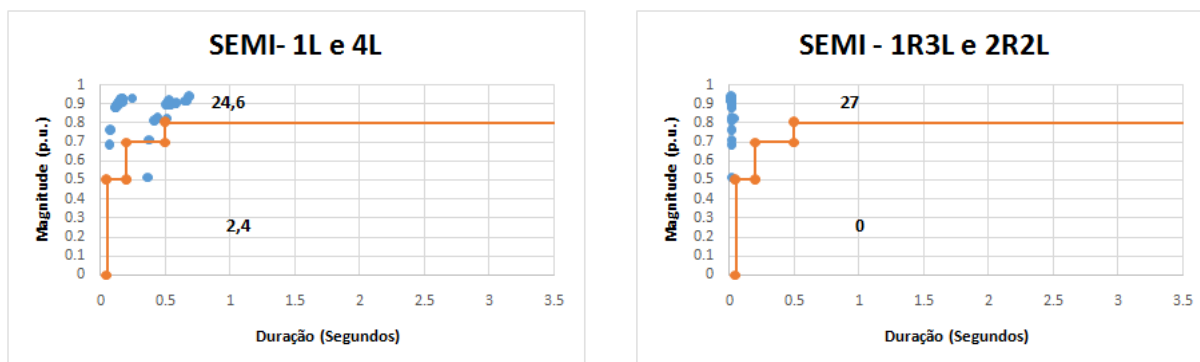


Figura 5.12 – Curvas SEMI para a Barra 800.

### 5.3.4 Resultados – Barra 812

Na Tabela 5.5 são mostrados os resultados dos indicadores da barra 812 para cada filosofia de proteção.

Tabela 5.5 – Indicadores para a Barra 812.

| 812     |              | Filosofias de Proteção |      |      |      |
|---------|--------------|------------------------|------|------|------|
|         |              | 1L                     | 1R3L | 2R2L | 4L   |
| Eventos | Int. Longa   | 17,2                   | 3,4  | 3,4  | 3,4  |
|         | Int. Curta   | 0,0                    | 35,4 | 38,1 | 25,5 |
|         | Afundamentos | 9,8                    | 0,0  | 0,0  | 9,8  |
|         | Elevações    | 10,6                   | 16,1 | 17,0 | 14,8 |

Pode-se observar que para este barramento, não há registro de afundamentos para as filosofias 1R3L e 2R2L. Isso ocorre devido à premissa de contabilização adotada, onde na ocorrência de interrupções seguidas de afundamentos, se registra a interrupção, que é o evento mais severo. Os afundamentos de tensão que ocorrem são para as faltas nos ramais, durante a atuação do fusível, nas filosofias 1L e 4L.

As interrupções de longa duração têm seu número reduzido quando ocorrem religamentos no sistema. Como o barramento 812 está localizado no tronco principal, esse número é igual para as filosofias 1R3L, 2R2L e 4L. Já as elevações de tensão seguem o perfil de interrupções de curta para as filosofias 1R3L, 2R2L e 4L, porém em menor número, pois a falta tem de estar dentro da área de vulnerabilidade da barra monitorada para o evento ser registrado. A Figura 5.13 apresenta de forma gráfica os resultados contidos na Tabela 5.5.

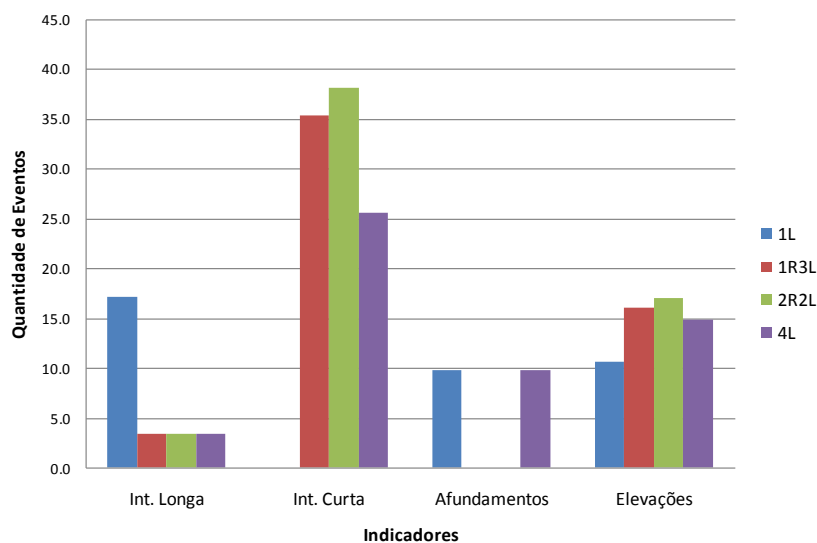


Figura 5.13 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 812.

De maneira geral, para o número de interrupções de longa duração ser o menor possível, as filosofias 1R3L, 2R2L e 4L são adequadas.

Para as interrupções de curta duração, a filosofia seletiva é a que possui os menores índices. Porém, em contra partida, há o aumento das interrupções de longa duração em todo sistema.

A variabilidade dos eventos de interrupções de longa e curta duração é mostrada nas Figuras 5.14 e 5.15, respectivamente. As interrupções de longa na filosofia 1L variam entre 11 e 22. Nas outras filosofias, entre 2,2 e 4,4 eventos. As interrupções de curta oscilam entre 32,36 e 37,73 para o ajuste 1R3L, para 2R2L entre 36,84 e 39,13 e para a filosofia 4L entre 16,36 e 32,73.

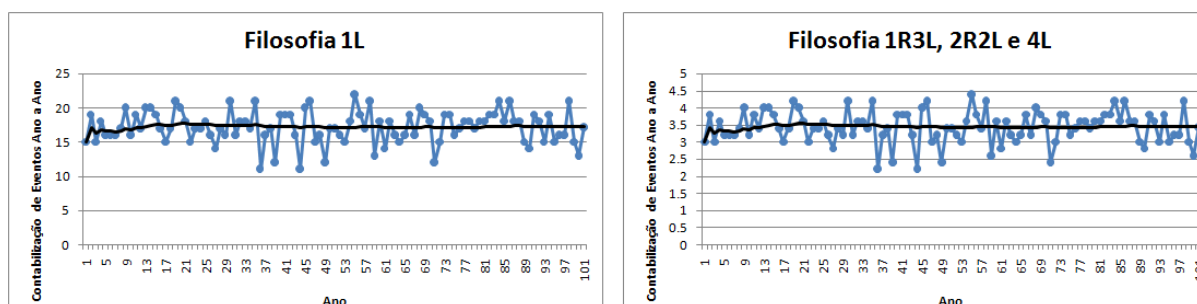


Figura 5.14 – Distribuição Anual de Interrupções de Longa na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

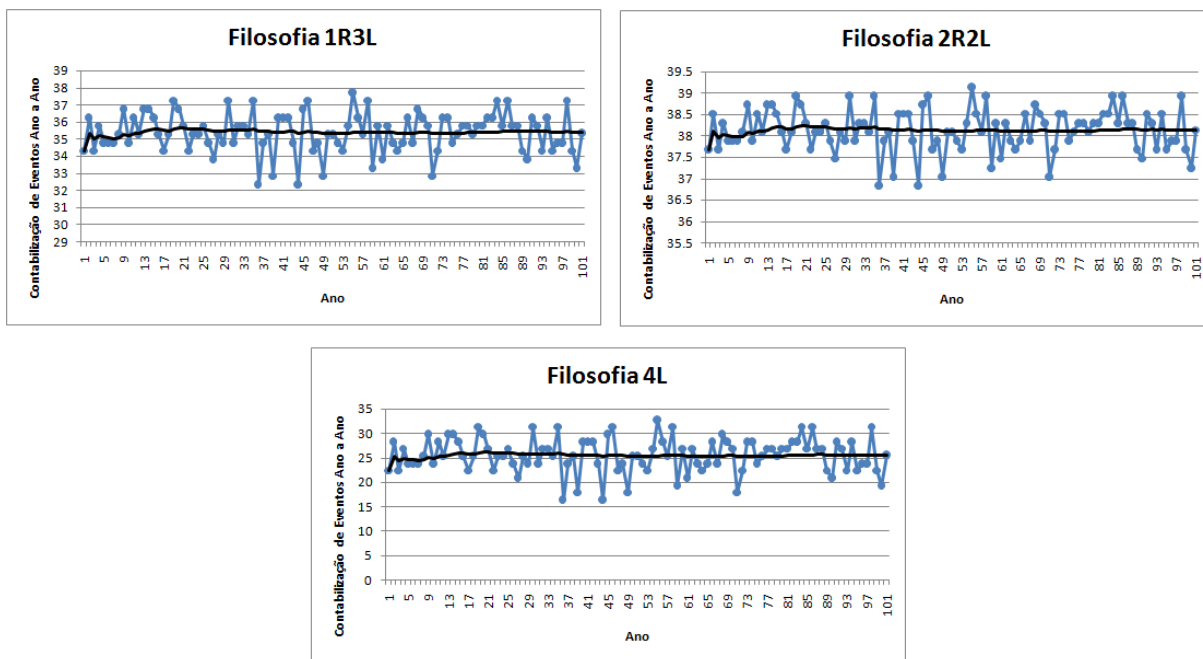


Figura 5.15 – Distribuição Anual de Interrupções de Curta na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

Os afundamentos de tensão ocorrem de maneira idêntica nas filosofias 1L e 4L e variam entre um valor mínimo de 5 e máximo de 16 eventos, como pode ser visto na Figura 5.16.

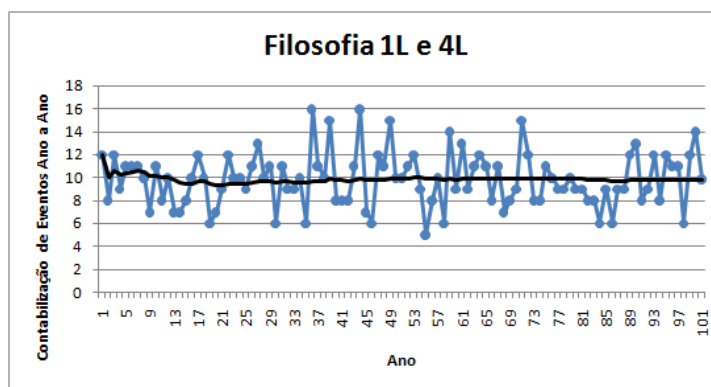


Figura 5.16 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

A variação do número de elevações de tensão na barra 812 é mostrada na Figura 5.17. Variam de 4 a 19 na filosofia 1L e na faixa de 6 a 30 para as demais filosofias.

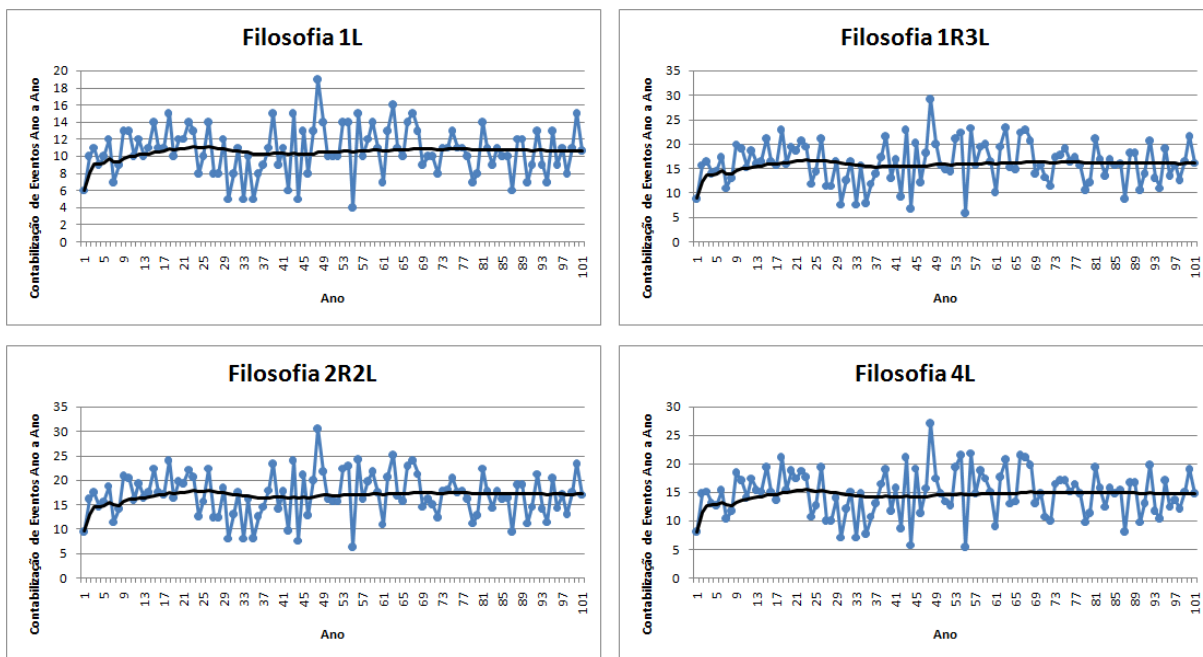


Figura 5.17 – Distribuição Anual de Elevações na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

Na Figura 5.18 são mostrados os resumos estatísticos para as interrupções de longa duração. Para a filosofia 1L, o intervalo de confiança é 16,70-17,64, para as demais filosofias é 3,34-3,52. A Figura 5.19 mostra os histogramas para as interrupções de curta duração. Os intervalos de confiança da média para cada filosofia são: 35,15-35,60 (1R3L), 38,03-38,22 (2R2L) e 24,85-26,24 (4L).

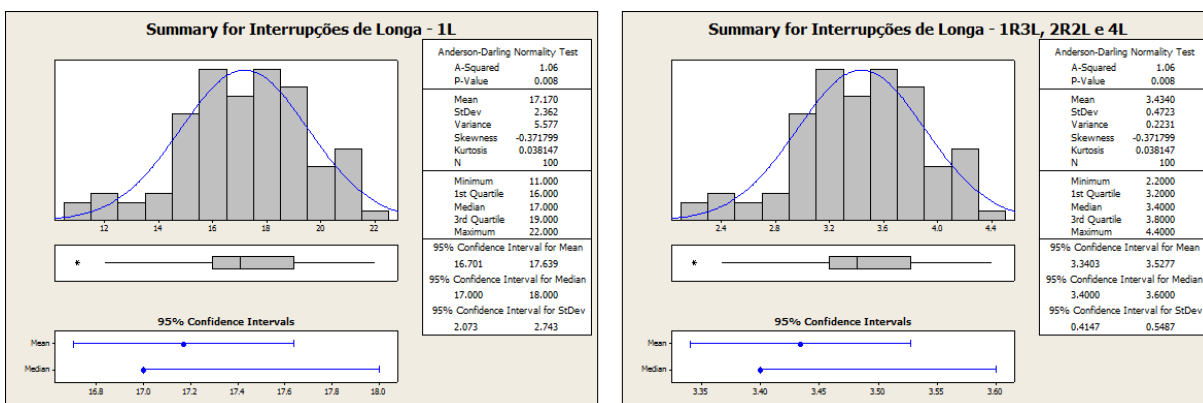


Figura 5.18 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Longa na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

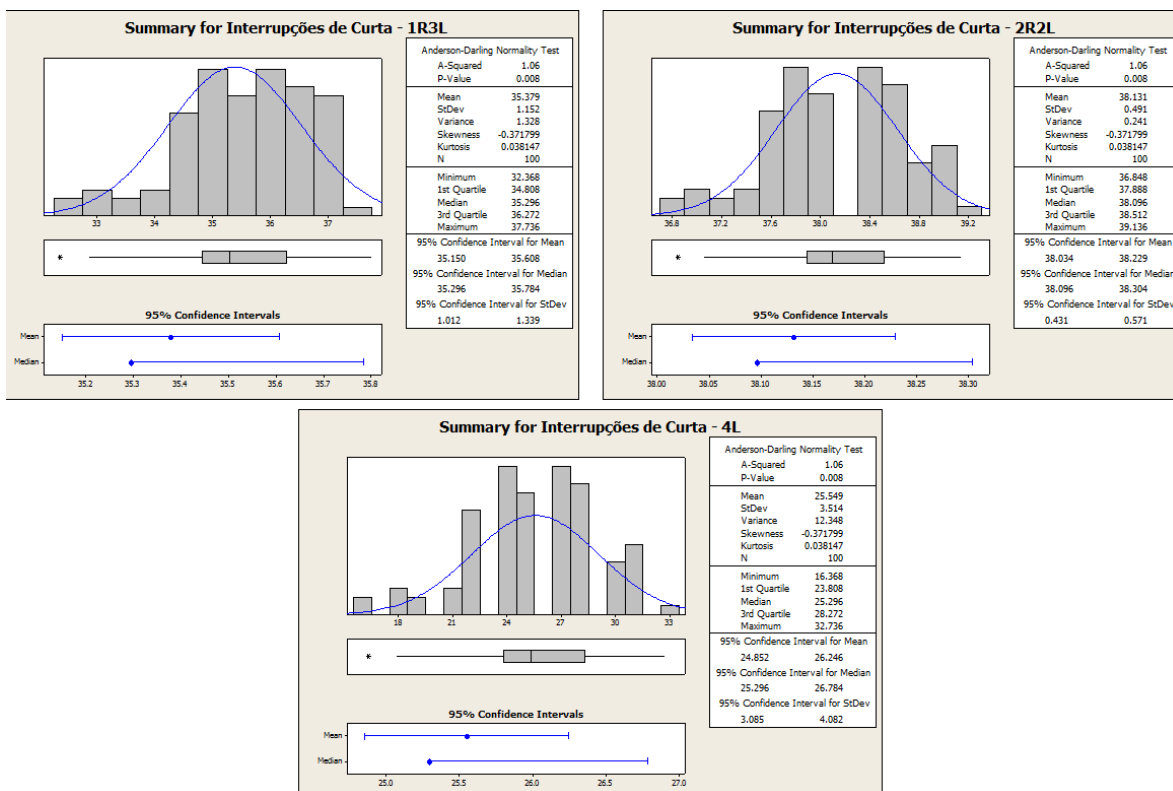


Figura 5.19 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Curta na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

Para os afundamentos de tensão, a análise estatística da Figura 5.20 aponta o intervalo de confiança para a média que vai de 9,36-10,3, somente para as filosofias 1L e 4L, já que nas outras este evento não é contabilizado.

As características das elevações de tensão são mostradas na Figura 5.21. Para a filosofia 1L, o intervalo de confiança é 10,08-11,19, para o ajuste 1R3L é 15,24-16,95, na filosofia 2R2L é 16,15-17,94 e para a filosofia 4L é 14,01-15,62.

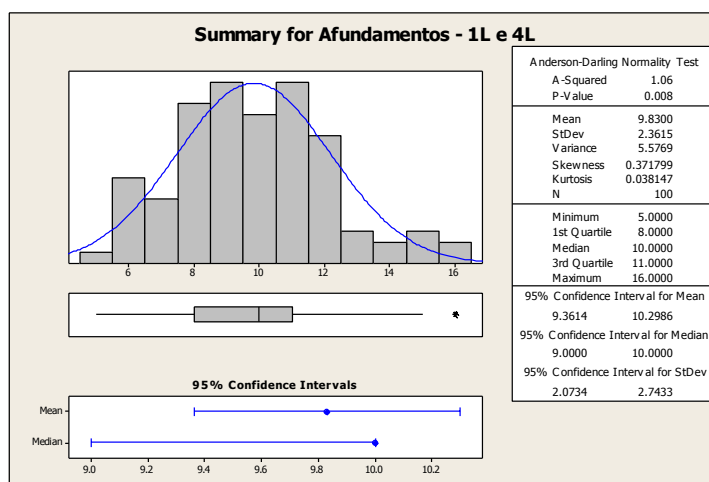


Figura 5.20 – Resumos Estatísticos para Afundamentos na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

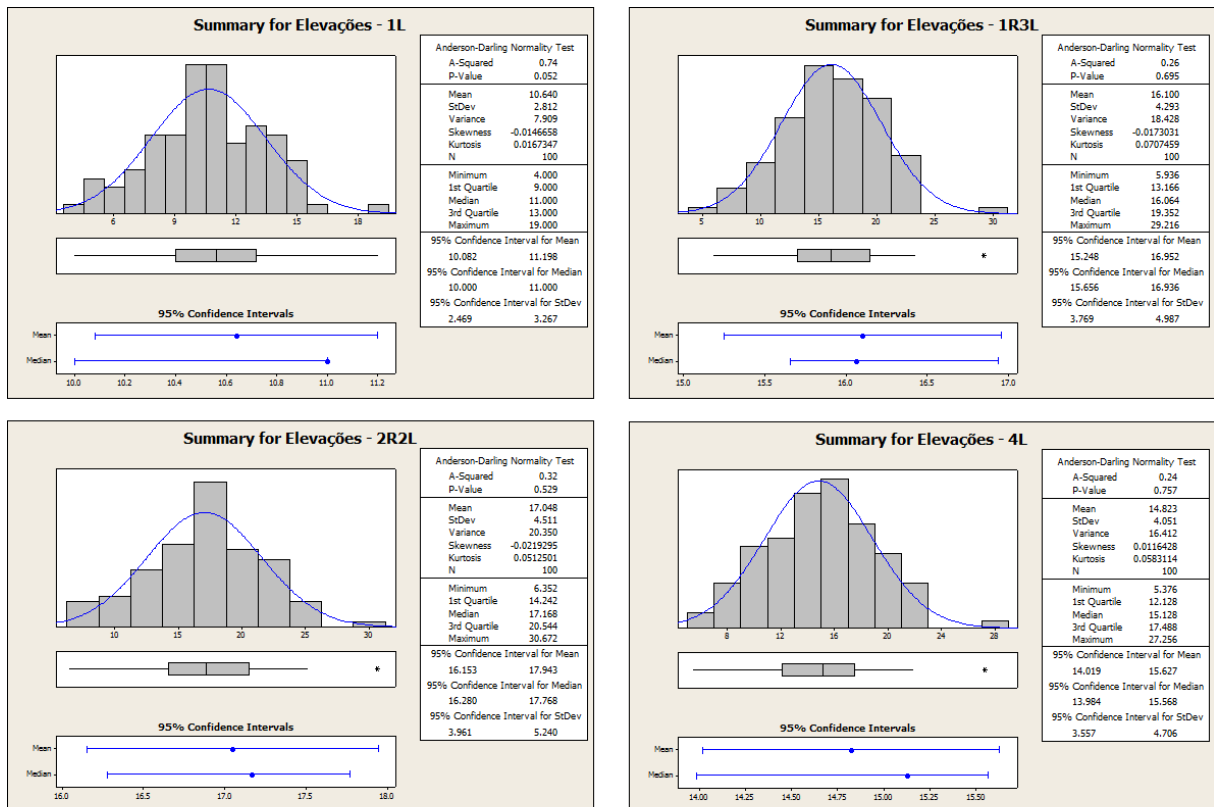


Figura 5.21 – Resumos Estatísticos para Elevações na Barra 812 para cada Filosofia de Proteção.

O resultado para a análise de impacto sobre a carga instalada na barra 812 é mostrado na Figura 5.22. Para a filosofia 1L, somente 4,01 eventos ficaram acima da curva SEMI. Nesse caso, 22,99 eventos provocam paradas do processo. Tal número é elevado devido à grande contabilização de interrupções de longa duração para faltas no tronco principal, onde a barra monitorada está localizada. Vale lembrar que no gráfico as interrupções de longa duração são representadas por um evento de magnitude 0 p.u. e duração 3,5 segundos. As filosofias 1R3L e 2R2L sempre desligam o processo, já que ambas tem por característica a atuação da curva rápida do religador, o que causa uma interrupção de curta duração com duração de 2 segundos (tempo morto do religador ajustado) para qualquer defeito na zona de proteção do religador. Por fim, na filosofia 4L, são válidas as mesmas análises feitas para o ajuste 1L, com a única diferença de que os eventos serão contabilizados como interrupções de curta duração e não interrupções de longa duração.



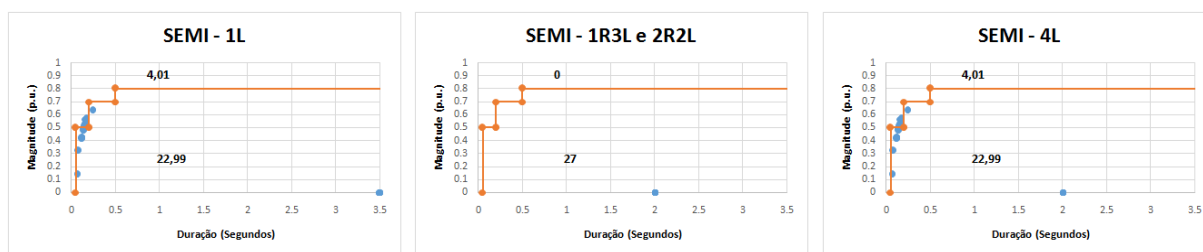


Figura 5.22 – Curvas SEMI para a Barra 812.

### 5.3.5 Resultados – Barra 840

Na Tabela 5.6 são mostrados os resultados dos indicadores da barra 840, para cada filosofia de proteção.

Tabela 5.6 – Indicadores para a Barra 840

| 840     |              | Filosofias de Proteção |      |      |      |
|---------|--------------|------------------------|------|------|------|
|         |              | 1L                     | 1R3L | 2R2L | 4L   |
| Eventos | Int. Longa   | 17,6                   | 3,5  | 3,5  | 3,8  |
|         | Int. Curta   | 0,0                    | 35,4 | 38,1 | 25,5 |
|         | Afundamentos | 9,4                    | 0,0  | 0,0  | 9,4  |
|         | Elevações    | 21,2                   | 32,0 | 33,9 | 29,3 |

Como já comentado para a barra 812, afundamentos de tensão só serão contabilizados quando há atuação de dispositivos de proteção à jusante do ponto de análise. É o caso do barramento 800, por exemplo. Para os outros casos, só haverá registro de afundamentos de tensão quando houver atuação de um fusível a jusante do ponto de interesse, com o religador ajustado somente na curva lenta.

As interrupções de longa duração têm seu número reduzido quando se implementa religamentos no sistema. Para barramentos protegidos por fusíveis coordenados com um religador instalado a montante, como é o caso da barra 840, a quantidade de interrupções de longa será menor quanto maior for o número de atuações pela curva rápida do religador. Na Tabela 5.6, a diferença de contabilização entre as filosofias 1R3L e 2R2L é pequena. Isso ocorre devido ao tamanho reduzido do trecho onde se localiza a barra 840, e consequentemente ao menor número de faltas ocorridas no ramal.

As interrupções de curta duração e as elevações seguem o mesmo padrão observado na barra 812. Entretanto percebe-se um aumento generalizado no registro das elevações de tensão, devido ao fato da barra 840 se encontrar muito distante da subestação. A Figura 5.23 ilustra graficamente as informações contidas na Tabela 5.6.

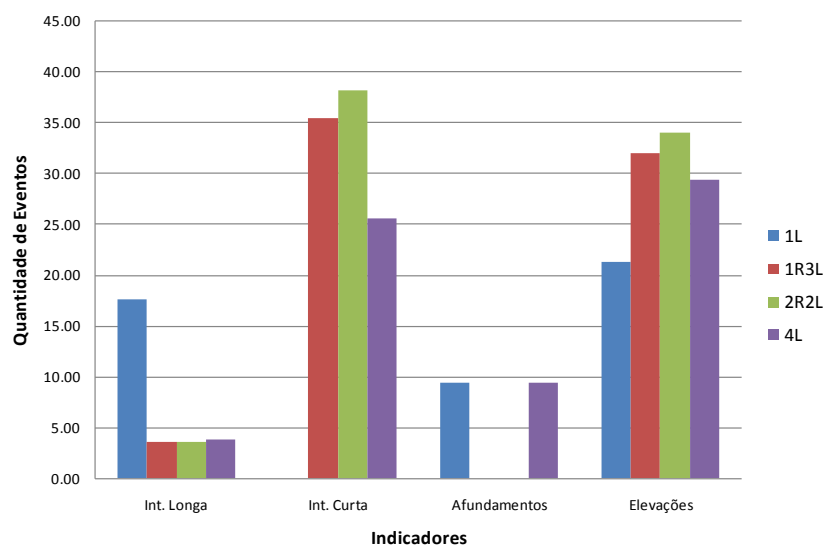


Figura 5.23 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 840.

De maneira geral, para que o número de interrupções de longa duração seja o menor possível, a filosofia 2R2L é a mais adequada, equiparada para este caso teste, as filosofias 1R3L e 4L. Em ramais curtos, a filosofia 1R3L se mostra eficiente, porém à medida que o comprimento do trecho aumenta, a filosofia 2R2L é a mais apropriada. Para as elevações de tensão, observa-se que as filosofias também se equiparam, já que possuem indicadores relativamente próximos. Evidentemente que, o ajuste 2R2L resulta em maior número de elevações de tensão, devido a maior quantidade de operação do religador pela curva rápida.

Para as interrupções de curta duração, a filosofia 1L é a que possui os menores índices. Porém, em contrapartida, há aumento das interrupções de longa duração.

A variabilidade dos eventos de interrupções de longa e curta duração na barra 840 é mostrada nas Figuras 5.24 e 5.25, respectivamente. As interrupções de longa na filosofia 1L oscilam entre 12 e 22, nas outras filosofias, ficaram na faixa de 2,4 e 4,5 eventos. As interrupções de curta têm eventos entre 32,36 e 37,73 para o ajuste 1R3L, para 2R2L entre 36,84 e 39,13 e para a filosofia 4L entre 16,36 e 32,73.

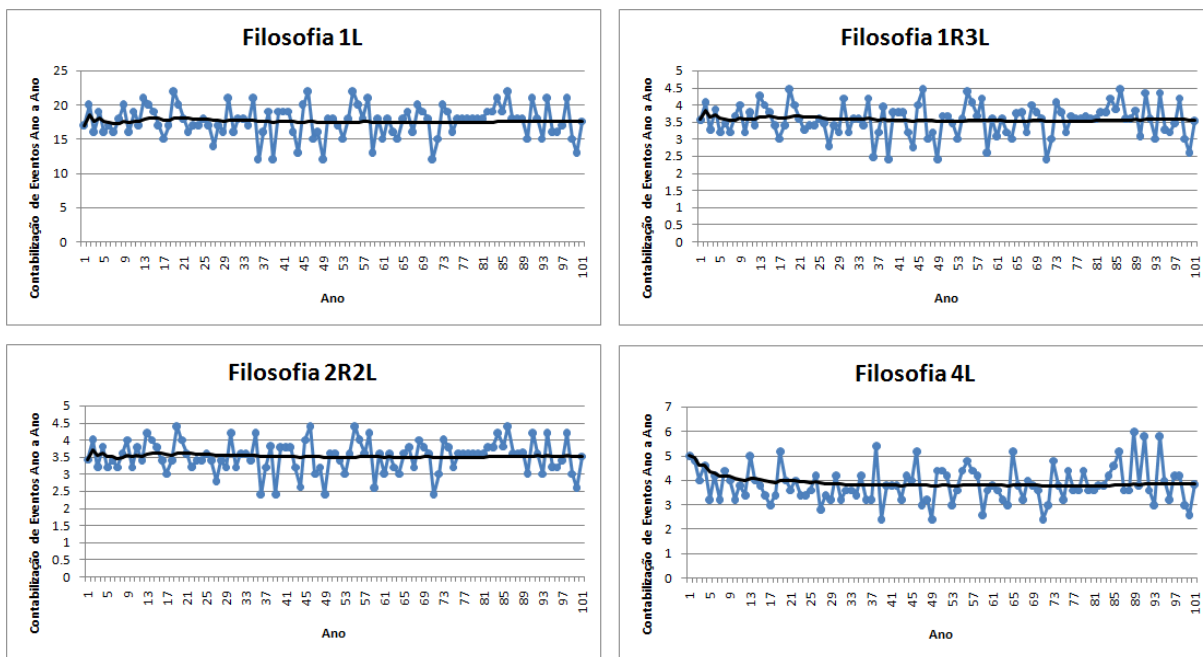


Figura 5.24 – Distribuição Anual de Interrupções de Longa na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

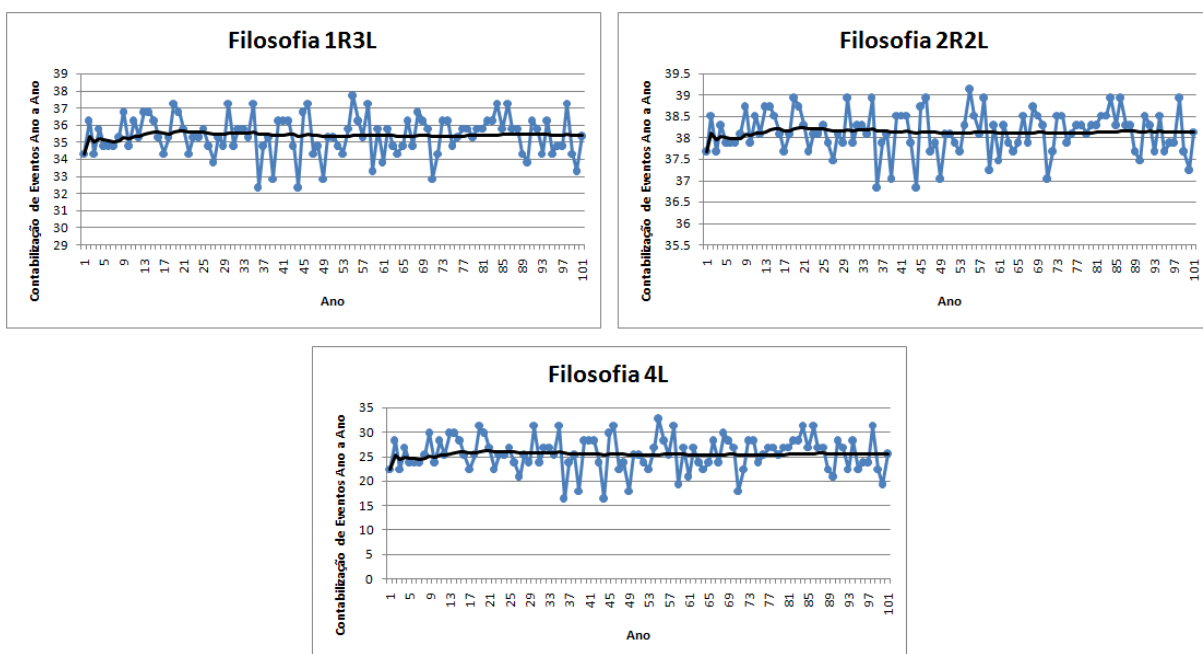


Figura 5.25 – Distribuição Anual de Interrupções de Curta na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

As filosofias 1L e 4L resultam na mesma quantidade de afundamentos de tensão. Isso ocorre, pois para faltas no tronco principal e no próprio ramal onde se localiza a barra de monitoramento, não há a contabilização de afundamentos e sim de interrupções. Para defeitos nos ramais adjacentes, há prioritariamente a atuação do fusível em relação ao religador. Para o caso simulado, os eventos variam entre um valor mínimo de 5 e máximo de 15 eventos, como pode ser visto na Figura 5.26.

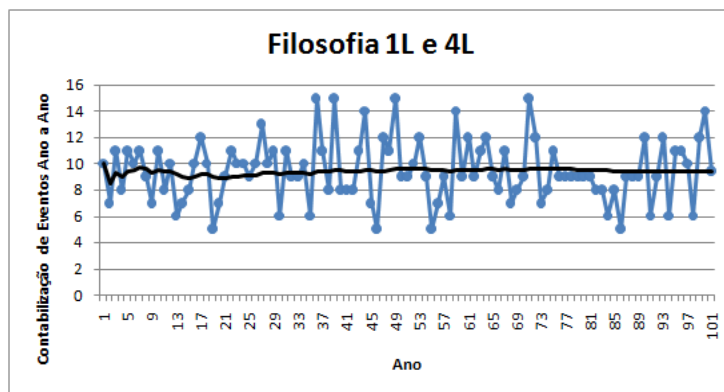


Figura 5.26 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

A variação dos eventos de elevações de tensão ano a ano na barra 840 é mostrada na Figuras 5.27. Varia de 16 a 25 na filosofia 1L, no ajuste 1R3L o valor mínimo é de 22,52 e o máximo de 38,06, na filosofia 2R2L os eventos ficam entre 24,80 e 39,8 e na faixa de 19,44 a 36,38 na filosofia 4L.

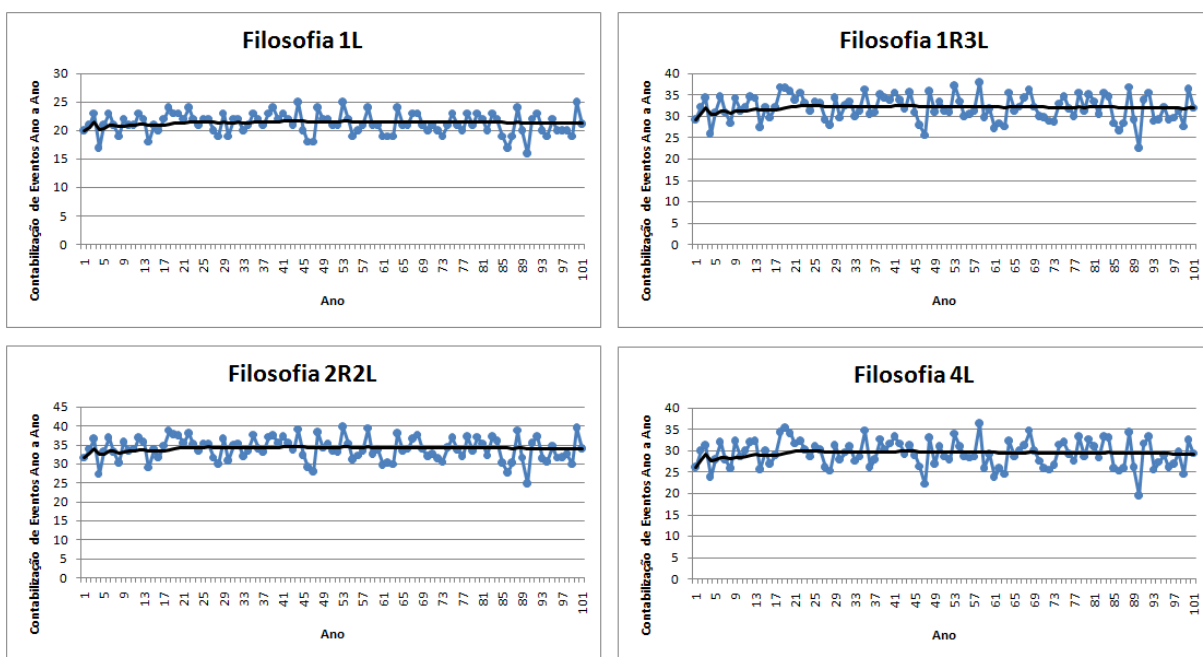


Figura 5.27 – Distribuição Anual de Elevações na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

Os resumos estatísticos para as interrupções de longa duração são mostrados na Figura 5.28. Os intervalos de confiança da média para cada filosofia são: 17,10-18,03 (1L), 3,45-3,64 (1R3L), 3,42-3,61 (2R2L) e 3,68-3,98 (4L). As interrupções de curta duração são analisadas na Figura 5.29. A filosofia 1R3L possui um intervalo de confiança para a média entre 35,15-35,60, já no ajuste 2R2L o intervalo fica entre 38,03 e 38,22. Por fim, a filosofia 4L tem como intervalo de confiança 24,85 e 26,24.

A análise estatística para as VTCDs são mostradas nas Figuras 5.30 (afundamentos de tensão) e 5.31 (elevações de tensão).

Para os afundamentos de tensão, a análise estatística da Figura 5.30 mostra o intervalo de confiança para a média que vai de 8,96-9,89, somente para as filosofias 1L e 4L, como já comentado.

Os intervalos de confiança para as elevações são: 20,86-21,59 para a filosofia 1L; 31,36-32,56 para o religador ajustado em uma curva rápida; 33,33-34,54 para o religador ajustado em duas curvas rápidas; e por fim, 28,67-29,93 para a filosofia de proteção 4L.

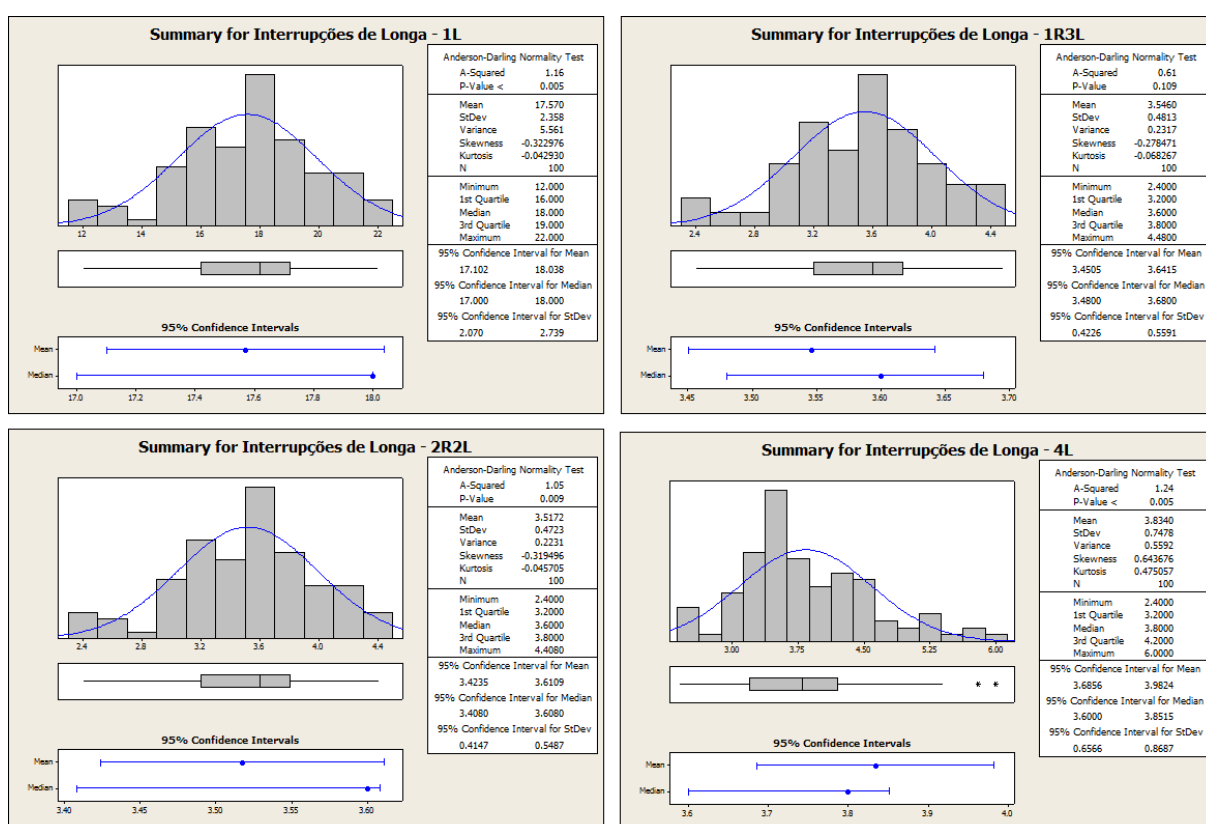


Figura 5.28 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Longa na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

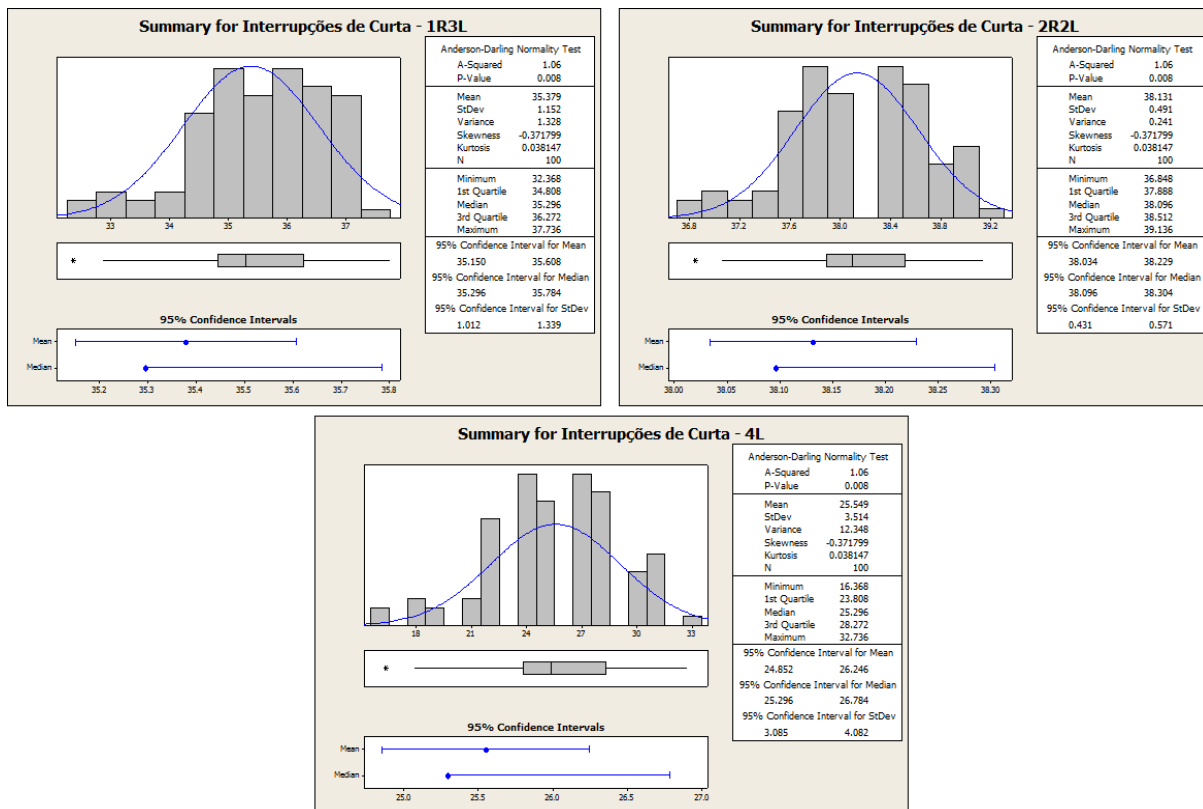


Figura 5.29 –Resumos Estatísticos para as Interrupções de Curta na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

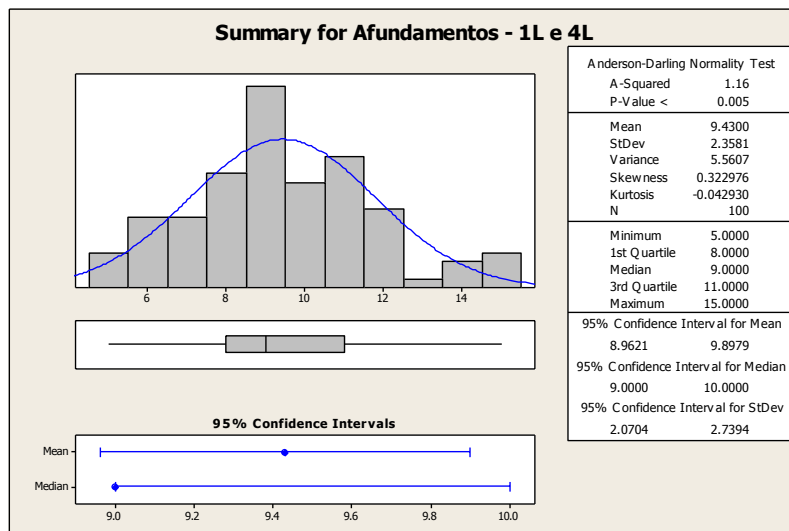


Figura 5.30 – Resumos Estatísticos para Afundamentos na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

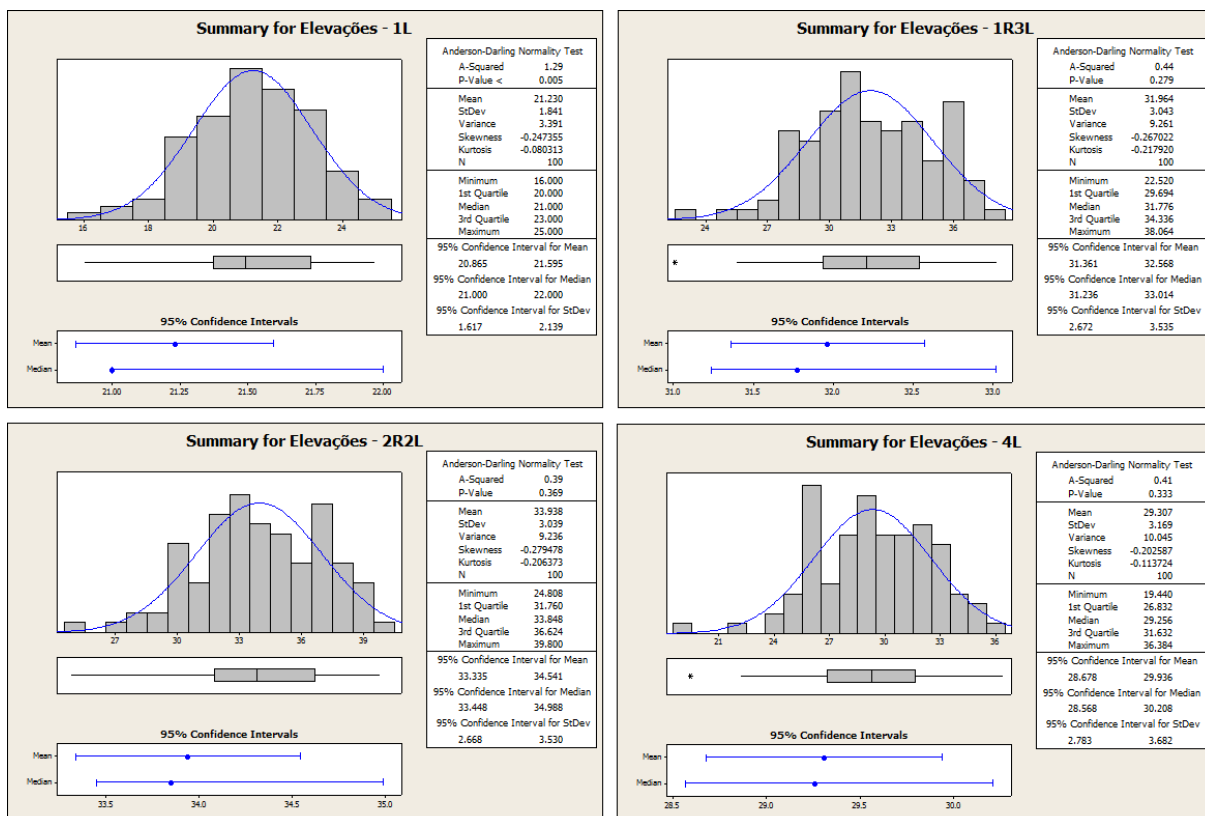


Figura 5.31 – Resumos Estatísticos para Elevações na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

A análise de impacto dos eventos em uma carga hipotética instalada no ponto 840 é mostrada na Figura 5.32. Para a filosofia 1L, praticamente todos os eventos caíram dentro da zona de sensibilidade do processo. Esse registro é elevado, pois além das faltas no tronco principal que geram interrupções de longa duração, faltas no próprio ramal contribuem para o desligamento da carga. As filosofias 1R3L e 2R2L sempre desligam o processo, já que ambas tem por característica a atuação da curva rápida do religador, o que causa uma interrupção de curta duração com duração de 2 segundos para qualquer defeito ocorrido dentro da zona de proteção do religador. Por fim, na filosofia 4L, são válidas as mesmas análises feitas para o ajuste totalmente seletivo, com a única diferença de que serão contabilizadas interrupções de curta duração no lugar das de longa duração registradas no primeiro ajuste (1L).

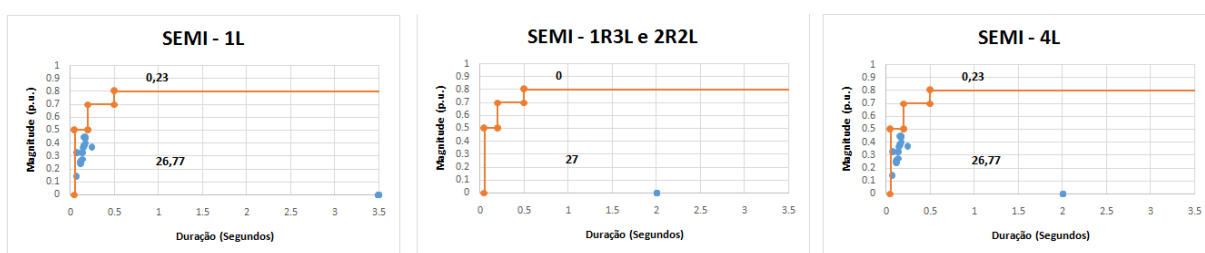


Figura 5.32 – Curvas SEMI para a Barra 840.

### 5.3.6 Resultados – Barra 848

Na Tabela 5.7 são mostrados os resultados dos indicadores da barra 848, para cada filosofia de proteção.

Tabela 5.7 – Indicadores para a Barra 848

| 848     |              | Filosofias de Proteção |      |      |      |
|---------|--------------|------------------------|------|------|------|
|         |              | 1L                     | 1R3L | 2R2L | 4L   |
| Eventos | Int. Longa   | 17,2                   | 3,4  | 3,4  | 3,4  |
|         | Int. Curta   | 0,0                    | 35,4 | 38,1 | 25,5 |
|         | Afundamentos | 9,8                    | 0,0  | 0,0  | 9,8  |
|         | Elevações    | 21,2                   | 32,0 | 33,9 | 29,3 |

A barra 848 também está localizada no tronco principal, portanto, devido às características do caso teste, as contabilizações de interrupções serão idênticas ao que foi apresentado para o barramento 812, porém mais próximo da subestação.

As interrupções de longa duração têm seu número reduzido quando se implementa religamentos, já que faltas transitórias são predominantes e a presença de religamentos aumenta as chances de restabelecer o fornecimento de energia. Nesse caso, as filosofias 1R3L, 2R2L e 4L são adequadas para se evitar a interrupção de longa duração.

Como também analisado no item anterior, as elevações para pontos distantes da subestação apresentam grande contabilização, como é o caso da barra 848. A Figura 5.33 apresenta um gráfico sintetizando as informações constantes na Tabela 5.7.

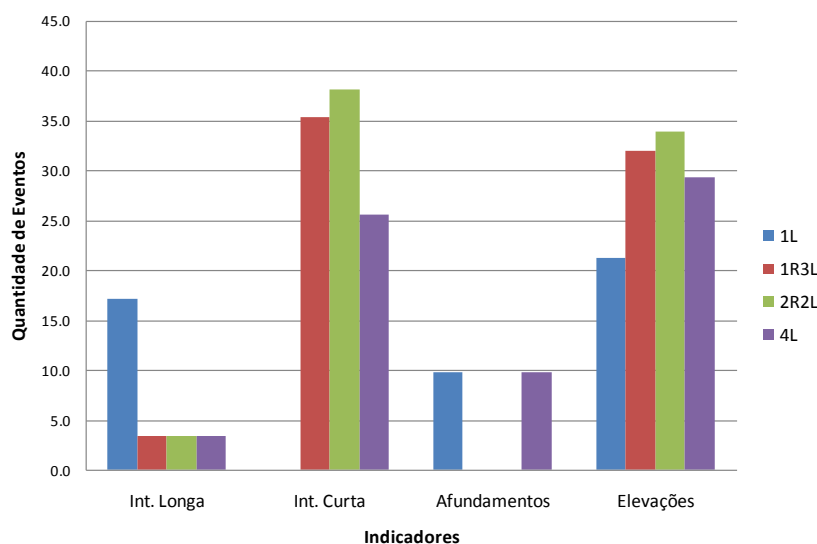


Figura 5.33 – Comparação dos Eventos para cada Filosofia de Proteção na Barra 848.

A variabilidade dos eventos de interrupções de longa e curta duração para a barra 848 é mostrada nas Figuras 5.34 e 5.35, respectivamente. As interrupções de longa na filosofia 1L variaram entre 11 e 22. Nas outras filosofias, entre 2,2 e 4,4 eventos. As interrupções de curta



têm eventos entre 32,36 e 37,73 para o ajuste 1R3L, para 2R2L entre 36,84 e 39,13 e para a filosofia 4L entre 16,36 e 32,73.

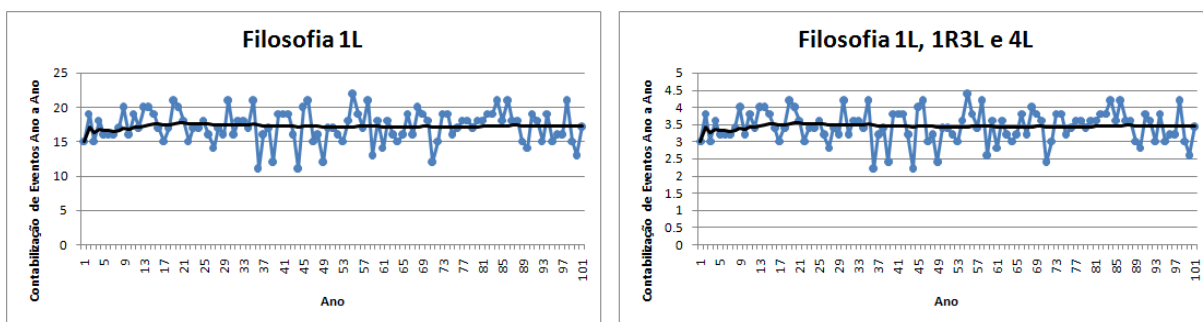


Figura 5.34 – Distribuição Anual de Interrupções de Longa na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

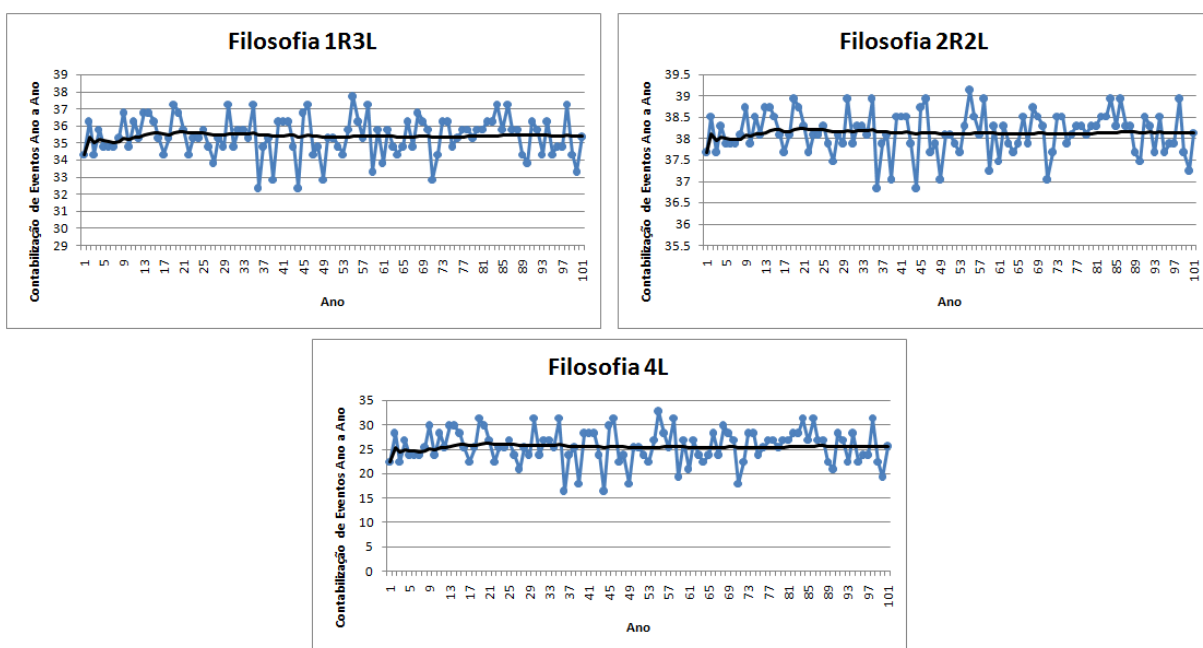


Figura 5.35 – Distribuição Anual de Interrupções de Curta na Barra 840 para cada Filosofia de Proteção.

Os afundamentos de tensão ocorrem de maneira idêntica na filosofia 1L e 4L e variam entre um valor mínimo de 5 e máximo de 16 eventos, como é visto na Figura 5.36

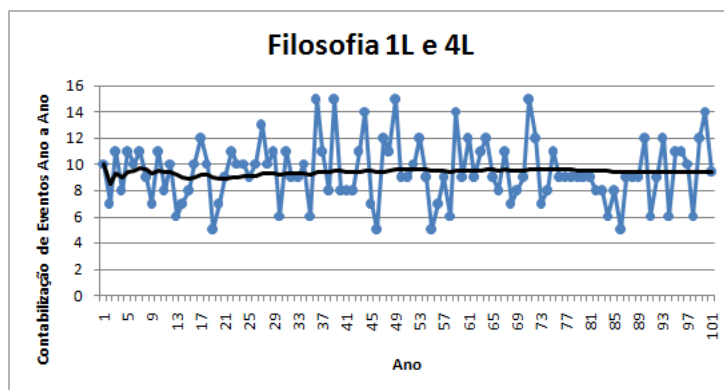


Figura 5.36 – Distribuição Anual de Afundamentos na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

A variação da quantidade de elevações de tensão é mostrada na Figura 5.37. Varia de 16 a 25 na filosofia 1L, para a filosofia 1R3L o valor mínimo é de 22,52 e o máximo de 38,06, na filosofia 2R2L os eventos ficam entre 24,808 e 39,8 e ocorrem elevações entre 19,44 a 36,38 na filosofia 4L.

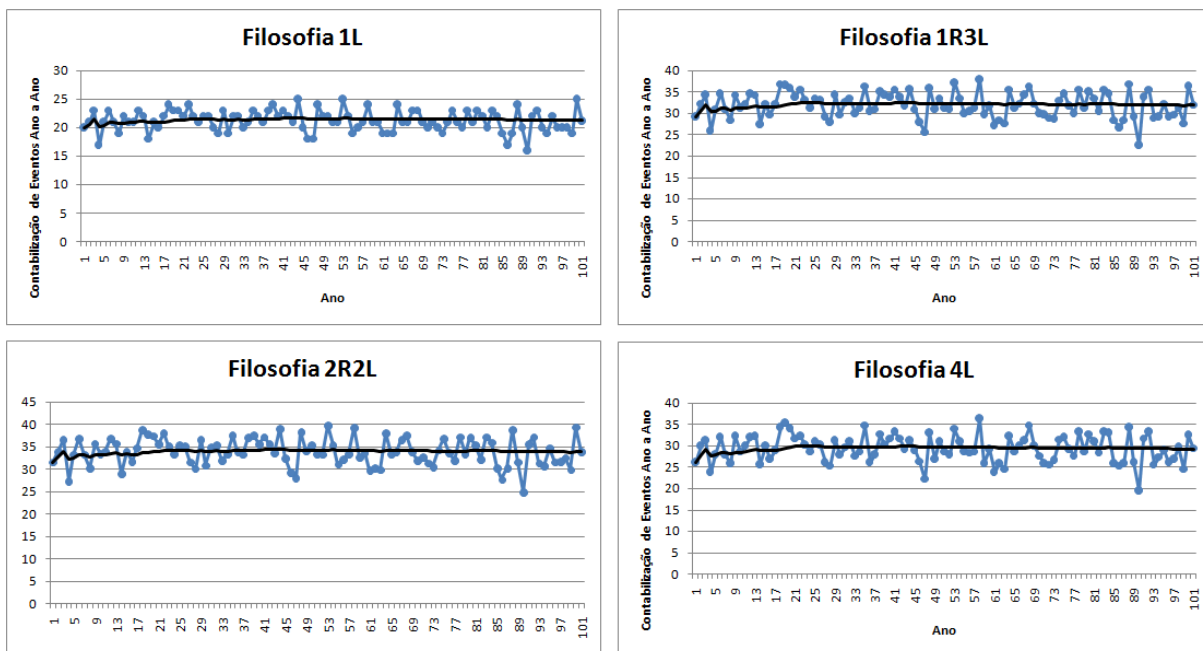


Figura 5.37 – Distribuição Anual de Elevações na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

As interrupções de longa duração são analisadas nos resumos estatísticos da Figura 5.38. Para a filosofia 1L, o intervalo de confiança é 16,70-17,64 e para as demais filosofias é 3,34-3,52. Da mesma forma, a Figura 5.39 mostra os resumos estatísticos para as interrupções de curta duração. Os intervalos de confiança da média para cada filosofia são: 35,15-35,60 (1R3L), 38,03-38,22 (2R2L) e 24,85-26,24 (4L).

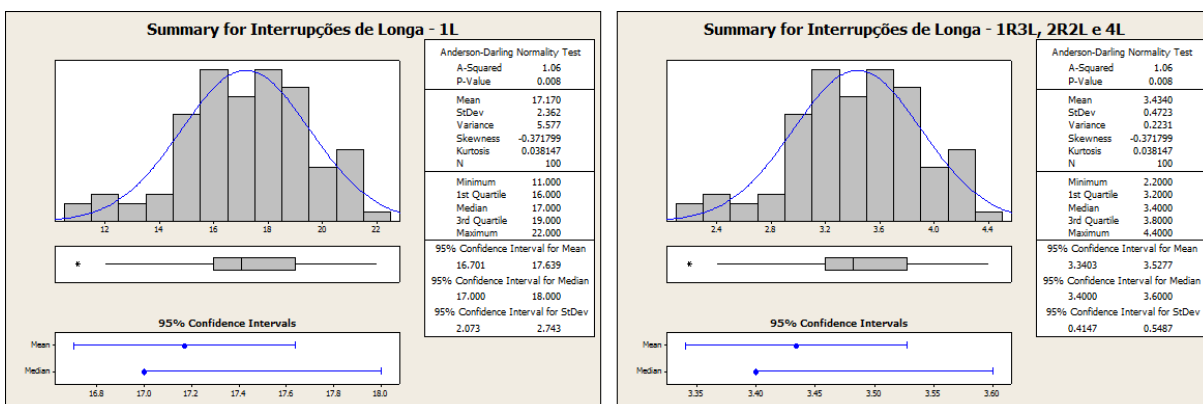


Figura 5.38 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Longa na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

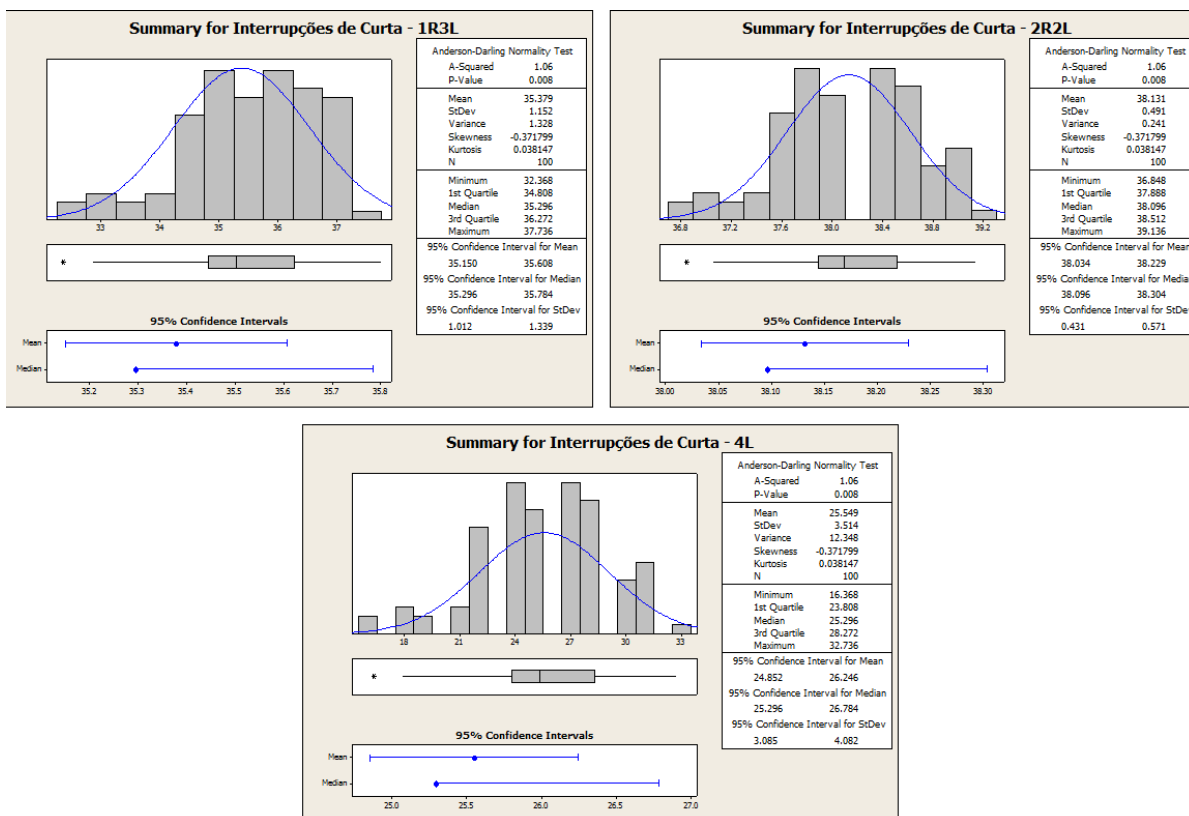


Figura 5.39 – Resumos Estatísticos para as Interrupções de Curta na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

Para os afundamentos de tensão, o resumo estatístico da Figura 5.40 apresenta o intervalo de confiança para a média que vai de 9,36-10,3.

As características das elevações de tensão são mostradas na Figura 5.41. Os intervalos de confiança para as elevações são: 20,86-21,59 para a filosofia 1L; 31,36-32,56 para a filosofia 1R3L, 33,33-34,54 para o religador ajustado em duas curvas rápidas; e por fim, 28,67-29,93 para a filosofia de proteção 4L.

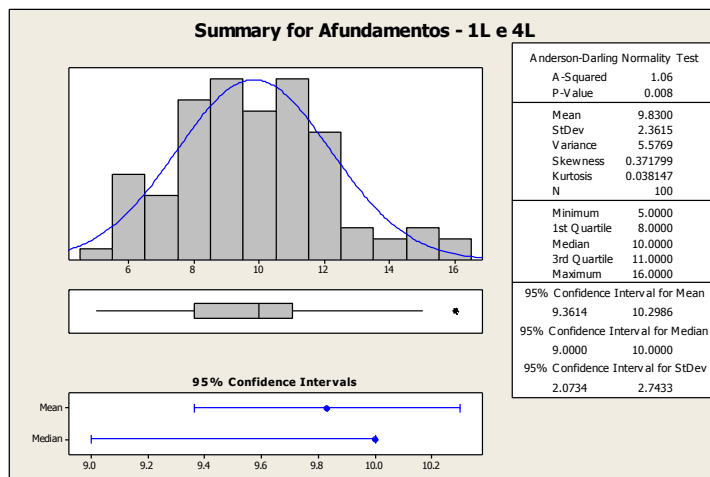


Figura 5.40 – Resumo Estatístico para Afundamentos na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

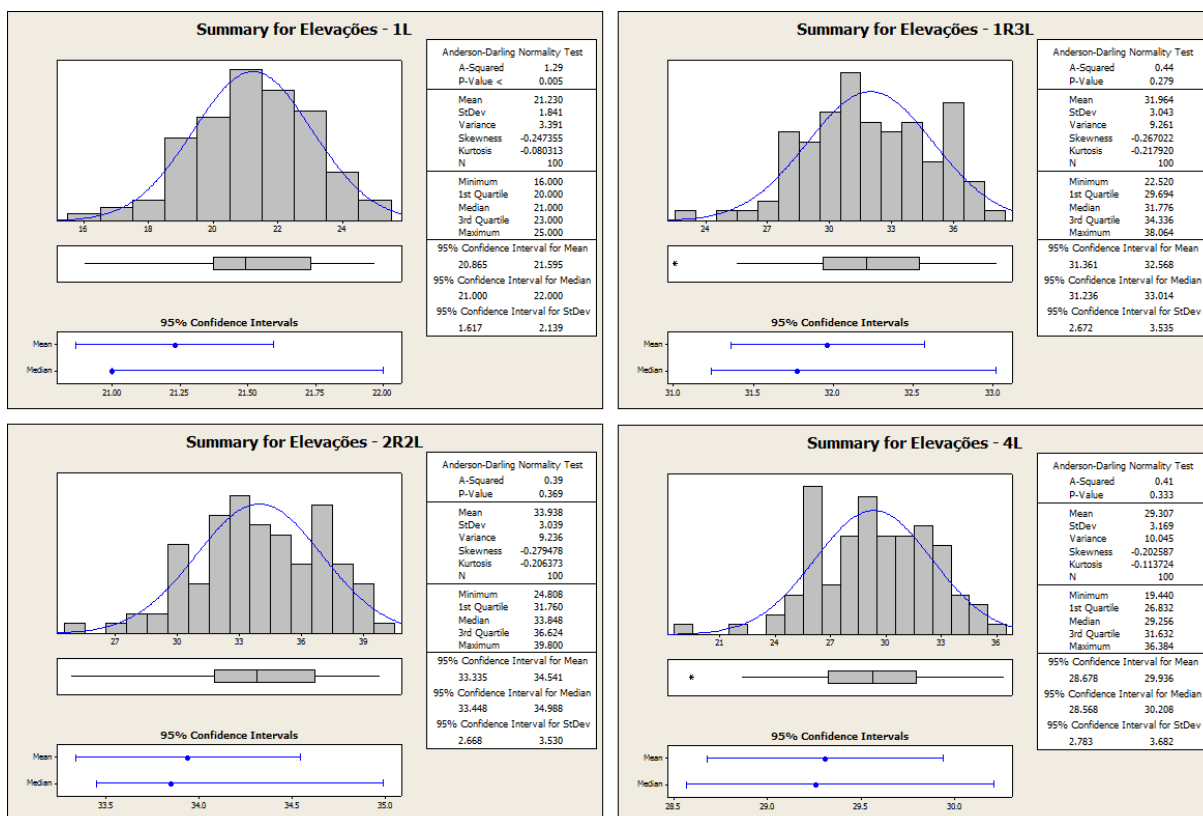


Figura 5.41 – Resumos Estatísticos para Elevações na Barra 848 para cada Filosofia de Proteção.

Os eventos plotados na curva SEMI para o ponto 848 são mostrados na Figura 5.42. Para a filosofia 1L, praticamente todos os eventos caíram dentro da zona de sensibilidade do processo, independente das filosofias analisadas, resultando sempre no desligamento do processo.

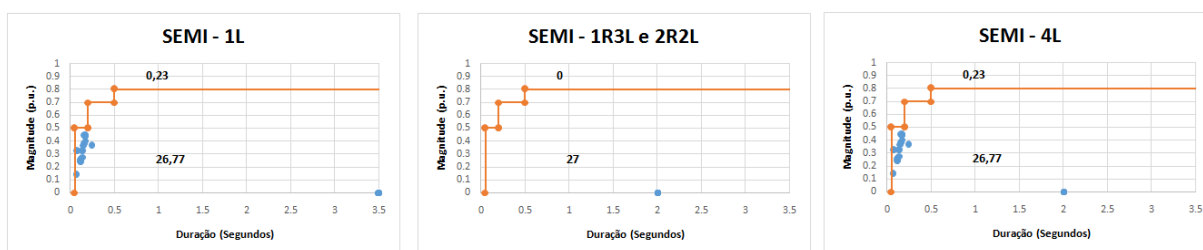


Figura 5.42 – Curvas SEMI para a Barra 848.

### 5.3.7 Comparação de Desempenho entre as Barras Monitoradas

A análise feita anteriormente teve como objetivo o estudo de cada barra de interesse para as diversas filosofias de proteção. Porém com os resultados obtidos pode-se também

realizar uma comparação do desempenho entre os barramentos para uma mesma filosofia de proteção.

Na Figura 5.43, é mostrada a comparação para a filosofia 1L, totalmente seletiva.

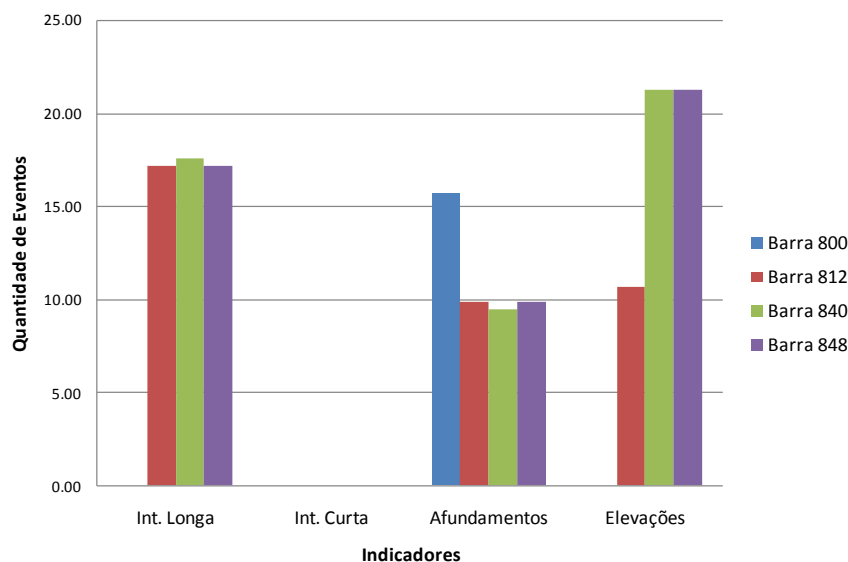


Figura 5.43 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 1L.

Percebe-se que há uma tendência da barra 840 (localizada em ramal protegido por elo fusível) em ter maior número de interrupções de longa duração. Tal característica depende do tamanho do ramal protegido pelo fusível.

A barra 800, que está à montante de todos dispositivos de proteção, não sofre interrupções, tanto de curta como de longa duração. Entretanto, este ponto sofre com um número maior de afundamentos de tensão, fruto das atuações dos dispositivos de proteção a jusante.

As elevações de tensão em pontos mais distantes da subestação de entrada possuem maior número de incidência. Pode-se perceber que o barramento 800 não sofre esse tipo de evento, sendo que a quantidade de elevações na barra 812 é reduzida quando comparado aos demais pontos localizados na parte final do sistema.

As Figuras 5.44 e 5.45 apresentam os gráficos para as filosofias 1R3L e 2R2L, respectivamente

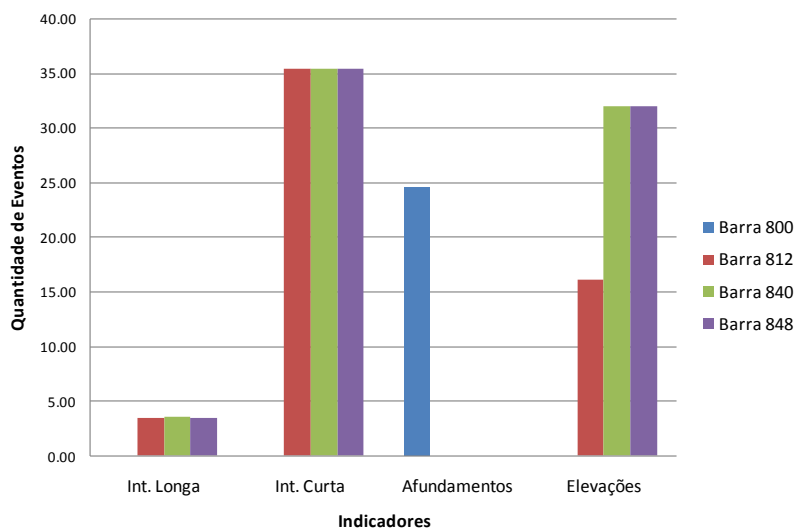


Figura 5.44 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 1R3L.

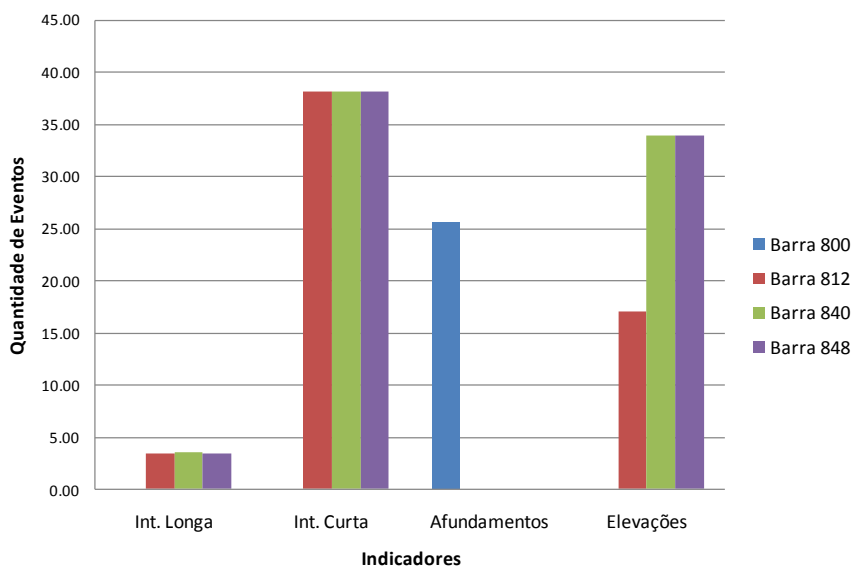


Figura 5.45 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 2R2L.

Para as filosofias onde há a atuação do religador pela curva rápida, muitas faltas transitórias acabam por ser eliminadas sem ocasionar interrupções de longa duração. Isso faz com que os índices de interrupções de longa duração sejam bem baixos em todas as barras localizadas ao longo da rede. Por outro lado, os religamentos aumentam consideravelmente os índices de interrupção de curta duração.

Observa-se que as interrupções não são contabilizadas na barra 800, porém, os afundamentos sim, já que a ocorrência de curtos na área de vulnerabilidade resultará em afundamentos de tensão nesse ponto. Entretanto, elevações tendem a ocorrer somente em pontos distantes da subestação, conforme constatado pelos resultados.

A Figura 5.46 mostra a comparação para a filosofia 4L.

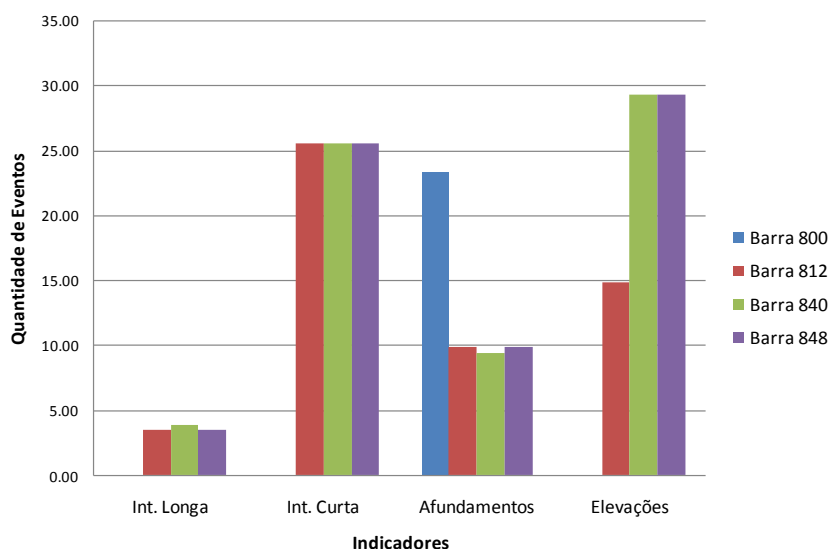


Figura 5.46 – Comparação do Desempenho das Barras Monitoradas para a Filosofia 4L.

Como comentado anteriormente, a barra 800 é apropriada quando não se quer deparar com registros de interrupções.

Há contabilização de afundamentos em todos os pontos, entretanto nas barras instaladas ao longo da rede, a quantidade de eventos registrados é bem inferior aquele encontrado para a barra 800. Em contrapartida, a quantidade de interrupções de curta duração nestas barras é bastante elevada.

### 5.3.8 Influência da Tensão Pré-Falta no Registro de VTCDs

As análises realizadas no trabalho até este ponto utilizaram tensão pré-falta igual a 1 p.u. para que os barramentos tivessem uma mesma condição inicial, e não interferir na análise da influência da filosofia de proteção na contabilização de indicadores. Entretanto, fica a indagação de qual seria o impacto na contabilização de VTCDs, caso sejam utilizadas as tensões pré-falta reais do sistema, obtidas de um estudo de fluxo de carga? Cabe ressaltar que para realizar a contagem de interrupções tal estudo não tem sentido, já que o registro destes eventos não depende do valor da tensão pré-falta e sim da abertura ou não do dispositivo de proteção.

A Tabela 5.8 mostra os valores encontrados em cada cenário avaliado e a diferença percentual na contabilização dos indicadores tomando como base, a tensão real do sistema, resultante do fluxo de carga. A sigla AMT se refere aos afundamentos momentâneos de tensão e EMT às elevações de tensão. As células hachuradas referem-se às situações onde não houve registro de eventos.

Tabela 5.8 – Diferença na Contabilização de VTCDs quanto a Tensão Pré-Falta Utilizada.

| Filosofia de Proteção | Barra Monitorada | Eventos | Contabilização       |                         | Diferença Percentual |
|-----------------------|------------------|---------|----------------------|-------------------------|----------------------|
|                       |                  |         | Tensão Pré-Falta = 1 | Tensão - Fluxo de Carga |                      |
| 1L                    | 800              | AMT     | 15,68                | 12,59                   | 24,54                |
|                       |                  | EMT     |                      |                         |                      |
|                       | 812              | AMT     | 9,83                 | 9,83                    | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 10,64                | 1,73                    | 515,03               |
|                       | 840              | AMT     | 9,43                 | 9,43                    | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 21,23                | 23,47                   | -9,54                |
| 848                   | AMT              | 9,83    | 9,83                 | 0,00                    |                      |
|                       | EMT              | 21,23   | 23,50                | -9,66                   |                      |
| 1R3L                  | 800              | AMT     | 24,60                | 20,06                   | 22,63                |
|                       |                  | EMT     |                      |                         |                      |
|                       | 812              | AMT     |                      |                         |                      |
|                       |                  | EMT     | 16,10                | 2,92                    | 451,32               |
|                       | 840              | AMT     | 0,00                 | 0,00                    |                      |
|                       |                  | EMT     | 31,96                | 35,63                   | -10,29               |
| 848                   | AMT              |         |                      |                         |                      |
|                       | EMT              | 31,96   | 35,68                | -10,42                  |                      |
| 2R2L                  | 800              | AMT     | 25,55                | 20,67                   | 23,63                |
|                       |                  | EMT     |                      |                         |                      |
|                       | 812              | AMT     |                      |                         |                      |
|                       |                  | EMT     | 17,05                | 2,92                    | 483,80               |
|                       | 840              | AMT     |                      |                         |                      |
|                       |                  | EMT     | 33,94                | 37,66                   | -9,89                |
| 848                   | AMT              |         |                      |                         |                      |
|                       | EMT              | 33,94   | 37,71                | -10,01                  |                      |
| 4L                    | 800              | AMT     | 23,31                | 19,24                   | 21,18                |
|                       |                  | EMT     |                      |                         |                      |
|                       | 812              | AMT     | 9,83                 | 9,83                    | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 14,82                | 2,92                    | 407,60               |
|                       | 840              | AMT     | 9,43                 | 9,43                    | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 29,31                | 32,90                   | -10,91               |
| 848                   | AMT              | 9,83    | 9,83                 | 0,00                    |                      |
|                       | EMT              | 29,31   | 32,95                | -11,05                  |                      |

O estudo de fluxo de carga revela que o sistema IEEE 34 Barras tem características bastante desequilibradas. Além disso, o alimentador é longo, fazendo com que pontos próximos (à montante) dos reguladores de tensão tenham valores de tensão baixos.

Na barra 800, não há contabilização de elevações para nenhum dos dois casos, já que se encontra na subestação de 69/24,5 kV. Para os afundamentos, percebe-se um aumento na contabilização quando da utilização da tensão pré falta igual a um, que varia de 21 a 25%. Isso ocorre, pois para que as tensões nos barramentos ao longo do sistema se mantenham dentro dos limites estipulados pelo PRODIST, (2017), a tensão inicial na barra da subestação é ajustada no valor máximo permitido (1,05 p.u.). Desta forma, a barra 800 apresenta tensão pré-falta maior que 1 p.u., reduzindo a contabilização de afundamentos de tensão.

A barra 812 possui grande diferença na contabilização das elevações de tensão, chegando a 500%. Este ponto está localizado no nó anterior ao ponto de instalação do primeiro regulador de tensão da rede. Devido a isso, possui valores de tensões abaixo de 1 p.u. e assim, quando da ocorrência de faltas fase-terra, há menor chance de se contabilizar elevações de tensão. Não há alteração no registro de afundamentos de tensão.



Os barramentos 840 e 848 possuem desempenhos semelhantes. Ambos são próximos fisicamente, e estão instalados após o segundo regulador de tensão da rede. Quando o foco é elevação de tensão, ocorre o inverso do que foi visto no ponto 812. Há um crescimento no registro destes eventos, da ordem de 10%, quando da utilização da tensão pré-falta resultante do fluxo de carga. Como estas barras estão instaladas após o regulador de tensão, possuem tensão pré-falta maior que 1 p.u., o que resulta em maior contabilização de elevações de tensão.

## **5.4 Método Algébrico para o Cálculo de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**

Outra maneira proposta para analisar a influência da filosofia de proteção nos indicadores de qualidade é através das equações apresentadas no Capítulo 4. Nesta situação, não é necessário utilizar a simulação de Monte Carlo para obter os valores médios dos indicadores em determinado barramento.

### **5.4.1 Considerações para a Utilização do Método Algébrico**

Além das premissas citadas no Capítulo 4 para a correta utilização do método algébrico, algumas considerações adicionais são importantes para o seu pleno entendimento:

- A taxa de falta utilizada foi de 30 faltas por 100 km ao ano, o que equivale a 0,3 faltas por km ao ano;
- Para o cálculo da área de vulnerabilidade equivalente foram consideradas as faltas trifásicas, bifásica-terra, bifásica e fase-terra. Cada tipo tem uma probabilidade de ocorrência associada, conforme os dados apresentados na Tabela 5.2;
- A tensão pré-falta considerada no cálculo da área de vulnerabilidade equivalente é de 1 p.u.;
- A probabilidade de ocorrência de faltas permanentes é de 20% e de faltas temporárias é de 80% (GUIGUER, 1988);
- Das faltas temporárias, 90% são eliminadas no 1° religamento, 9% no 2° religamento e 1% no 3° religamento (GODINHO, 2010);
- O comprimento do tronco principal,  $C_{TP}$ , referente ao IEEE 34 Barras Modificado é de 57,59 km. Já o comprimento dos ramais,  $C_R$ , é 32,86 km.

- Consideram-se afundamentos de tensão quando a tensão atinge um nível menor que 0,9 p.u., e elevações de tensão, quando o valor ultrapassa 1,10 p.u.
- As equações serão aplicadas para as filosofias de proteção consideradas no método de simulação de Monte Carlo (1L, 1R3L, 2R2L e 4L). No Apêndice E são apresentados com mais detalhes os padrões de eventos utilizados nos equacionamentos apresentados no Capítulo 4.

### **5.4.2 Validação do Método Algébrico para Cálculo de Indicadores Médios de Qualidade da Energia Elétrica**

Para a validação do procedimento algébrico, será feita uma comparação com valores médios encontrados para o procedimento de 100 anos de simulação de faltas pelo método de Monte Carlo.

No procedimento de simulação de faltas realizado nesta dissertação, a resistência de falta foi representada por uma função distribuição uniforme, de 0 a 30 Ohms. No cálculo das áreas de vulnerabilidade equivalentes, há a necessidade de se fixar um valor para a resistência de falta.

Como o intuito nesse momento é mostrar que o método apresenta resultados satisfatórios, a resistência de falta utilizada para esta comparação foi 0 ohms em ambos os métodos.

Assim foi simulado no *software* Aspen DistriView faltas sem o sorteio da resistência de falta, para efeito comparativo deste item. Do ponto de vista de desempenho do sistema elétrico de distribuição, esse valor representa o pior cenário para a contabilização de indicadores de qualidade da energia elétrica, sobretudo o número de afundamentos de tensão.

Nesse contexto, a Tabela 5.9 apresenta os valores das áreas de vulnerabilidade equivalentes calculadas para o IEEE 34 Barras Modificado, em cada ponto de monitoração, considerando resistência de falta igual a 0 Ohms.

Nessa tabela, apenas para melhor visualização, os termos “Outros Ramais” e “Próprio Ramal” foram abreviados por “O. Ramais” e “P. Ramal”, respectivamente.

Tabela 5.9 – Área de Vulnerabilidade Equivalente para Resistência de Falta igual a 0 Ohms.

| Barra | Local     | Área de Vulnerabilidade Equivalente (km) - Afundamentos | Área de Vulnerabilidade Equivalente (km) - Elevações |
|-------|-----------|---|--|
| 800   | Tronco    | 51,42   | 0,00   |
|       | Ramal     | 29,11   | 0,00   |
| 812   | Tronco    | 57,59   | 25,88  |
|       | Ramal     | 32,86   | 22,02  |
| 840   | Tronco    | 57,59   | 41,79  |
|       | O. Ramais | 31,17   | 31,17  |
|       | P. Ramal  | 1,69  | 1,69   |
| 848   | Tronco    | 57,59   | 41,79  |
|       | Ramal     | 32,86   | 32,86  |

As equações (4.38) a (4.49) apresentadas no Capítulo 4 foram implementadas no Excel. As simulações com resistência de falta igual a 0 foram feitas utilizando o *software* Aspen DistriView.

De posse dos resultados, a comparação e validação podem ser avaliadas através da Tabela 5.10. As abreviações utilizadas foram: I.L para interrupções de longa duração, I.C para interrupções de curta duração e AMT e EMT para afundamentos e elevações de tensão, respectivamente.

Como pode ser observado pelo erro percentual calculado em relação aos resultados obtidos da simulação de Monte Carlo, o método algébrico para o cálculo de indicadores médios se mostrou bastante satisfatório. O erro não ultrapassou 3,2 %, o que é bastante aceitável para as possíveis aplicações do método. Tal erro vem das aproximações no cálculo das áreas de vulnerabilidade equivalentes além do fato de que a simulação, apesar de ser feita em um horizonte de 100 anos, possui faltas sorteadas em qualquer ponto da rede, o que pode causar certa variabilidade no valor médio dos indicadores. Vale ressaltar que a realização da simulação de uma quantidade maior de anos tende a reduzir ainda mais os erros encontrados.

Pode-se concluir que o método algébrico é adequado para encontrar os indicadores médios. Entretanto, análises da variabilidade da quantidade de eventos podem ser obtidas somente através da simulação de faltas pelo método de Monte Carlo.

Tabela 5.10 – Comparação entre os Resultados vindos do Método Algébrico e da Simulação de Faltas.

| Filosofia de Proteção | Barra Monitorada | Eventos | Contabilização     |                     | Diferença Percentual |
|-----------------------|------------------|---------|--------------------|---------------------|----------------------|
|                       |                  |         | Método Alternativo | Simulação de Faltas |                      |
| 1L                    | 800              | I.L     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 24,16              | 24,10               | 0,24                 |
|                       |                  | EMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       | 812              | I.L     | 17,28              | 17,10               | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 9,86               | 9,90                | -0,44                |
|                       |                  | EMT     | 14,37              | 14,52               | -1,03                |
|                       | 840              | I.L     | 17,78              | 17,52               | 1,51                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 9,35               | 9,48                | -1,36                |
|                       |                  | EMT     | 22,39              | 22,18               | 0,96                 |
|                       | 848              | I.L     | 17,28              | 17,10               | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 9,86               | 9,90                | -0,44                |
|                       |                  | EMT     | 22,40              | 22,18               | 0,97                 |
| 1R3L                  | 800              | I.L     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 37,22              | 37,09               | 0,34                 |
|                       |                  | EMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       | 812              | I.L     | 3,46               | 3,42                | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 35,56              | 35,34               | 0,62                 |
|                       |                  | AMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 21,56              | 21,81               | -1,13                |
|                       | 840              | I.L     | 3,60               | 3,54                | 1,69                 |
|                       |                  | I.C     | 35,57              | 35,34               | 0,63                 |
|                       |                  | AMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 33,78              | 33,42               | 1,07                 |
|                       | 848              | I.L     | 3,46               | 3,42                | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 35,56              | 35,34               | 0,62                 |
|                       |                  | AMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 33,78              | 33,42               | 1,08                 |
| 2R2L                  | 800              | I.L     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 39,03              | 38,92               | 0,29                 |
|                       |                  | EMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       | 812              | I.L     | 3,46               | 3,42                | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 38,32              | 38,12               | 0,55                 |
|                       |                  | AMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 22,94              | 23,19               | -1,08                |
|                       | 840              | I.L     | 3,56               | 3,51                | 1,53                 |
|                       |                  | I.C     | 38,33              | 38,12               | 0,55                 |
|                       |                  | AMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 35,83              | 35,47               | 1,01                 |
|                       | 848              | I.L     | 3,46               | 3,42                | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 38,32              | 38,12               | 0,55                 |
|                       |                  | AMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | EMT     | 35,83              | 35,47               | 1,02                 |
| 4L                    | 800              | I.L     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | I.C     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       |                  | AMT     | 34,77              | 34,63               | 0,42                 |
|                       |                  | EMT     | 0,00               | 0,00                | 0,00                 |
|                       | 812              | I.L     | 3,46               | 3,42                | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 25,71              | 25,44               | 1,04                 |
|                       |                  | AMT     | 9,86               | 9,90                | -0,44                |
|                       |                  | EMT     | 19,71              | 19,96               | -1,22                |
|                       | 840              | I.L     | 3,96               | 3,84                | 3,19                 |
|                       |                  | I.C     | 25,71              | 25,44               | 1,04                 |
|                       |                  | AMT     | 9,35               | 9,48                | -1,36                |
|                       |                  | EMT     | 31,02              | 30,66               | 1,16                 |
|                       | 848              | I.L     | 3,46               | 3,42                | 1,04                 |
|                       |                  | I.C     | 25,71              | 25,44               | 1,04                 |
|                       |                  | AMT     | 9,86               | 9,90                | -0,44                |
|                       |                  | EMT     | 31,02              | 30,66               | 1,17                 |

### 5.4.3 Aplicações do Método Algébrico para o Cálculo dos Indicadores Médios de Qualidade da Energia Elétrica

Na validação do método, foi utilizada para o cálculo dos indicadores médios uma resistência de falta igual a 0. Isso significa que os resultados encontrados representam o caso mais crítico do ponto de vista de desempenho de cada barramento no sistema elétrico estudado.

Em um sistema onde a resistência de falta varie uniformemente dentro de uma faixa de valores, pode-se ter uma idéia do intervalo esperado dos indicadores médios de qualidade. Para isso, basta calcular a área de vulnerabilidade equivalente para afundamentos e elevações de tensão para os valores de resistência de falta de interesse.

Um exemplo dessa aplicação é mostrado na sequência. Como na simulação de faltas pelo método de Monte Carlo foi considerado para a resistência de falta uma função distribuição uniforme, de 0 a 30 Ohms, aplicou-se o método algébrico para as resistências de falta mínima (0 Ohms), média (15 Ohms) e máxima (30 Ohms). Os resultados encontrados representam uma faixa de valores esperadas para os indicadores de qualidade em cada filosofia de proteção.

A Tabela 5.11 apresenta os valores das áreas de vulnerabilidade equivalentes (A.V.E) calculadas para cada valor de resistência de falta. A sigla O. Ramais indica “outros ramais” e P. Ramal significa “próprio ramal”. Observa-se que quanto maior for a resistência de falta, menor será a área de vulnerabilidade equivalente.

Tabela 5.11 – Áreas de Vulnerabilidade Equivalentes para os Diferentes Valores de Resistência de Falta.

| Barra | Local     | Resistência de Falta - 0 Ohms |                        | Resistência de Falta - 15 Ohms |                        | Resistência de Falta - 30 Ohms |                        |
|-------|-----------|-------------------------------|------------------------|--------------------------------|------------------------|--------------------------------|------------------------|
|       |           | A.V.E (km) Afundamentos       | A.V.E (km) - Elevações | A.V.E (km) Afundamentos        | A.V.E (km) - Elevações | A.V.E (km) Afundamentos        | A.V.E (km) - Elevações |
| 800   | Tronco    | 51,42                         | 0,00                   | 41,81                          | 0,00                   | 10,94                          | 0,00                   |
|       | Ramal     | 29,11                         | 0,00                   | 10,52                          | 0,00                   | 0,00                           | 0,00                   |
| 812   | Tronco    | 57,59                         | 25,88                  | 57,59                          | 20,02                  | 56,74                          | 12,04                  |
|       | Ramal     | 32,86                         | 22,02                  | 32,86                          | 16,08                  | 32,86                          | 0,60                   |
| 840   | Tronco    | 57,59                         | 41,79                  | 57,59                          | 39,45                  | 56,74                          | 32,99                  |
|       | O. Ramais | 31,17                         | 31,17                  | 31,17                          | 29,40                  | 31,17                          | 29,40                  |
|       | P. Ramal  | 1,69                          | 1,69                   | 1,69                           | 1,69                   | 1,69                           | 1,69                   |
| 848   | Tronco    | 57,59                         | 41,79                  | 57,59                          | 39,45                  | 56,74                          | 32,99                  |
|       | Ramal     | 32,86                         | 32,86                  | 32,86                          | 31,09                  | 32,86                          | 31,09                  |

A Tabela 5.12 apresenta os indicadores médios esperados para cada barra monitorada, considerando a filosofia de proteção 1L. Os indicadores de interrupções não sofrem alteração com a mudança da resistência de falta, já que não dependem da área de vulnerabilidade

equivalente, mas sim do comprimento do tronco principal e ramais. Além disso, em alguns casos, como para a barra 812, o valor dos afundamentos não se altera. Isso acontece, pois para este barramento a área de vulnerabilidade equivalente praticamente não se alterou quando se modificou a resistência de falta.

O desempenho de qualquer um dos barramentos pode ser facilmente analisado com esse método. Por exemplo, para a barra 800, não se espera interrupções de curta e longa duração, nem elevações de tensão. Os afundamentos podem variar desde 3,28 eventos ao ano até 24,16. No barramento 812, 840 e 848, os indicadores médios para interrupções e afundamentos não se modificam. Com isso pode-se concluir que se tem um valor bastante provável de acontecer, independente das condições de resistência de falta. Nesses três barramentos, as elevações de tensão possuem certa variação em suas contabilizações. Essa faixa é maior na barra 812, indo de 3,79 até 14,37. Para os pontos 840 e 848, que estão localizados bem próximos um do outro, os indicadores esperados variam de 19,22 até 22,4 elevações.

Tabela 5.12 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 1L.

| Filosofia de Proteção | Barra Monitorada | Eventos | Indicadores             |                          |                          |
|-----------------------|------------------|---------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                       |                  |         | R <sub>f</sub> - 0 Ohms | R <sub>f</sub> - 15 Ohms | R <sub>f</sub> - 30 Ohms |
| 1L                    | 800              | I.L     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 24,16                   | 15,70                    | 3,28                     |
|                       |                  | EMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       | 812              | I.L     | 17,28                   | 17,28                    | 17,28                    |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 9,86                    | 9,86                     | 9,86                     |
|                       |                  | EMT     | 14,37                   | 10,83                    | 3,79                     |
|                       | 840              | I.L     | 17,78                   | 17,78                    | 17,78                    |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 9,35                    | 9,35                     | 9,35                     |
|                       |                  | EMT     | 22,39                   | 21,16                    | 19,22                    |
|                       | 848              | I.L     | 17,28                   | 17,28                    | 17,28                    |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 9,86                    | 9,86                     | 9,86                     |
|                       |                  | EMT     | 22,40                   | 21,16                    | 19,22                    |

As Tabelas 5.13, 5.14 e 5.15 apresentam os indicadores médios esperados para cada barra monitorada, para as filosofias 1R3L, 2R2L e 4L respectivamente. As mesmas análises feitas para a filosofia 1L podem ser realizadas.

Tabela 5.13 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 1R3L.

| Filosofia de Proteção | Barra Monitorada | Eventos | Indicadores             |                          |                          |
|-----------------------|------------------|---------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                       |                  |         | R <sub>f</sub> - 0 Ohms | R <sub>f</sub> - 15 Ohms | R <sub>f</sub> - 30 Ohms |
| 1R3L                  | 800              | I.L     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 37,22                   | 25,21                    | 5,54                     |
|                       |                  | EMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       | 812              | I.L     | 3,46                    | 3,46                     | 3,46                     |
|                       |                  | I.C     | 35,56                   | 35,56                    | 35,56                    |
|                       |                  | AMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | EMT     | 21,56                   | 16,31                    | 6,33                     |
|                       | 840              | I.L     | 3,60                    | 3,60                     | 3,60                     |
|                       |                  | I.C     | 35,57                   | 35,57                    | 35,57                    |
|                       |                  | AMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | EMT     | 33,78                   | 31,92                    | 28,64                    |
|                       | 848              | I.L     | 3,46                    | 3,46                     | 3,46                     |
|                       |                  | I.C     | 35,56                   | 35,56                    | 35,56                    |
|                       |                  | AMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | EMT     | 33,78                   | 31,92                    | 28,64                    |

Tabela 5.14 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 2R2L.

| Filosofia de Proteção | Barra Monitorada | Eventos | Indicadores             |                          |                          |
|-----------------------|------------------|---------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                       |                  |         | R <sub>f</sub> - 0 Ohms | R <sub>f</sub> - 15 Ohms | R <sub>f</sub> - 30 Ohms |
| 2R2L                  | 800              | I.L     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 39,03                   | 25,87                    | 5,54                     |
|                       |                  | EMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       | 812              | I.L     | 3,46                    | 3,46                     | 3,46                     |
|                       |                  | I.C     | 38,32                   | 38,32                    | 38,32                    |
|                       |                  | AMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | EMT     | 22,94                   | 17,32                    | 6,36                     |
|                       | 840              | I.L     | 3,56                    | 3,56                     | 3,56                     |
|                       |                  | I.C     | 38,33                   | 38,33                    | 38,33                    |
|                       |                  | AMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | EMT     | 35,83                   | 33,86                    | 30,58                    |
|                       | 848              | I.L     | 3,46                    | 3,46                     | 3,46                     |
|                       |                  | I.C     | 38,32                   | 38,32                    | 38,32                    |
|                       |                  | AMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | EMT     | 35,83                   | 33,86                    | 30,58                    |

Tabela 5.15 – Indicadores Médios Esperados para a Filosofia 4L.

| Filosofia de Proteção | Barra Monitorada | Eventos | Indicadores             |                          |                          |
|-----------------------|------------------|---------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|
|                       |                  |         | R <sub>f</sub> - 0 Ohms | R <sub>f</sub> - 15 Ohms | R <sub>f</sub> - 30 Ohms |
| 4L                    | 800              | I.L     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | I.C     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       |                  | AMT     | 34,77                   | 24,33                    | 5,54                     |
|                       |                  | EMT     | 0,00                    | 0,00                     | 0,00                     |
|                       | 812              | I.L     | 3,46                    | 3,46                     | 3,46                     |
|                       |                  | I.C     | 25,71                   | 25,71                    | 25,71                    |
|                       |                  | AMT     | 9,86                    | 9,86                     | 9,86                     |
|                       |                  | EMT     | 19,71                   | 14,96                    | 6,28                     |
|                       | 840              | I.L     | 3,96                    | 3,96                     | 3,96                     |
|                       |                  | I.C     | 25,71                   | 25,71                    | 25,71                    |
|                       |                  | AMT     | 9,35                    | 9,35                     | 9,35                     |
|                       |                  | EMT     | 31,02                   | 29,30                    | 26,03                    |
|                       | 848              | I.L     | 3,46                    | 3,46                     | 3,46                     |
|                       |                  | I.C     | 25,71                   | 25,71                    | 25,71                    |
|                       |                  | AMT     | 9,86                    | 9,86                     | 9,86                     |
|                       |                  | EMT     | 31,02                   | 29,30                    | 26,03                    |

De posse dos resultados para cada filosofia de proteção, as mesmas conclusões tiradas para o procedimento de simulação de faltas pelo método de Monte Carlo podem ser obtidas pelo método algébrico. Para os resultados referentes à variabilidade dos eventos ano a ano e análise de impacto sobre a carga do consumidor, o método não se aplica. Porém como mostrado, é eficiente para a estimativa dos indicadores médios esperados em um barramento.

## 5.5 Considerações Finais

Todos os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos a partir de um sistema de distribuição típico, o IEEE 34 Barras Modificado. O principal objetivo foi avaliar a influência de diferentes filosofias de proteção na contabilização de indicadores de energia elétrica, em determinado ponto de monitoramento do sistema.

Através das metodologias apresentadas procurou-se responder tal questão, e apontar algumas ações possíveis para minimizar os efeitos da escolha de uma determinada filosofia de proteção. O grande impasse dessa análise é que não é possível minimizar simultaneamente todos os indicadores. Portanto, a minimização de um determinado indicador resultará fatalmente no aumento de outro.

Constatou-se que barramentos localizados à montante dos dispositivos de proteção tendem a sofrer um número maior de afundamentos de tensão. A ocorrência de elevações é determinada principalmente pela distância do ponto monitorado até a subestação de entrada.



Já as interrupções de curta duração se acentuam principalmente quando da utilização dos ajustes coordenados (1R3L e 2R2L). Por isso é importante definir qual evento se deseja minimizar: afundamentos e interrupções de curta duração ou interrupções de longa duração.

Para o barramento 800 sofrer o menor número de afundamentos de tensão, é necessário que se utilize a filosofia de proteção 1L. Entretanto haverá um aumento das interrupções de longa duração nos pontos de monitoração a jusante do religador da subestação. Uma solução para isso é a instalação de um segundo religador na rede, na fronteira da área de vulnerabilidade da barra 800.

O barramento 812 não sofre muito com afundamentos de tensão, mas sim com interrupções de curta ou longa duração. Para minimizar as interrupções de longa duração pode-se utilizar a filosofia 2R2L. Entretanto, as interrupções de curta duração irão ter seus indicadores aumentados. Os pontos 840 e 848 têm níveis elevados de elevações de tensão devido à localização distante da subestação de entrada.

Os resultados vindos da simulação também subsidiam análises da variabilidade dos eventos, já que foram simulados 100 anos utilizando o método de Monte Carlo. Foram mostrados os gráficos dos eventos ano a ano e histogramas representativos desta situação, além de resultados de desligamentos para curvas de sensibilidade SEMI instaladas nas barras em estudo.

A influência da utilização da tensão pré-falta real foi analisada. Foram obtidos resultados relevantes, mostrando que a contabilização de indicadores pode se diferenciar em mais de 100% em alguns casos, dependendo da localização da barra, do perfil de tensões ao longo do alimentador e a presença ou não de reguladores de tensão.

Por fim, foi feita a validação do método algébrico para realizar o cálculo de indicadores médios. Os resultados obtidos foram satisfatórios, apresentando erros muito pequenos.

## 6. CONCLUSÕES

### 6.1 Conclusões Gerais

A qualidade da energia elétrica (QEE) tem sido foco nas discussões do setor elétrico com mais frequência, devido à preocupação existente crescente dos distribuidores e consumidores de energia elétrica.

Dentre estes problemas destacam-se as interrupções e as VTCDs, que em geral ocorrem devido à ocorrência de curtos circuitos cujos efeitos se propagam pela rede afetando consumidores conectados em diversos pontos do sistema elétrico. As diferentes filosofias de proteção, quando bem aplicadas no sistema elétrico de distribuição podem auxiliar na minimização de alguns eventos, porém, em contrapartida, podem acentuar a ocorrência de outros. Por exemplo, ao reduzir as ocorrências de interrupção de longa duração, haverá inevitavelmente o aumento das interrupções de curta duração.

Os métodos propostos nesta dissertação para análise de qual a melhor filosofia de proteção tomando como foco um determinado barramento da rede de distribuição se revelaram uma importante ferramenta para as concessionárias de energia, já que os diversos resultados obtidos podem ser utilizados para o planejamento e estudos de proteção.

A metodologia de simulação de faltas utilizando o método de Monte Carlo procura retratar o sistema da forma mais real possível, através de variáveis modeladas como suas respectivas distribuições estatísticas. Ao se analisar um horizonte de vários anos possíveis de operação, obtém-se com boa precisão a variabilidade dos diversos indicadores de qualidade, que são objetos de estudo deste trabalho. Os resultados obtidos deste procedimento auxiliam na análise da influência de cada tipo de filosofia de proteção nos principais indicadores dos barramentos monitorados. Com os resultados de magnitude e duração dos eventos, pode-se também avaliar o impacto na carga de um consumidor segundo uma curva de sensibilidade, que neste trabalho foi utilizada a curva SEMI.

A influência da utilização da tensão pré-falta real do sistema, oriunda do estudo de fluxo de carga, também foi analisada. Foram obtidos resultados relevantes, mostrando que a contabilização dos eventos pode se variar substancialmente, dependendo da localização da barra na rede de distribuição e do perfil de tensões ao longo do alimentador do sistema, influenciada pela existência de reguladores de tensão.

Outra contribuição desta dissertação foi a proposta de um método algébrico para o cálculo dos indicadores médios em um determinado barramento. Tal procedimento aplica um

conjunto de equações dependentes da filosofia de proteção aplicada, do barramento monitorado e da área de vulnerabilidade equivalente associada. A validação com os resultados obtidos através da simulação pelo método de Monte Carlo permite concluir que o método algébrico é bastante apropriado. Como tais equações são dependentes de um padrão de eventos, resultantes de cada filosofia de proteção, a análise da influência do ajuste de proteção nos indicadores de energia elétrica também foi feita através do procedimento algébrico.

As interrupções dependem do comprimento do tronco principal e dos ramais, e as elevações e afundamentos de tensão sofrem influência das áreas de vulnerabilidades equivalentes associadas a cada barramento monitorado. Essas áreas são calculadas para um valor de resistência de falta específico, o que possibilita o cálculo de intervalos para os indicadores médios, representando, por exemplo, um cenário otimista, um médio e um pessimista de desempenho do barramento. Quando o objetivo não é a variabilidade da magnitude e da duração dos eventos, este procedimento se mostra bastante satisfatório, com implementação rápida e sem a necessidade de se realizar todo o procedimento de simulação de Monte Carlo. Tal procedimento permite realizar uma primeira estimativa do valor médio dos indicadores em determinado barramento para uma análise preliminar de desempenho de cada barra.

Para a diminuição de afundamentos e interrupções de curta duração, as filosofias seletivas se mostram adequadas. Já para a minimização das interrupções de longa duração, devido à natureza das faltas no sistema de distribuição (predominância de temporárias), as filosofias coordenadas são as mais indicadas. No entanto, deve-se tomar cuidado ao selecionar determinada filosofia de proteção, pois a busca pela minimização de um determinado indicador por resultar na maximização de outro. Portanto, há que se buscar um ponto de equilíbrio, tomando-se como prioridade o consumidor. Um exemplo desse fato é o barramento 800 do caso teste, localizado a montante de todo sistema. A filosofia de proteção 1L reduz o número de afundamentos de tensão sentidos por esta barra. Entretanto haverá um aumento significativo das interrupções de longa duração em todo sistema a jusante.

Para os barramentos à montante dos dispositivos de proteção (barra 800), a instalação de um segundo religador na fronteira de sua área de vulnerabilidade diminui a zona de proteção do religador da subestação ajustado em 1L, diminuindo o número de interrupções de longa duração. Neste caso, o segundo religador pode ser ajustado com a filosofia 2R2L, por exemplo, já que a barra 800 não sentirá mais os efeitos de seus religamentos.

Para os demais pontos de interesse pode-se seguir a mesma estratégia descrita. Em outras palavras, a zona de proteção do religador à montante do ponto de monitoramento deve

ser reduzida, instalando-se um segundo religador em um local estratégico, mais especificamente na frente da área de vulnerabilidade vista pelo ponto de monitoramento em foco.

Finalmente pode-se concluir que o trabalho trouxe contribuições importantes e de grande interesse para o setor elétrico. Apresentou uma ampla análise da influência das diversas filosofias de proteção em barramentos localizados estrategicamente no sistema teste. Apresentou a aplicação de um poderoso método de simulação de faltas, que traz a possibilidade de emular a operação da rede por diversos anos, viabilizando amplo conhecimento da variabilidade dos indicadores de qualidade da energia elétrica.

## 6.2 Proposta para Trabalhos Futuros

Algumas propostas podem ser vislumbradas para a continuidade desta linha de pesquisa e são sugeridas a seguir:

- Aplicar e validar os procedimentos apresentados em outros sistemas de distribuição, contemplando a existência de diversos alimentadores;
- Incluir representação de seccionadores para a análise do impacto da proteção nos indicadores de qualidade da energia elétrica;
- Para o método algébrico, aplicar outras filosofias de proteção, além de ampliar o número de alimentadores;
- Ainda no método algébrico, considerar pontos de monitoramento instalados em trechos longos, com dispositivos de proteção em série;
- Incorporar na análise de impacto sobre a carga do consumidor, o efeito dos eventos sucessivos no desligamento do processo;
- Considerar a probabilidade de falha nas atuações dos dispositivos de proteção;
- Avaliação dos impactos dos religamentos no ressarcimento aos consumidores, já que a instalação de religadores para a diminuição dos indicadores FEC e DEC aumenta os eventos de interrupções de curta duração, afundamentos e elevações de tensão, podendo trazer danos aos equipamentos dos consumidores;
- Realizar estudos do impacto da proteção na qualidade da energia para consumidores alimentados em baixa tensão, tendo em vista a abertura de elos fusíveis e a presença de transformadores com conexão delta-estrela.

### 6.3 Artigos Publicados

O trabalho de mestrado resultou na publicação dos seguintes artigos:

KRAUSS FILHO, H. R.; DE SOUZA, P. V. G.; CARVALHO FILHO, J. M.; DE OLIVEIRA, T. C. . **Influência da Agregação Temporal nos Indicadores de VTCDs**. In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2015, Campina Grande, PB. XI CBQEE, 2015.

CARVALHO FILHO, J. M.; DE OLIVEIRA, T. C.; HONORATO, K. S.; KRAUSS FILHO, H. R.; DE SOUZA, P. V. G.; MIRANDA FILHO, J.; PEREIRA, N. B.; CARNEIRO, J. R. V.. **Proposta de Padrões de Referência para Indicadores de Afundamentos de Tensão**. In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2015, Campina Grande, PB. XI CBQEE, 2015.

PEREZ, F.; DE SOUZA, P. V. G.; KRAUSS FILHO, H. R.; Bonatto, B. D.; Motoki, E. M.; Ribeiro, P. F.; Maciel, L. B. . **Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia Integrados em Redes Elétricas Inteligentes**. In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2015, Campina Grande, PB. XI CBQEE, 2015.

DE OLIVEIRA, T. C.; CARVALHO FILHO, J. M.; HONORATO, K. S.; KRAUSS FILHO, H. R.; DE SOUZA, P. V. G.; MIRANDA FILHO, J.; PEREIRA, N. B.; CARNEIRO, J. R. V. . **Proposta de Método para Validação de Resultados de Simulação e Medição de VTCDs**. In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2015, Campina Grande, PB. XI CBQEE, 2015.

KRAUSS FILHO, H. R.; DE SOUZA, P. V. G.; CARVALHO FILHO, J. M.; DE OLIVEIRA, T. C. . **Influência da Agregação Temporal nos Indicadores de Afundamentos de Tensão**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 2015, Foz do Iguaçu, Paraná. SNPTEE, 2015.

PEREZ, F.; KRAUSS FILHO, H. R.; DE SOUZA, P. V. G.; MACIEL, L. B.; MOTOKI, E. M.; RIBEIRO, P. F.; CUSTODIO, J. F. . **Application of Energy Storage Element on a PV System in the Smart Grid Context**. In: ISGT INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE LATIN AMERICA IEEE, 2015, Montevideo, Uruguai.

---

MOTOKI, E. M.; CARVALHO FILHO, J. M.; PEREZ, F.; KRAUSS FILHO, H. R.; RIBEIRO, P. F.; DE SOUZA, P. V. G. . **Use of Computational System for Analysis of Power Quality in Smart Grid.** In: ISGT IEEE INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE LATIN AMERICA, 2015, Montevideo, Uruguai.

DE SOUZA, P. V. G.; KRAUSS FILHO, H. R.; Ribeiro, P. F.; PEREZ, F. . **Power Quality Analysis on a System with Distributed Generation and Dstatcom.** In: Cigré SC C4 International Colloquium on EMC, Lightning and Power Quality Considerations for Renewable Energy Systems, 2016, Curitiba, PR.

KRAUSS FILHO, H. R.; Ribeiro, P. F.; BELCHIOR, F. N. ; DE SOUZA, P. V. G.; PEREZ, F. . **Hosting Capacity Analysis for Harmonics Caused by Wind Generation in a Distribution Network.** In: Cigré SC C4 International Colloquium on EMC, Lightning and Power Quality Considerations for Renewable Energy Systems, 2016, Curitiba, PR.

## REFERÊNCIAS

ABB, Catálogo da ABB: **OVR Outdoor Vacuum Reclosers 15-38 kV – Innovative designs ensure system reliability**; Abril, 2007;

ALBINI, J. F.. Proteção de Sistemas de Distribuição. 2003.

AMASIFEN, J. C. C. **Metodologias para Avaliação de Riscos e dos Custos de Interrupções em Processos Causados por Falhas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, Tese de Doutorado, 2008. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

ANEEL, 2000 – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; **Resolução ANEEL N° 024 de 27/01/2000**.

APOSTOLOV, A. P. Improving Power Quality By Optimizing the Protection of Distribution Systems. IEEE. **Anais**. p.595–598, 2004.

ASPEN. DistriView. Disponível em:

<[http://www.aspeninc.com/web/index27cb.html?option=com\\_content&view=article&id=87&Itemid=68](http://www.aspeninc.com/web/index27cb.html?option=com_content&view=article&id=87&Itemid=68)>. . Acessado em: 08 de fevereiro de 2017.

AYELLO, F. P.; CARVALHO FILHO, J. M.; ABREU, J. P. G.; GUIMARÃES, C. A. M.; ORDACGI, J. M. Influência do Sistema de Proteção na Qualidade da Energia. **III Conladis - Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica**, 1999. São Paulo.

BANDEIRANTE. **Proteção das Redes de Distribuição Aérea Primária – NTBD 3.01-0**, 1987.

BARBAN, M. E.; KIN, J. A Classifier for Distribution Feeder Overcurrent Analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2006.

BARBOSA, M, Sobretensões de Manobra, Universidade do Porto – FEUP, 2005.

BECKER, C.; BRAUN, W.; CARRICK, K.; et al. Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std 493, the Gold Book. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 30, p. 805–821, 1994.

- BENNETT, A. Can New Technology Make a Difference. **IEE Colloquium**, 1997.
- BLACKBURN, J. L.; DECKKER, M. Protective Relaying. **Electrical Engineering and Electronics, New York**, , n. 37, 1987.
- BOLLEN, M. H. J. Characterization of Voltage Sags Experienced by Three - Phase Adjustable - Speed Drive. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 1997.
- BOLLEN, M. H. J. The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sags. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 30, n. N<sup>o</sup>.3, p. 805–821, 1994.
- BOLLEN, M. H. J. “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions.” 2000.
- CARVALHO FILHO, J. M. **Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores**, Tese de Doutorado, 2000. Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- CARVALHO FILHO, J. M.; ABREU, J. P. G.; LEBORGNE, R. C.; et al. Comparative Analysis between Measurements and Simulations of Voltage Sags. **IEEE – PES - 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Rio de Janeiro, Brazil**, 2002.
- CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais; **Proteção contra sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas**; Diretoria de Distribuição. Estudo de Distribuição ED-3.3; Novembro de 1994.
- CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais: **Proteção do Sistema Elétrico de Distribuição**, Maio de 2002.
- CEPEL, ELETROBRÁS. **Proteção para Sistemas MRT, RER-10**, Março de 2006.
- CHOI, J. H.; NAM, S. R.; NAM, H. K.; KIM, J. C. Adaptive Protection Schemes of Distributed Generation at Distribution Network for Automatic Reclosing and Voltage Sags. **IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, ICSET 2008**, p. 810–815, 2008.



CLÉ DE OLIVEIRA, T.; CARVALHO FILHO, J. M. DE; GODINHO CARVALHO, J. Influência da Proteção nos Indicadores de Continuidade e de Variações de Tensão de Curta Duração. , 2011. Cuiabá: **Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica**.

CONRAD, L.; LITTLE, K.; GRIGG, C. Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault - Clearing Voltage Dips. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 27, n. 1, p. 167–172, 1991.

CONRAD, L. E.; BOLLEN, M. H. J. Voltage Sag Coordination for Reliable Plant Operation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 33, p. 1459–1464, 1997.

CPFL. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente**. Norma Técnica nº 2912, versão 1.2. Setembro de 2006.

DELMAR. Capturado em 13 de Janeiro de 2017. **Online**. Disponível na Internet – <http://www.delmar.com.br>

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; MARK, F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. 2002.

ELETRORRÁS – Eletrobrás Comitê de Distribuição; **Proteção de sistemas aéreos de distribuição – Volume 2**; Rio de Janeiro: Campus, 1982; 233 páginas.

FONSECA, V. R. DE C. **Cálculo Estocástico do Afundamento de Tensão**, 1999. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

GARCIA, C. P.; ALVES, M. F. Dimensionamento de Compensadores Série Considerando a Frequência de Ocorrência dos Afundamentos. **Anais do IX CBQEE**, p. 255–259, 2011. Cuiabá.

GODINHO, J. **Influência da Proteção na Qualidade da Energia Elétrica**, 2010. Dissertação de Mestrado, Unifei.

GOMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. Effect of Distribution System Protection on Voltage Sags. **IEEE Power Engineering Review**, 2000. Disponível em: <http://blackout.gmu.edu/index.html>. .

GÓMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. Coordination of Voltage Sag and Overcurrent Protection in DG Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 214–218, 2005.

GONEN; “Electric Power Distribution System Engineering, 1986, McGraw-Hill Book Company, 739 págs.

GRILLO, P. V. S. **Formação de Conjuntos de Sistemas de Distribuição quanto aos Fundamentos de Tensão**, 2016. Dissertação de Mestrado, Unifei.

GUIGUER. **Proteção de Sistemas de Distribuição**. Editora Sagra, 1º Edição. Porto Alegre, 1988.

HONORATO, K. DA S. **Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição**, 2014. Dissertação de Mestrado, Unifei.

IEC 60076-5 INTERNATIONAL STANDARD, **Power Transformers – Ability to Withstand Short Circuit**, 2º Edition, 2000.

IEC 61000-2-8. **Eletromagnetic Compatibility (EMC) – Part 2-8: Testing and Measurement Techniques – Voltage Dips, Short Interruptions and Voltage Variations Immunity Tests**, 2005.

IEC 61000-4-11. **Eletromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-11: Testing and Measurement Techniques – Voltage Dips, Short Interruptions and Voltage Variations Immunity Tests**, 2004.

IEEE, 2005 – **IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems**, IEEE StdC62.92.2 e C62.92.3, 2005.

IEEE Standard - **Requeriments for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupts for AC Systems**, IEEE C37.60- 1981,

IEEE PES Distribution System Analysis Subcommitee, **Distribution test Feeders** – Online. (2015). Disponível em: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>

IEEE Standard 446. **IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, dezembro, 1995.

IEEE Standard - **Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupts of AC Systems**, IEEE C37.63- 2005

IEEE P1564<sup>TM</sup>/D19 - **Draft Guide for Voltage Sag Indices**, 2013, Disponível em <http://grouper.ieee.org/groups/sag/drafts.html>

INDEL Bauru, Proteção para Distribuição de Energia, Disponível em: <http://www.indelbauru.com.br/indel/pt/produto/visualizar/codproduto/10/tipo-k.html>  
Acessado em: 08 de fevereiro de 2017.

ITIC. ITI (CBEMA) CURVE APPLICATION NOTE - Information Technology Industry Council, 2000. Disponível em: <<http://w3.usa.siemens.com/us/internet-dms/btlv/PowerDistributionComm/PowerDistribution/Media/iticurv.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2015.

KEMPNER, T. R. **A Robustez de um Sistema de Distribuição e a Alocação de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica Frente aos Afundamentos de Tensão**, 2012. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

KOJOVIC, L. A.; HASSLER, S. P.; LEIX, K. L.; WILLIAMS, C. W.; BAKER, E. E. Comparative Analysis of Expulsion and Current-limiting Fuse Operation in Distribution System for Improved Power Quality and Protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, 1998.

LEDESMA, J. J. G., **Uma metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sistemas de Distribuição**, 2012. Dissertação de Mestrado, UFJF.

MILANOVIC, J. V., GNATIV, R.; CHOW, K.W.M, **The influence of loading conditions and network topology on voltage sags**, Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power, Proceedings, Volume 2 pages 757 - 762 vol. 2, 1-4 Oct. 2000.

MINITAB 16. Minitab Statistical *Software*, Release 16.1.0.0. ,2010. State College, USA.

NBR 5359, **Disjuntores de Alta Tensão**. Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT. Norma Brasileira 7118. Setembro de 1994.

NBR 7118, **Norma brasileira de 1989 da ABNT – Elos Fusíveis de Distribuição** – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

NRS 048-2:2003: **ELECTRICITY SUPPLY —QUALITY OF SUPPLY, Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods**, disponível em <http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/IndustryStandards/NRS048%20part%202.pdf>. Acessado em: 08 de fevereiro de 2017.

OLIVEIRA, R. R. **Uma Contribuição à Análise de Soluções para Mitigação de Afundamentos Momentâneos de Tensão**, 2013. Dissertação de Mestrado, Unifei.

OLIVEIRA, T. C. DE. **Desenvolvimento e Aplicação de Um Sistema de Software para Estudos de Afundamentos de Tensão**, 2004. Dissertação de Mestrado, Unifei.

OLIVEIRA, T. C. DE. **Afundamentos de Tensão: Avaliação Estatística de Resultados de Medição com Base em Simulações.**, 2008. Tese de Doutorado Unifei.

OLIVEIRA, T. C. DE; CARVALHO FILHO, J.M.; LEBORGNE, R.C.; ABREU, J.P.G. DE.; **Validation of Voltage Sags Short Term Measurements Based on Predicted Stochastic Simulation**. Proceedings of the 10<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008.

ONS. **Sub-módulo 2.8: Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de seus Componentes**. Procedimentos de Rede, 2009.

ORTMEYER, T. H.; HIYAMA, T.; SALEHFAR, H. Power Quality Effects of Distribution Systems Faults. **Electrical Power & Energy Systems**, v. 18, n. 5, p. 323–329, 1996.

PEREIRA, D. R., **Um Sistema de Software para Execução de Estudos de Coordenação e Seletividade em Sistemas de Distribuição**, 2007. Dissertação de Mestrado, Unifei.

PRODIST. **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2017.

RAMOS, A. C. L. **Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração Distribuída em Estudos de Afundamentos de Tensão**, 2009. UFG - Universidade Federal de Goiás.

SALAS, C. S. S., **Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de Ressonância**, 2010. Tese de Doutorado, UNICAMP.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Religador SEL 351-R**. Capturado em 01 de fevereiro de 2017. Online. Disponível na Internet: <https://selinc.com/products/351R/>

SEDIGHNEJAD, H.; JALILIAN, A. Effect of Protection Device Coordination on Voltage Sag Characteristics of Distribution Networks. **ISA Transactions**, v. 49, n. 4, p. 407–414, 2010. Elsevier Ltd.

SEMI F47-0200. **Specification for semiconductor processing equipment**. Power Standards Lab. 1999.

SEMI F47-0706. **Specification for semiconductor processing equipment**. Power Standards Lab. 2006.

SIEMENS. Capturado em 29 de Dezembro de 2016. **Online**. Disponível em <http://w3.siemens.com.br/topics/br/pt/em/pages/sistemas-de-media-tensao.aspx>

SILVA, J. A. M. **Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão Utilizando Programas de Curto-Circuito e de Transitórios Eletromagnéticos**, 2004. Universidade Federal de Itajubá.

SILVA, L. G. W. DA. **Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, 2005. Universidade Estadual Paulista.

STYVAKTAKIS, E. **Automating Power Quality Analysis**, 2002. Chalmers University of Technology - Goteborg, Sweden.

TOPHAM, G. H. **Protection Strategies for Improving Quality of Supply**. IEE - Developments in Power System Protection , 1997a.

---

TOPHAM, G. H. **The Influence of the Design Operation and Control on Power Quality**. IEEE, The Institution of Electrical Engineers, 1997b.

TOPHAM, G. H. Influence of the Design and Operation of Protection and Control Power Quality. **Power Engineering Journal**, v. 12, 1998.

VICENTINI, O. H. S., **Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição**, 2004. Dissertação de mestrado, Unifei.

XU, M.; CHEN, L.; DAI, L.; WANG, H. Voltage Sag Characteristics and Occurring Frequency Assessment Considering the Protection Coordination. **5° International Conference on Electricity Distribution**, 2012. Shanghai.

## APÊNDICE A – Procedimento para Simulação de Faltas em Sistemas de Distribuição

Para facilitar o entendimento, na Figura A.1 é mostrado o fluxograma do procedimento utilizado para simulação de faltas neste trabalho (HONORATO, 2014).

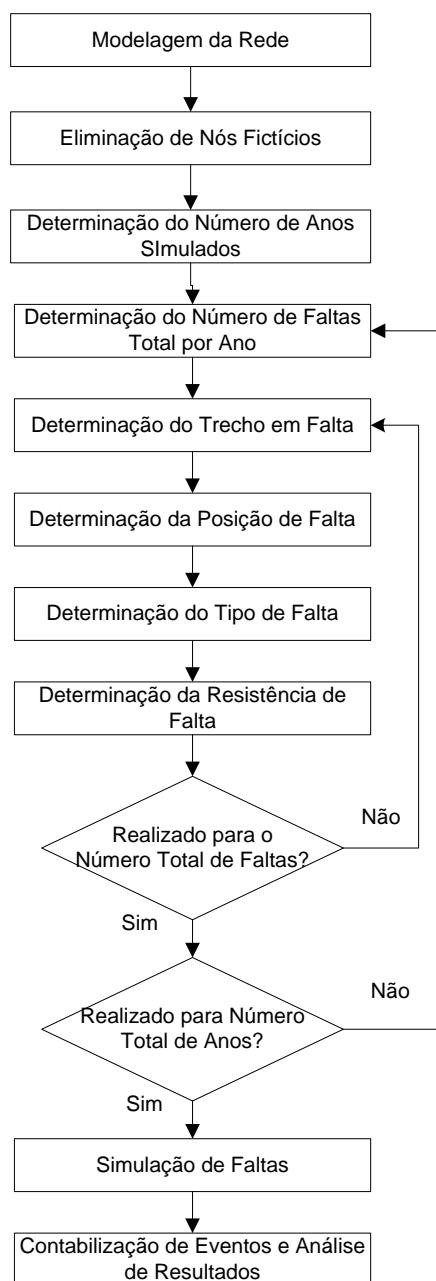


Figura A.1- Procedimento para Simulação de Faltas.

Os dois primeiros blocos se referem à modelagem dos sistemas a serem estudados.

Os sistemas de distribuição possuem muitos nós fictícios, devido a utilização de artifícios de modelagem. Estes pontos podem ser eliminados para a simplificação da análise, porém sem comprometer os resultados finais (AMASIFEN, 2008). Quando o sistema a ser simulado tem um comprimento considerável, pode ser que a simulação tenha um tempo elevado. Devido a isso, a retirada destes nós fictícios pode ser interessante, reduzindo o tamanho da rede e consequentemente o tempo de simulação.

A determinação do número de anos simulados nada mais é que a definição do horizonte de observação do sistema. É importante frisar que quanto maior o número de anos simulados, menor o erro existente no processo de simulação de Monte Carlo, por isso em Oliveira, (2008) recomenda-se que se simulem quantos anos forem necessários para que estes erros se tornem aceitáveis.

Para a determinação do número de faltas total por ano, utiliza-se a equação mostrada em (A.1). Esse número é obtido a partir da quantidade esperada de faltas em cada trecho de alimentador de distribuição ou linha de transmissão, conforme (A.2) (HONORATO, 2014).

$$N_{faltas\_total} = \sum_{j=1}^n N_{faltas\_trecho\_j} \quad (A.1)$$

$$N_{faltas\_trecho\_j} = \lambda_{trecho} \times L_{trecho-j} \quad (A.2)$$

Onde:

$N_{faltas\_total}$  : Número total de faltas por ano em toda a rede estudada (faltas/ano);

$N_{faltas\_trecho\_j}$  : Número de faltas por ano para o trecho j (faltas/ano);

$\lambda_{trecho}$  : Taxa de falta para o trecho j (faltas/km/ano);

$L_{trecho\_j}$  : Comprimento do trecho j (km).

Para a escolha do trecho em falta são considerados todos os trechos do sistema onde se deseja aplicar faltas. As probabilidades de ocorrência de cada trecho  $P_{trecho\_j}$  são mostradas em (A.3).

$$P_{trecho\_j} = \frac{N_{faltas\_trecho\_j}}{N_{faltas\_total}} \quad (A.3)$$



Com o objetivo de ilustrar o método de sorteio do trecho sob falta, no trabalho de Honorato, (2014), é apresentado um exemplo. A Figura A.2 apresenta um sistema elétrico hipotético composto por cinco trechos.

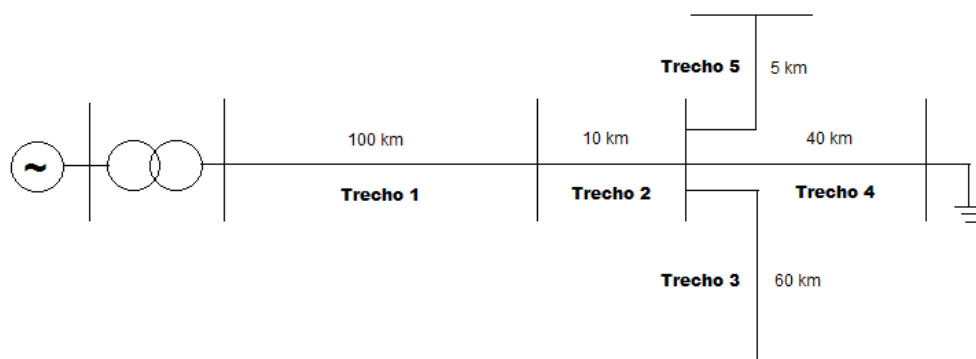


Figura A.2 - Esquema Unifilar Hipotético (HONORATO, 2014).

Após a nomeação dos trechos, é feito um enfileiramento destes para o sorteio aleatório entre 0 e 1, como é mostrado na Figura A.3. O processo se repete  $N_{faltas\_total}$  vezes.

Por exemplo, sendo o trecho 1 com comprimento de 100km e o trecho 2 com comprimento de 10km, dada a mesma taxa de falta para os dois trechos, pode-se afirmar que o trecho 1 tem 10 vezes mais chances de ser sorteado do que o trecho 2.

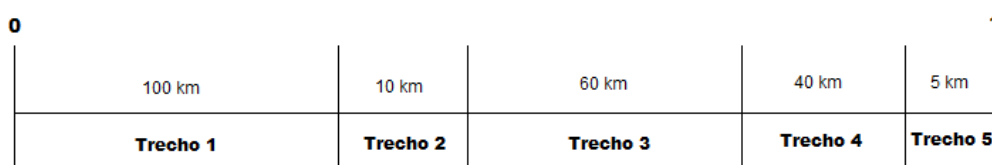


Figura A.3 - Enfileiramento dos Trechos para o Sorteio dos Trechos de Falta (HONORATO, 2014).

Para melhor entendimento, a Figura A.4 mostra a probabilidade da falta ocorrer em cada trecho do sistema da Figura A.2.

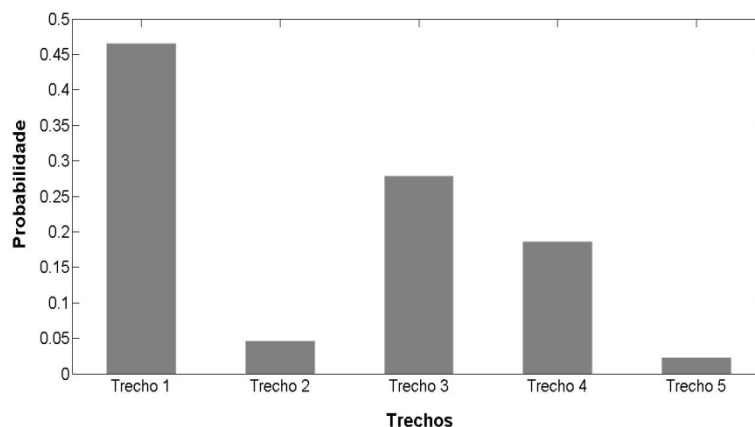


Figura A.4 - Probabilidades para os trechos do exemplo hipotético (HONORATO, 2014).

Assim, a partir da função distribuição acumulada, a Figura A.5 mostra que um sorteio aleatório cujo valor seja 0,66 determina que a falta seja simulada no Trecho 3 (HONORATO, 2014).

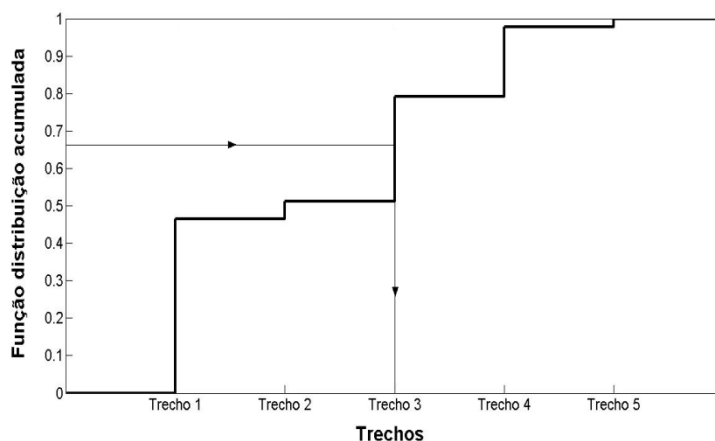


Figura A.5 – Exemplo de Sorteio para o Trecho 3 (HONORATO, 2014).

A partir do sorteio dos trechos em falta, é preciso determinar o ponto de cada trecho que será aplicado o curto-circuito. A condição da falta em qualquer ponto do trecho é dada por uma distribuição uniforme. Para o sorteio do ponto de falta, considera-se que todo trecho tenha um ponto inicial (nó DE) e um ponto final (nó PARA), conforme equação (A.4).

$$L_{falta-j} = L_{trecho-j} \times Rnd \quad (A.4)$$

Onde:

$L_{falta-j}$ : valor do comprimento entre a barra DE até o ponto de falta  $j$  (km);

$Rnd$ : número real aleatório no intervalo  $[0,1]$ .

O próximo bloco do fluxograma é a determinação do tipo de falta. Nas metodologias apresentadas foram considerados quatro tipos de falta: trifásica, bifásica-terra, bifásica e fase-terra. Cada tipo de falta tem uma probabilidade associada e o sorteio é feito aleatoriamente.

A resistência de falta pode ser modelada de maneiras diferentes. Por exemplo, para níveis de transmissão e subtransmissão, pode ser considerada como sendo uma distribuição normal. Para níveis mais baixos de tensão, a escolha dessa variável pode ser baseada em um sorteio para um intervalo entre zero e um valor máximo, segundo a distribuição uniforme. Esta decisão depende das características de cada sistema estudado.

## APÊNDICE B – Apresentação do *Software* ASPEN

### DistriView e Alguns Procedimentos Adotados

Todo estudo apresentado nesta dissertação foi realizado no *software* ASPEN DistriView. Este *software* é voltado para simulação de curto-circuito, rotor bloqueado, análise de queda de tensão, análise de afundamentos de tensão, superação de equipamentos, alocação de cargas e capacitores, coordenação de relés, análise harmônica e análise de confiabilidade (ASPEN, 2013).

A análise dos sistemas de distribuição é um ponto em constante evolução no setor elétrico, devido as grandes dificuldades encontradas. O DistriView impulsionou a possibilidade de estudos, com sua plataforma amigável, um bom menu de ajuda ao usuário, e poderosas ferramentas. Dentre elas destacam-se (ASPEN 2013): Análise de sistemas desequilibrados, representação de barra de subestações, nós de distribuição, linhas de distribuição trifásicas/bifásicas/monofásicas, chaves, transformadores de diversos tipos, reguladores de tensão, cargas pontuais e distribuídas, capacitores, reatores, filtro de harmônicos, geradores e motores síncronos, geradores e motores de indução (monofásicos e trifásicos) e transformadores de aterramento.

Uma grande vantagem desse *software* frente a outros existentes é a possibilidade de parametrização da proteção do sistema, e com isso a aquisição da duração de eventos de VTCDs, que é um dos eventos de interesse deste trabalho. Tal detalhe acabou por determinar sua escolha para todo estudo desta dissertação.

Alguns procedimentos essenciais para o estudo de sistemas elétricos de distribuição são mostrados a seguir. A Figura B.1 mostra o ícone responsável por iniciar a modelagem do sistema. Ao acessá-lo, é aberta uma janela com os diversos equipamentos típicos para o sistema de distribuição. Basta o usuário arrastar os dispositivos de interesse.

Para cada equipamento escolhido, há a possibilidade se alterar as configurações destes para as compatíveis com o sistema em análise. Isso é feito clicando duas vezes sobre o próprio dispositivo. Como exemplo é mostrado o caso para uma linha de transmissão ou distribuição.

A Figura B.2 mostra a caixa de diálogo com a aba de dados gerais para entrada do nome da linha, seu comprimento e identificação de circuito. Já na Figura B.3, é possível entrar com os parâmetros sequenciais da linha em p.u.

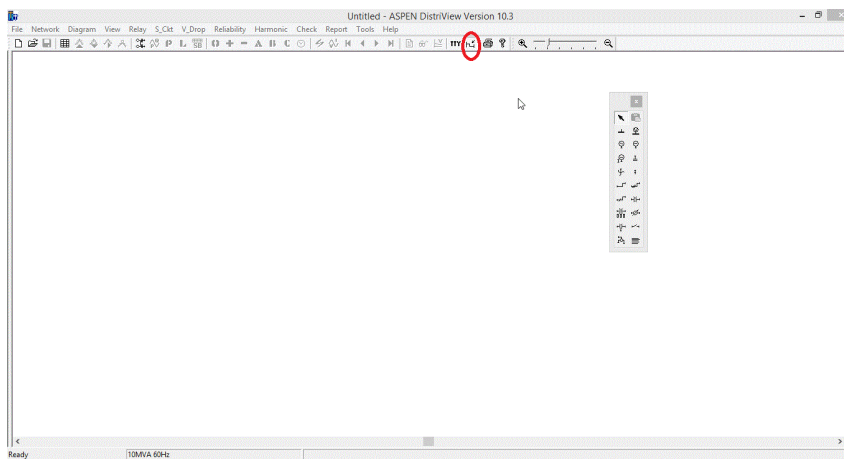


Figura B.1 - Modelagem do Sistema no ASPEN DistriView.

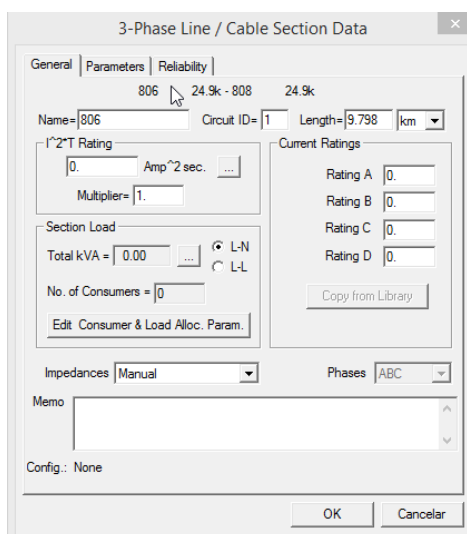


Figura B.2 – Exemplo de Alteração de Parâmetros no ASPEN DistriView.

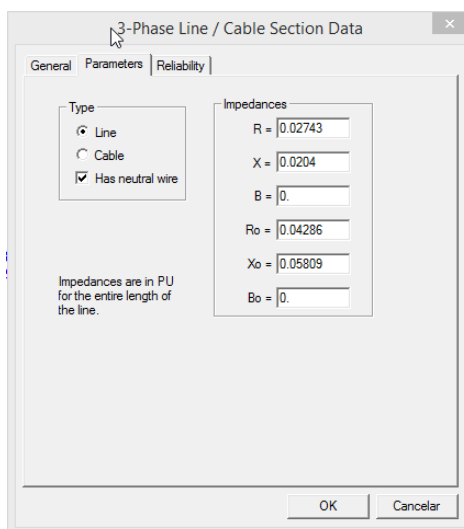


Figura B.3 - Exemplo de Alteração de Parâmetros de uma Linha de Transmissão no ASPEN DistriView.

Para os sistemas de proteção, o *software* permite a adição dos dispositivos típicos (disjuntores e seus relés associados a algumas funções, fusíveis, religadores e seccionadores) utilizados para a proteção de sistemas elétricos de distribuição.

Como no caso teste apresentado foi utilizado apenas um religador e fusíveis, são apresentadas algumas janelas de configuração no *software* somente para estes dispositivos. A Figura B.4 mostra a janela de configuração para parametrização de um religador hipotético.

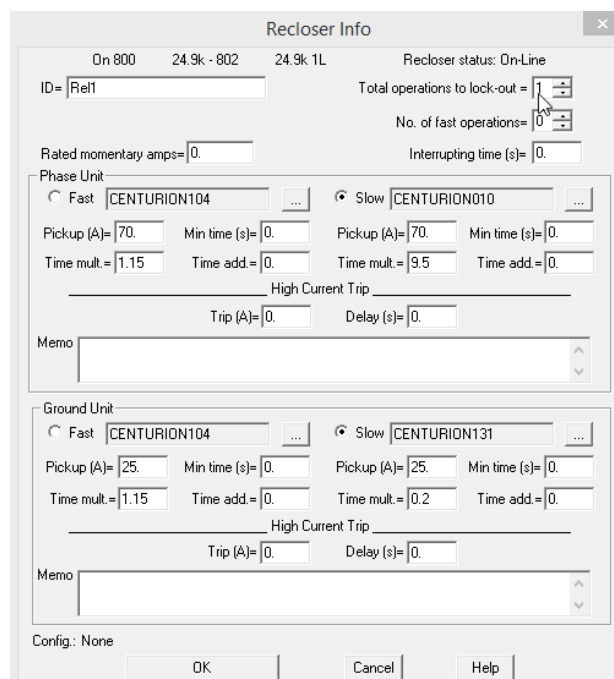


Figura B.4 - Janela de Configuração para a Parametrização de um Religador.

A Figura B.5 exemplifica uma caixa de diálogo para ajuste de um fusível de classificação 15 K.

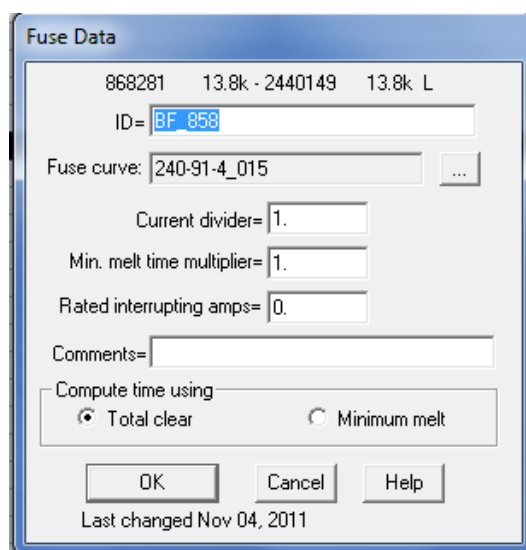


Figura B.5 - Janela de configuração para parametrização de um fusível.

No Apêndice D são mostradas algumas curvas dos dispositivos utilizados neste trabalho.

Para o procedimento de simulação de faltas de Monte Carlo, proposto em Honorato, (2014) e utilizado em uma das metodologias propostas no Capítulo 4, é mostrada uma breve descrição e alguns arquivos necessários para a realização no ASPEN DistriView.

A Figura B.6 mostra a extração da base de dados na categoria Line/Cable no *software* DistriView. Desses dados são os principais: nós DE e PARA do trecho, tensão em kV, código do circuito, comprimento em km, as fases presentes no trecho e dados de impedância na sequência positiva e zero.

| In Serv | Bus1 | Bus2 | kV   | Ckt | Name | Length    | Phases | R       | X       |
|---------|------|------|------|-----|------|-----------|--------|---------|---------|
| Yes     | 802  | 800  | 24.9 | 1   | 808  | 0.784 km  | A,B,C  | 0.00219 | 0.00163 |
| Yes     | 802  | 806  | 24.9 | 2   | 802  | 0.526 km  | A,B,C  | 0.00147 | 0.00109 |
| Yes     | 806  | 808  | 24.9 | 1   | 806  | 9.798 km  | A,B,C  | 0.02743 | 0.0204  |
| Yes     | 808  | 812  | 24.9 | 2   | 808  | 11.4 km   | A,B,C  | 0.03192 | 0.02374 |
| Yes     | 808  | 810  | 24.9 | 2   | 810  | 1.764 km  | B      | 0.00411 | 0.00218 |
| Yes     | 814  | 850  | 24.9 | 1   | 808  | 9.038 km  | A,B,C  | 0.0253  | 0.01882 |
| Yes     | 850  | 816  | 24.9 | 2   | 808  | 0.094 km  | A,B,C  | 0.00039 | 0.00019 |
| Yes     | 816  | 824  | 24.9 | 1   | 808  | 3.104 km  | A,B,C  | 0.01311 | 0.00652 |
| Yes     | 816  | 818  | 24.9 | 1   | 810  | 0.52 km   | A      | 0.00121 | 0.00064 |
| Yes     | 824  | 828  | 24.9 | 2   | 808  | 0.255 km  | A,B,C  | 0.00107 | 0.00053 |
| Yes     | 824  | 826  | 24.9 | 2   | 810  | 0.921 km  | B      | 0.00214 | 0.00114 |
| Yes     | 818  | 820  | 24.9 | 2   | 810  | 14.638 km | A      | 0.03414 | 0.01811 |
| Yes     | 828  | 830  | 24.9 | 1   | 808  | 6.214 km  | A,B,C  | 0.02625 | 0.01306 |
| Yes     | 820  | 822  | 24.9 | 1   | 810  | 4.177 km  | A      | 0.00974 | 0.00517 |
| Yes     | 830  | 854  | 24.9 | 2   | 808  | 0.158 km  | A,B,C  | 0.00066 | 0.00033 |
| Yes     | 854  | 856  | 24.9 | 1   | 810  | 7.092 km  | B      | 0.01654 | 0.00877 |
| Yes     | 854  | 852  | 24.9 | 1   | 808  | 11.196 km | A,B,C  | 0.0473  | 0.02354 |
| Yes     | 832  | 858  | 24.9 | 1   | 808  | 1.49 km   | A,B,C  | 0.00629 | 0.00313 |
| Yes     | 858  | 834  | 24.9 | 2   | 808  | 1.772 km  | A,B,C  | 0.00748 | 0.00372 |
| Yes     | 858  | 864  | 24.9 | 2   | 810  | 0.492 km  | A      | 0.00114 | 0.00061 |
| Yes     | 834  | 860  | 24.9 | 1   | 808  | 0.614 km  | A,B,C  | 0.00259 | 0.00129 |

Figura B.6 - Tabela com os parâmetros do Sistema IEEE 34 Barras Modificado.

O DistriView é um programa de curto-circuito, e depende das informações das faltas para realizar os cálculos e processar os resultados. Para que o método de simulação de faltas de Monte Carlo seja implementado e as faltas sejam geradas com tais características, uma sub-rotina no MATLAB foi criada (HONORATO, 2014). Na Figura B.7 exemplifica o arquivo de entrada, em Excel, para a sub-rotina. Nesse arquivo, estão contidas as informações necessárias para a aplicação do método de simulação de faltas de Monte Carlo. São elas: nós DE e PARA dos trechos, as fases existentes, a tensão em kV, o comprimento em km, a taxa de falta, a identificação dos circuitos

|    | A   | B       | C | D    | E      | F  | G |
|----|-----|---------|---|------|--------|----|---|
| 1  | 0   | 0       | 0 | 0    | 0      | 0  | 0 |
| 2  | 802 | 800 ABC |   | 24.9 | 0.784  | 30 | 1 |
| 3  | 802 | 806 ABC |   | 24.9 | 0.526  | 30 | 2 |
| 4  | 806 | 808 ABC |   | 24.9 | 9.798  | 30 | 1 |
| 5  | 808 | 812 ABC |   | 24.9 | 11.4   | 30 | 2 |
| 6  | 808 | 810 B   |   | 24.9 | 1.764  | 30 | 2 |
| 7  | 814 | 850 ABC |   | 24.9 | 9.038  | 30 | 1 |
| 8  | 816 | 824 ABC |   | 24.9 | 3.104  | 30 | 1 |
| 9  | 816 | 818 A   |   | 24.9 | 0.52   | 30 | 1 |
| 10 | 818 | 820 A   |   | 24.9 | 14.638 | 30 | 2 |
| 11 | 820 | 822 A   |   | 24.9 | 4.177  | 30 | 1 |
| 12 | 824 | 826 B   |   | 24.9 | 0.921  | 30 | 2 |
| 13 | 824 | 828 ABC |   | 24.9 | 0.255  | 30 | 2 |
| 14 | 828 | 830 ABC |   | 24.9 | 6.214  | 30 | 1 |
| 15 | 830 | 854 ABC |   | 24.9 | 0.158  | 30 | 2 |
| 16 | 832 | 858 ABC |   | 24.9 | 1.49   | 30 | 1 |
| 17 | 834 | 842 ABC |   | 24.9 | 0.085  | 30 | 1 |
| 18 | 834 | 860 ABC |   | 24.9 | 0.614  | 30 | 1 |
| 19 | 836 | 840 ABC |   | 24.9 | 0.261  | 30 | 1 |
| 20 | 836 | 862 ABC |   | 24.9 | 0.085  | 30 | 2 |
| 21 | 842 | 844 ABC |   | 24.9 | 0.41   | 30 | 2 |
| 22 | 844 | 846 ABC |   | 24.9 | 1.107  | 30 | 1 |
| 23 | 846 | 848 ABC |   | 24.9 | 0.161  | 30 | 2 |
| 24 | 850 | 816 ABC |   | 24.9 | 0.094  | 30 | 2 |
| 25 | 854 | 852 ABC |   | 24.9 | 11.196 | 30 | 1 |

Figura B.7 - Arquivo de Entrada – IEEE 34 Barras Modificado.

A Figura B.8 mostra um exemplo de arquivo texto obtido da sub-rotina do MATLAB. Este arquivo contém a relação de todas as faltas a serem simuladas em cada ano de análise, e é utilizado pelo ASPEN DistriView para simular as faltas no sistema elétrico.

```
[DISTRIVIEW VOLTAGE SAG BATCH FILE]
method=advanced
stepped_event=3
threshold=0.9

[CASES]

"800", 24.9, 0, 0, 0, 1, 3.3
I, "816", 24.9, "824", "1", 67.3

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 3.9
I, "808", 24.9, "812", "2", 7.7

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 5.3
I, "820", 24.9, "822", "1", 89.7

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 4.4
I, "828", 24.9, "830", "1", 16.9

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 6.1
I, "816", 24.9, "818", "1", 6.1

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 5.3
I, "828", 24.9, "830", "1", 72.6

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 4.3
I, "816", 24.9, "824", "1", 88.1

"800", 24.9, 0, 0, 1, 0, 3.6
I, "806", 24.9, "808", "1", 31.7
```

Figura B.8 - Arquivo de saída referente a um ano de faltas.

Na Figura B.9 são mostrados os passos necessários no menu para a entrada do arquivo texto para então simular as faltas no DistriView.

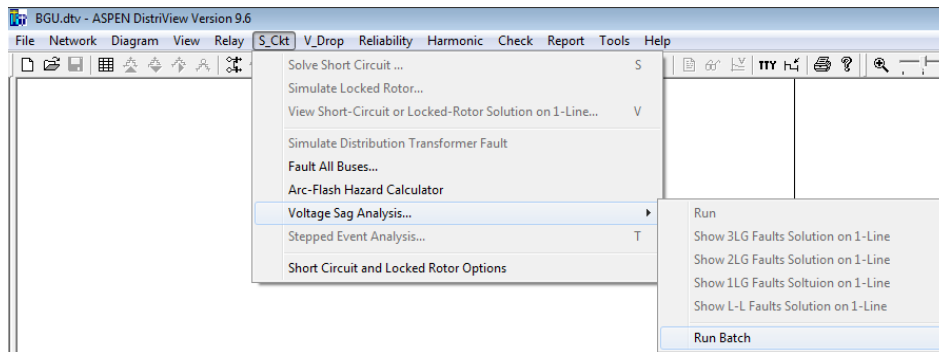


Figura B.9 – Menu de Simulação de Falhas no DistriView - *RunBatch*.

Quando terminadas as simulações, um arquivo com os resultados processados pelo ASPEN DistriView é gerado, no formato CSV, como é mostrado na Figura B.10. Este arquivo exemplifica o resultado de um ano de simulação e são apresentadas as características das faltas, os valores das tensões de fase após a falta e as durações dos eventos.

| Tier | Flt | No1   | Bus1Nam | kV    | No2 | Bus2Nam | CID    | %      | Va (pu) | Va (deg) | Vb (pu) | Vb (deg) | Vc (pu) | Vc (deg) | <Thresh, V1 (pu) | V1 (deg) | V2 (pu) | V2 (deg) | V0 (pu) | V0 (deg) | Events | Clearing | Final Am | Durnt1(s) | Durnt2(s) | Durnt3(s) | Durnt4(s) |
|------|-----|-------|---------|-------|-----|---------|--------|--------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|------------------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 0    | 1LG | 0.834 | 24.9    | 0.860 | 1   | 31.4    | 0.9123 | 25.39  | 0.9962  | -89.89   | 0.9997  | 149.78   | 0.3687  | 28.52    | 0.04             | -111.1   | 0.0362  | -110.3   | 0.2253  | 0        | 0.2253 |          |          |           |           |           |           |
| 0    | 2LG | 0.806 | 24.9    | 0.808 | 1   | 6.8     | 0.2093 | -17.14 | 0.1612  | -111     | 0.1732  | 149.99   | YES     | 0.4278   | 20.52            | 0.305    | -83.82  | 0.2508   | 158.59  | 2        | 0.3325 | 0        | 0.3325   |           |           |           |           |
| 0    | 1LG | 0.845 | 24.9    | 0.849 | 2   | 93.6    | 0.9968 | 29.92  | 0.9345  | -96.84   | 0.682   | 144.76   | YES     | 0.9366   | 26.12            | 0.06     | 79.26   | 0.0285   | 65.47   | 2        | 0.5575 | 0        | 0.5575   |           |           |           |           |
| 0    | 1LG | 0.820 | 24.9    | 0.822 | 1   | 2.5     | 0.8665 | 23.25  | 0.9947  | -89.83   | 0.9994  | 149.68   | YES     | 0.9522   | 27.9             | 0.0594   | -114    | 0.0537   | -113.2  | 2        | 0.1152 | 0        |          |           |           |           |           |

Figura B.10 - Arquivo de Resultados no formato CSV.



## APÊNDICE C – Parâmetros do Sistema IEEE 34 Barras Modificado

Nesta seção são disponibilizados os parâmetros utilizados para a modelagem do sistema modificado no *software* ASPEN DistriView. Como apresentado no Capítulo 5, algumas modificações em relação ao modelo real foram realizadas. Tais alterações foram claramente detalhadas e justificadas. Os dados para o sistema original são encontrados em (IEEE, 1991).

Vale ressaltar que antes de se realizarem as mudanças, o sistema foi modelado como o original e validado de acordo com os valores de tensão e correntes disponibilizados para a rede IEEE 34 Barras em IEEE, (1991). Após esta etapa que foram realizadas as modificações.

Na Tabela C.1 pode ser vista a validação para o valor das tensões. As células que se encontram vazias são trechos monofásicos.

Tabela C.1 – Validação dos Modelos Originais para a Tensão.

| Nó  | Tensões IEEE (p.u.) |       |       | Tensões - Aspen (p.u.) |       |       | Erro Absoluto |        |         |
|-----|---------------------|-------|-------|------------------------|-------|-------|---------------|--------|---------|
|     | A                   | B     | C     | A                      | B     | C     | A             | B      | C       |
| 800 | 1,05                | 1,05  | 1,05  | 1,05                   | 1,05  | 1,05  | 0             | 0      | 0       |
| 802 | 1,047               | 1,048 | 1,048 | 1,047                  | 1,048 | 1,048 | 0             | 0      | 0       |
| 806 | 1,046               | 1,047 | 1,047 | 1,046                  | 1,047 | 1,047 | 0             | 0      | 0       |
| 808 | 1,013               | 1,029 | 1,029 | 1,013                  | 1,025 | 1,029 | 0             | 0,004  | 0       |
| 810 |                     | 1,029 |       |                        | 1,025 |       | 0             | 0,004  | 0       |
| 812 | 0,976               | 1,010 | 1,007 | 0,975                  | 1,002 | 1,007 | 0,001         | 0,008  | 0       |
| 814 | 0,946               | 0,994 | 0,989 | 0,945                  | 0,985 | 0,990 | 0,001         | 0,009  | -0,0007 |
| 850 | 1,017               | 1,025 | 1,020 | 1,027                  | 1,026 | 1,027 | -0,01         | -0,001 | -0,0067 |
| 816 | 1,017               | 1,025 | 1,020 | 1,027                  | 1,026 | 1,026 | -0,01         | -0,001 | -0,006  |
| 818 | 1,016               |       |       | 1,027                  |       |       | -0,011        | 0      | 0       |
| 820 | 0,992               |       |       | 1,018                  |       |       | -0,026        | 0      | 0       |
| 822 | 0,989               |       |       | 1,015                  |       |       | -0,026        | 0      | 0       |
| 824 | 1,008               | 1,015 | 1,011 | 1,018                  | 1,015 | 1,018 | -0,01         | 0      | -0,007  |
| 826 |                     | 1,015 |       |                        | 1,015 |       | 0             | 0      | 0       |
| 828 | 1,007               | 1,015 | 1,010 | 1,017                  | 1,015 | 1,018 | -0,01         | 0      | -0,008  |
| 830 | 0,989               | 0,998 | 0,993 | 1,000                  | 0,996 | 1,001 | -0,011        | 0,002  | -0,008  |
| 854 | 0,989               | 0,997 | 0,993 | 0,999                  | 0,996 | 1,000 | -0,01         | 0,001  | -0,007  |
| 852 | 0,958               | 0,968 | 0,963 | 0,968                  | 0,963 | 0,972 | -0,01         | 0,005  | -0,009  |
| 832 | 1,035               | 1,034 | 1,036 | 1,042                  | 1,041 | 1,038 | -0,007        | -0,007 | -0,002  |
| 858 | 1,033               | 1,032 | 1,033 | 1,040                  | 1,039 | 1,036 | -0,007        | -0,007 | -0,003  |
| 834 | 1,031               | 1,029 | 1,031 | 1,037                  | 1,036 | 1,034 | -0,0061       | -0,007 | -0,003  |
| 842 | 1,031               | 1,029 | 1,031 | 1,037                  | 1,036 | 1,034 | -0,006        | -0,007 | -0,003  |
| 844 | 1,030               | 1,029 | 1,031 | 1,037                  | 1,036 | 1,033 | -0,007        | -0,007 | -0,002  |
| 846 | 1,030               | 1,029 | 1,031 | 1,037                  | 1,036 | 1,034 | -0,007        | -0,007 | -0,003  |
| 848 | 1,031               | 1,029 | 1,031 | 1,037                  | 1,036 | 1,034 | -0,006        | -0,007 | -0,003  |
| 860 | 1,030               | 1,029 | 1,031 | 1,037                  | 1,036 | 1,033 | -0,007        | -0,007 | -0,002  |
| 836 | 1,030               | 1,028 | 1,030 | 1,036                  | 1,035 | 1,033 | -0,006        | -0,007 | -0,003  |
| 840 | 1,030               | 1,028 | 1,030 | 1,036                  | 1,035 | 1,033 | -0,006        | -0,007 | -0,003  |
| 862 | 1,030               | 1,028 | 1,030 | 1,036                  | 1,035 | 1,033 | -0,006        | -0,007 | -0,003  |
| 838 |                     | 1,028 |       |                        | 1,035 |       | 0             | -0,007 | 0       |
| 864 | 1,033               |       |       | 1,040                  |       |       | -0,007        | 0      | 0       |
| 888 | 0,999               | 0,998 | 1,000 | 1,005                  | 1,005 | 1,002 | -0,006        | -0,007 | -0,002  |
| 890 | 0,916               | 0,923 | 0,917 | 0,923                  | 0,926 | 0,923 | -0,007        | -0,003 | -0,006  |
| 856 |                     | 0,997 |       |                        | 0,996 |       | 0             | 0,001  | 0       |

Na Tabela C.2 pode ser vista a validação para o valor das correntes.

Tabela C.2 – Validação dos Modelos Originais para a Corrente.

| Nó        | Correntes IEEE (A) |       |       | Correntes - Aspen (A) |       |       | Erro Absoluto |       |       |
|-----------|--------------------|-------|-------|-----------------------|-------|-------|---------------|-------|-------|
|           | Fases              |       |       | Fases                 |       |       | Fases         |       |       |
|           | A                  | B     | C     | A                     | B     | C     | A             | B     | C     |
| 800 - 802 | 51,56              | 44,57 | 40,92 | 53,00                 | 46,00 | 41,00 | -1,44         | -1,43 | -0,08 |
| 802 - 806 | 51,59              | 45,10 | 40,93 | 53,00                 | 46,00 | 41,00 | -1,41         | -0,9  | -0,07 |
| 806 - 808 | 51,58              | 43,10 | 39,24 | 53,00                 | 44,00 | 40,00 | -1,42         | -0,9  | -0,76 |
| 808 - 810 |                    | 1,22  |       |                       | 1,00  |       | 0             | 0,22  | 0     |
| 808 - 812 | 51,58              | 41,30 | 39,28 | 53,00                 | 42,00 | 40,00 | -1,42         | -0,7  | -0,72 |
| 812 - 814 | 51,58              | 41,29 | 39,33 | 53,00                 | 42,00 | 40,00 | -1,42         | -0,71 | -0,67 |
| 814 - RG  | 51,57              | 41,29 | 39,37 | 53,00                 | 42,00 | 40,00 | -1,43         | -0,71 | -0,63 |
| 850 - 816 | 48,47              | 40,04 | 38,17 | 49,00                 | 40,00 | 38,00 | -0,53         | 0,04  | 0,17  |
| 816 - 818 | 13,02              |       |       | 13,00                 |       |       | 0,02          | 0     | 0     |
| 816 - 824 | 35,83              | 40,04 | 38,17 | 36,00                 | 40,00 | 38,00 | -0,17         | 0,04  | 0,17  |
| 818 - 820 | 13,03              |       |       | 13,00                 |       |       | 0,03          | 0     | 0     |
| 820 - 822 | 10,62              |       |       | 10,00                 |       |       | 0,62          | 0     | 0     |
| 824 - 826 |                    | 3,10  |       |                       | 3,00  |       | 0             | 0,1   | 0     |
| 824 - 828 | 35,87              | 36,93 | 38,05 | 36,00                 | 37,00 | 38,00 | -0,13         | -0,07 | 0,05  |
| 828 - 830 | 35,87              | 36,93 | 37,77 | 36,00                 | 37,00 | 38,00 | -0,13         | -0,07 | -0,23 |
| 830 - 854 | 34,22              | 36,19 | 36,49 | 34,00                 | 37,00 | 36,00 | 0,22          | -0,81 | 0,49  |
| 854 - 852 | 34,23              | 35,93 | 36,49 | 34,00                 | 36,00 | 36,00 | 0,23          | -0,07 | 0,49  |
| 854 - 856 |                    | 0,30  |       |                       | 0,00  |       | 0             | 0,3   | 0     |
| 852 - RG  | 34,35              | 35,90 | 36,52 | 34,00                 | 36,00 | 36,00 | 0,35          | -0,1  | 0,52  |
| 844 - 846 | 9,83               | 9,40  | 9,40  | 10,00                 | 9,00  | 9,00  | -0,17         | 0,4   | 0,4   |
| 846 - 848 | 9,76               | 9,40  | 9,78  | 10,00                 | 9,00  | 10,00 | -0,24         | 0,4   | -0,22 |
| 860 - 836 | 4,16               | 5,96  | 3,60  | 4,00                  | 6,00  | 4,00  | 0,16          | -0,04 | -0,4  |
| 836 - 840 | 1,50               | 2,33  | 1,75  | 2,00                  | 2,00  | 2,00  | -0,5          | 0,33  | -0,25 |
| 836 - 862 | 0,00               | 2,09  | 0,00  |                       | 2,00  |       | 0             | 0,09  | 0     |
| 832 - 858 | 21,31              | 23,40 | 24,34 | 21,00                 | 23,00 | 24,00 | 0,31          | 0,4   | 0,34  |
| 832 - TR  | 11,68              | 11,70 | 11,61 | 12,00                 | 12,00 | 12,00 | -0,32         | -0,3  | -0,39 |
| 858 - 834 | 20,73              | 23,13 | 24,02 | 21                    | 23    | 24    | -0,27         | 0,13  | 0,02  |
| 858 - 864 | 0,10               |       |       | 0                     |       |       | 0,1           | 0     | 0     |
| 834 - 842 | 14,75              | 16,30 | 15,12 | 15                    | 16    | 15    | -0,25         | 0,3   | 0,12  |
| 834 - 860 | 11,16              | 9,09  | 10,60 | 11                    | 9     | 11    | 0,16          | 0,09  | -0,4  |
| 842 - 844 | 14,74              | 16,30 | 15,12 | 15                    | 16    | 15    | -0,26         | 0,3   | 0,12  |
| 862 - 838 |                    | 2,09  |       |                       | 2     |       | 0             | 0,09  | 0     |
| TR - 888  | 69,90              | 70,04 | 69,50 | 70                    | 70    | 70    | -0,1          | 0,04  | -0,5  |
| 888 - 890 | 69,90              | 70,04 | 69,50 | 70                    | 70    | 70    | -0,1          | 0,04  | -0,5  |

Abaixo são mostrados os parâmetros utilizados na modelagem do sistema IEEE 34 Barras modificado.

A Tabela C.3 mostra os dados do equivalente do sistema adicionado.

Tabela C.3 – Parâmetros da Subestação de Entrada Adicionada.

| $P_{cc}$ Trifásico (MVA) | X/R Trifásico | $P_{cc}$ Monofásico (MVA) | X/R Monofásico |
|--------------------------|---------------|---------------------------|----------------|
| 676                      | 4,33          | 467                       | 4,02           |

A Tabela C.4 apresenta os parâmetros do transformador utilizado.

Tabela C.4 – Parâmetros do Transformador.

| Localização | kVA  | Conexão - kV Primário | Conexão - kV Secundário | Z - % | X/R |
|-------------|------|-----------------------|-------------------------|-------|-----|
| Subestação  | 5000 | 69 - Delta            | 24,9 - Estrela Aterrada | 7     | 12  |

A Tabela C.5 mostra as configurações para as linhas aéreas.

Tabela C.5 – Configurações para Linhas Aéreas.

| Código | Seqüência de Fases | Condutor - ACSR |        | Tipo de Estrutura |
|--------|--------------------|-----------------|--------|-------------------|
|        |                    | Fase            | Neutro |                   |
| 300    | B A C N            | 1/0             | 1/0    | 500               |
| 301    | B A C N            | #2 6/1          | #2 6/1 | 500               |
| 302    | A N                | #4 6/1          | #4 6/1 | 510               |
| 303    | B N                | #4 6/1          | #4 6/1 | 510               |
| 304    | B N                | #2 6/1          | #2 6/1 | 510               |

A Tabela C.6 traz as descrições dos códigos de configuração para cada trecho de linha.

Tabela C.6 – Descrições dos Códigos de Configurações de Linhas.

| Nó DE | Nó PARA | Comprimento(ft.) | Código |
|-------|---------|------------------|--------|
| 800   | 802     | 2580             | 300    |
| 802   | 806     | 1730             | 300    |
| 806   | 808     | 32230            | 300    |
| 808   | 810     | 5804             | 303    |
| 808   | 812     | 37500            | 300    |
| 812   | 814     | 10               | 301    |
| 814   | 850     | 29730            | 300    |
| 816   | 818     | 1710             | 302    |
| 816   | 824     | 10210            | 301    |
| 818   | 820     | 48150            | 302    |
| 820   | 822     | 13740            | 302    |
| 824   | 826     | 3030             | 303    |
| 824   | 828     | 840              | 301    |
| 828   | 830     | 20440            | 301    |
| 830   | 854     | 520              | 301    |
| 832   | 858     | 4900             | 301    |
| 834   | 860     | 2020             | 301    |
| 834   | 842     | 280              | 301    |
| 836   | 840     | 860              | 301    |
| 836   | 862     | 280              | 301    |
| 842   | 844     | 1350             | 301    |
| 844   | 846     | 3640             | 301    |
| 846   | 848     | 530              | 301    |
| 850   | 816     | 310              | 301    |
| 852   | 832     | 10               | 301    |
| 854   | 856     | 23330            | 303    |
| 854   | 852     | 36830            | 301    |
| 858   | 864     | 1620             | 302    |
| 858   | 834     | 5830             | 301    |
| 860   | 836     | 2680             | 301    |
| 862   | 838     | 4860             | 304    |

As Tabelas C.7 e C.8 apresentam as características das cargas pontuais e distribuídas, respectivamente.

Tabela C.7 – Cargas Pontuais.

| Nó  | Modelo - Carga | Fase A (kW) | Fase A (kVAr) | Fase B (kW) | Fase B (kVAr) | Fase C (kW) | Fase C (kVAr) |
|-----|----------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|
| 860 | Y-PQ           | 20          | 16            | 20          | 16            | 20          | 16            |
| 840 | Y-I            | 9           | 7             | 9           | 7             | 9           | 7             |
| 844 | Y-Z            | 135         | 105           | 135         | 105           | 135         | 105           |
| 848 | D-PQ           | 20          | 16            | 20          | 16            | 20          | 16            |
| 832 | D-I            | 164         | 92            | 164         | 92            | 164         | 92            |
| 830 | D-Z            | 10          | 5             | 10          | 5             | 25          | 10            |

Tabela C.8 – Cargas Distribuídas.

| Nó DE | Nó PARA | Modelo - Carga | Fase A (kW) | Fase A (kVAr) | Fase B (kW) | Fase B (kVAr) | Fase C (kW) | Fase C (kVAr) |
|-------|---------|----------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|
| 802   | 806     | Y-PQ           | 0           | 0             | 30          | 15            | 25          | 14            |
| 808   | 810     | Y-I            | 0           | 0             | 16          | 8             | 0           | 0             |
| 818   | 820     | Y-Z            | 34          | 17            | 0           | 0             | 0           | 0             |
| 820   | 822     | Y-PQ           | 135         | 70            | 0           | 0             | 0           | 0             |
| 816   | 824     | D-I            | 0           | 0             | 5           | 2             | 0           | 0             |
| 824   | 826     | Y-I            | 0           | 0             | 40          | 20            | 0           | 0             |
| 824   | 828     | Y-PQ           | 0           | 0             | 0           | 0             | 4           | 2             |
| 828   | 830     | Y-PQ           | 7           | 3             | 0           | 0             | 0           | 0             |
| 854   | 856     | Y-PQ           | 0           | 0             | 4           | 2             | 0           | 0             |
| 832   | 858     | D-Z            | 7           | 3             | 2           | 1             | 6           | 3             |
| 858   | 864     | Y-PQ           | 2           | 1             | 0           | 0             | 0           | 0             |
| 858   | 834     | D-PQ           | 4           | 2             | 15          | 8             | 13          | 7             |
| 834   | 860     | D-Z            | 16          | 8             | 20          | 10            | 110         | 55            |
| 860   | 836     | D-PQ           | 30          | 15            | 10          | 6             | 42          | 22            |
| 836   | 840     | D-I            | 18          | 9             | 22          | 11            | 0           | 0             |
| 862   | 838     | Y-PQ           | 0           | 0             | 28          | 14            | 0           | 0             |
| 842   | 844     | Y-PQ           | 9           | 5             | 0           | 0             | 0           | 0             |
| 844   | 846     | Y-PQ           | 0           | 0             | 25          | 12            | 20          | 11            |
| 846   | 848     | Y-PQ           | 0           | 0             | 23          | 11            | 0           | 0             |

A Tabela C.9 mostra os parâmetros para os reguladores de tensão.

Tabela C.9 – Parâmetros dos Reguladores de Tensão.

|   | Regulador                   |        |        |                             |        |        |
|---|-----------------------------|--------|--------|-----------------------------|--------|--------|
|   | 1                           |        |        | 2                           |        |        |
| Segmento DE - PARA                            | 814 - 850                   |        |        | 852 - 832                   |        |        |
| Localização                                   | 814                         |        |        | 852                         |        |        |
| Fases   | A - B - C                   |        |        | A - B - C                   |        |        |
| Conexão                                       | Trifásico, Estrela Aterrado |        |        | Trifásico, Estrela Aterrado |        |        |
| Fases Monitoradas                             | A-B-C                       |        |        | A-B-C                       |        |        |
| Largura de Faixa                              | 2.0 volts                   |        |        | 2.0 volts                   |        |        |
| Razão de Transformação do TP ( $N_{pt}$ )     | 120                         |        |        | 120                         |        |        |
| Corrente Nominal no Primário do TC ( $CT_p$ ) | 100                         |        |        | 100                         |        |        |
| Ajustes do Compensador                        | Fase A                      | Fase B | Fase C | Fase A                      | Fase B | Fase C |
| R - %   | 2,7                         | 2,7    | 2,7    | 2,5                         | 2,5    | 2,5    |
| X - %   | 1,6                         | 1,6    | 1,6    | 1,5                         | 1,5    | 1,5    |
| Nível de Tensão                               | 122                         | 122    | 122    | 124                         | 124    | 124    |

Por fim, na Tabela C.10 é apresentado os dados para a instalação dos capacitores shunts.

Tabela C.10 – Capacitores Shunts.

| Nó    | Fases    |          |          |
|-------|----------|----------|----------|
|       | A (kVAr) | B (kVAr) | C (kVAr) |
| 844   | 100      | 100      | 100      |
| 848   | 150      | 150      | 150      |
| Total | 250      | 250      | 250      |

## APÊNDICE D - Proteção do Sistema IEEE 34 Barras Modificado

Esta seção tem como objetivo apresentar os ajustes feitos para as curvas do religador. Além disso, mostra-se a coordenação dos dispositivos de proteção no sistema para os valores de corrente de curto-circuito nos ramos onde estão instalados os equipamentos.

A Figura D.1 mostra a tela do *software* ASPEN DistriView, com todos os ajustes feitos para o religador microprocessado da subestação.

Figura D.1 - Tela do *software* ASPEN DistriView com os Ajustes do Religador.

A Tabela D.1 mostra os valores de corrente de curto-circuito ( 3F – trifásico, 2F – bifásico, FT – fase-terra e FTM – fase-terra mínimo) para os ramos onde estão localizados os dispositivos de proteção. Nas células onde o valor é 0, significa que o trecho é monofásico, por isso não foi anotado o valor de corrente. Para a corrente nominal de operação, foi considerado uma taxa de crescimento ao ano de 5%, durante 5 anos.

Tabela D.1 – Valores de Correntes de Curto-Circuito e Nominais.

| Ramal |      | Comp. (km) | Corrente Nom. (A) | Projeção (A) - (5% ao Ano) | C. C. Simétrico (A) |     |     |     | MAX C. C. Assimétrico (A) |
|-------|------|------------|-------------------|----------------------------|---------------------|-----|-----|-----|---------------------------|
| De    | Para |            |                   |                            | 3F                  | 2F  | FT  | FTM |                           |
| 808   | 810  | 1,764      | 1,0               | 1,3                        | 524                 | 0   | 443 | 234 | 522                       |
| 816   | 818  | 0,52       | 13,0              | 16,6                       | 325                 | 0   | 232 | 158 | 250                       |
| 818   | 820  | 14,638     | 13,0              | 16,6                       | 0                   | 0   | 207 | 147 | 218                       |
| 820   | 822  | 4,177      | 11,0              | 14,0                       | 0                   | 0   | 200 | 143 | 210                       |
| 824   | 826  | 0,921      | 3,0               | 3,8                        | 305                 | 0   | 231 | 156 | 246                       |
| 854   | 856  | 7,092      | 0,3               | 0,4                        | 268                 | 0   | 188 | 133 | 196                       |
| 858   | 864  | 0,492      | 0,3               | 0,4                        | 197                 | 0   | 137 | 106 | 141                       |
| 834   | 860  | 0,614      | 11,0              | 14,0                       | 191                 | 162 | 144 | 112 | 193                       |
| 860   | 836  | 0,815      | 6,0               | 7,7                        | 189                 | 161 | 142 | 110 | 192                       |
| 836   | 840  | 0,261      | 2,0               | 2,6                        | 187                 | 159 | 141 | 108 | 190                       |
| 836   | 862  | 0,085      | 2,0               | 2,6                        | 187                 | 159 | 141 | 108 | 190                       |
| 862   | 838  | 1,477      | 2,0               | 2,6                        | 0                   | 0   | 136 | 106 | 139                       |

Para facilitar a visualização, é mostrado novamente na Figura D.2 o sistema IEEE 34 barras modificado, com os dispositivos de proteção indicados.

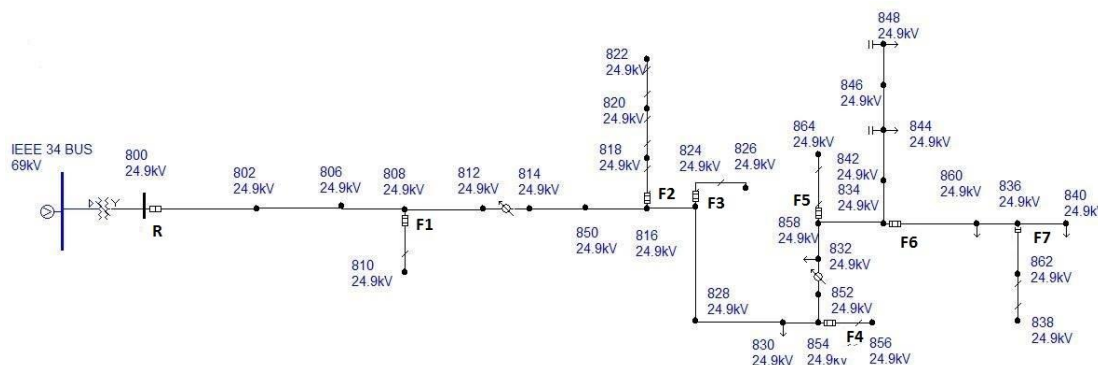


Figura D.2 - IEEE 34 Barras Modificado – ASPEN DistriView.

No sistema, tem de haver coordenação do religador para dois tipos de fusíveis: 25K (F1) e 15K (F2, F3, F4, F5, F6). Já o fusível F7 tem de ser seletivo com F6.

A Figura D.3 mostra a TCC com as curvas de fase do religador e a curva do fusível de 15K, com a faixa de coordenação em (A).

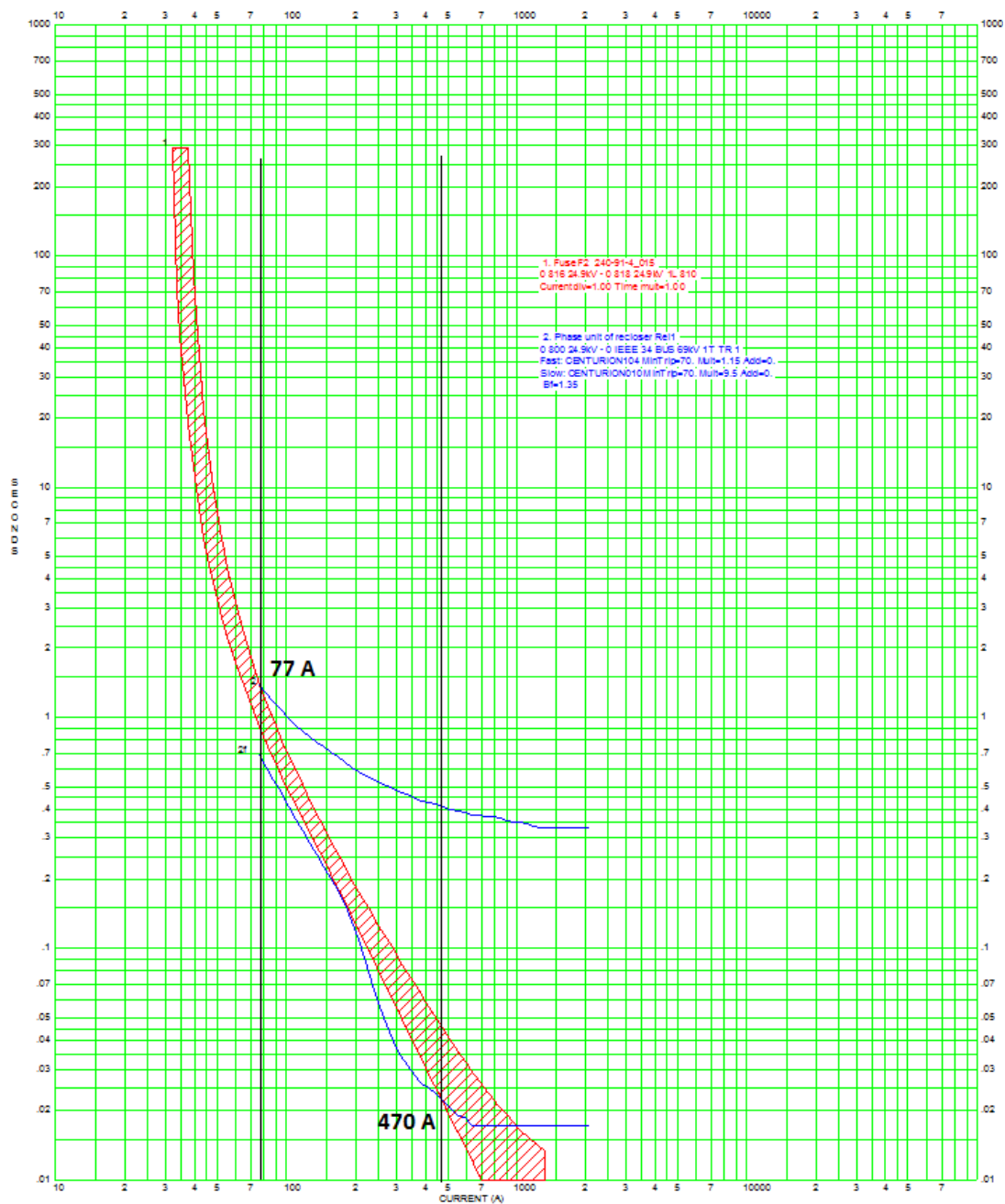


Figura D.3 – Faixa de Coordenação para as Curvas de Fase do Religador e o Fusível de 15K.

Pelos valores encontrados na Figura D.3, e os valores da Tabela D.1, conclui-se que para este caso o sistema encontra-se coordenado.

A Figura D.4 mostra a TCC com as curvas de neutro do religador e a curva do fusível de 15K, com a faixa de coordenação em (A).



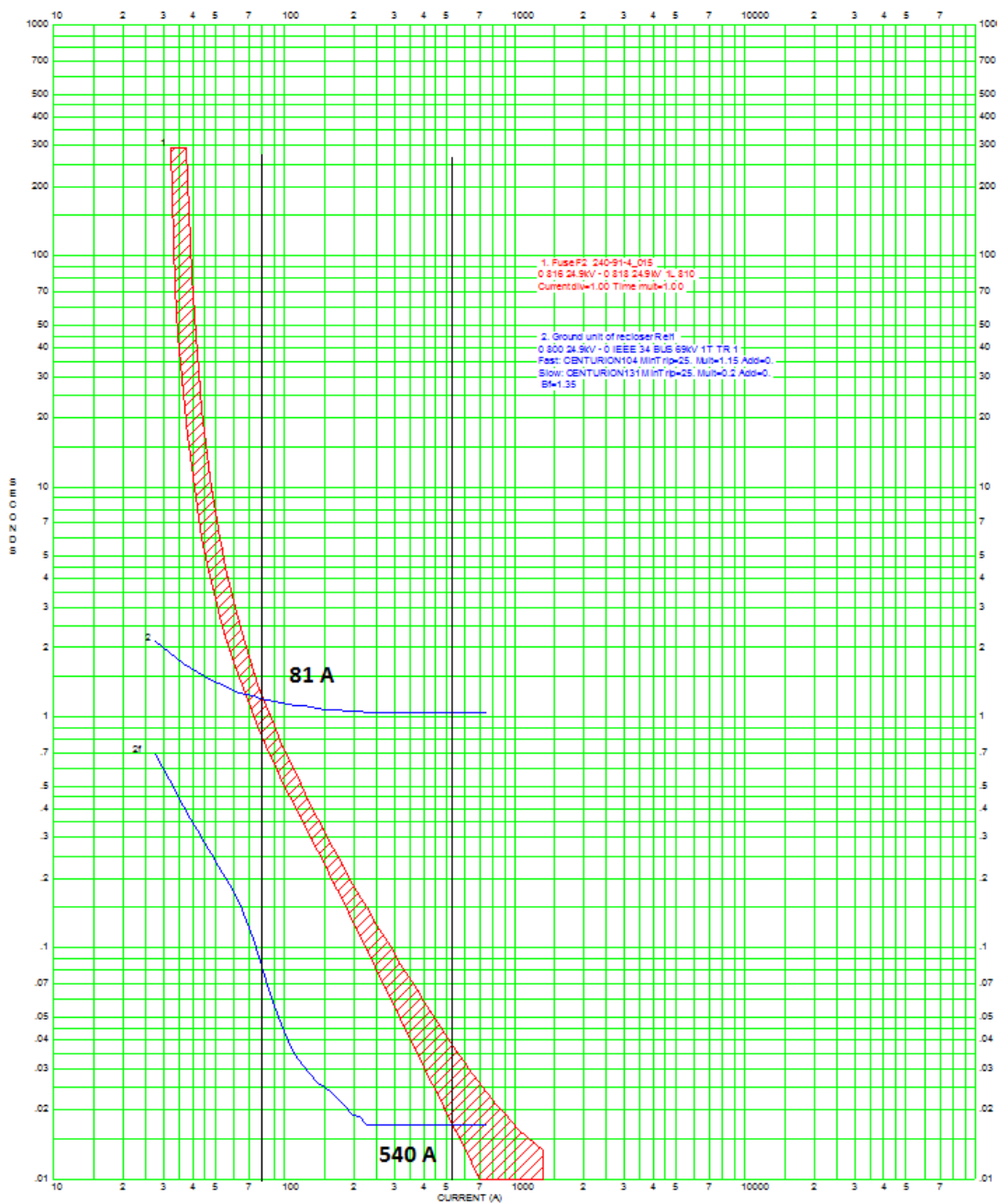


Figura D.4 – Faixa de Coordenação para as Curvas de Neutro do Religador e o Fusível de 15K.

Pelos valores encontrados na Figura D.4, e os valores da Tabela D.1, conclui-se que para este caso o sistema encontra-se coordenado.

A Figura D.5 mostra a TCC com as curvas de fase do religador e a curva do fusível de 25K, com a faixa de coordenação em (A).

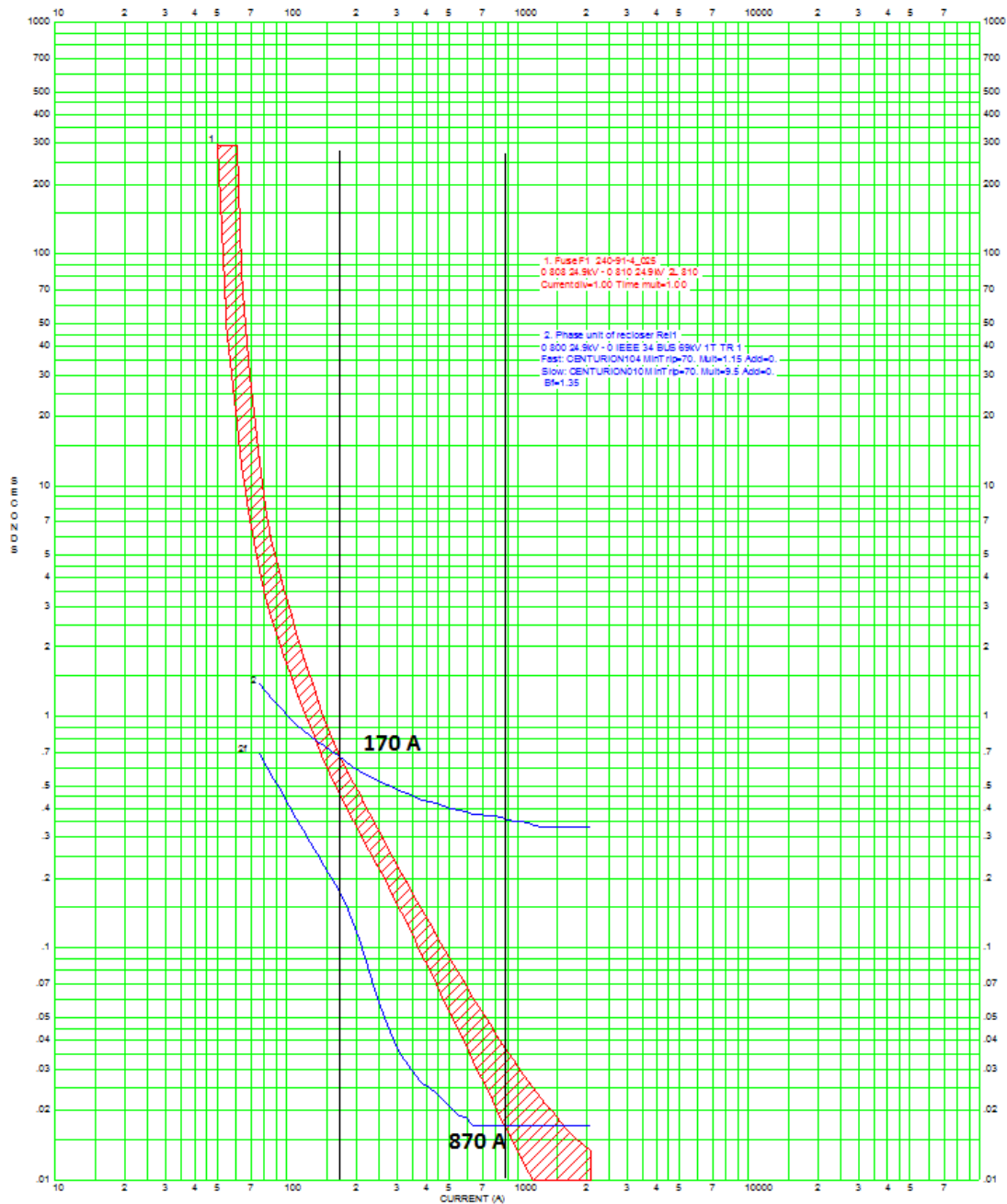


Figura D.5 – Faixa de Coordenação para as Curvas de Fase do Religador e o Fusível de 25K.

Pelos valores encontrados na Figura D.5, e os valores da Tabela D.1, conclui-se que para este caso o sistema encontra-se coordenado.

A Figura D.6 mostra a TCC com as curvas de neutro do religador e a curva do fusível de 25K, com a faixa de coordenação em (A).

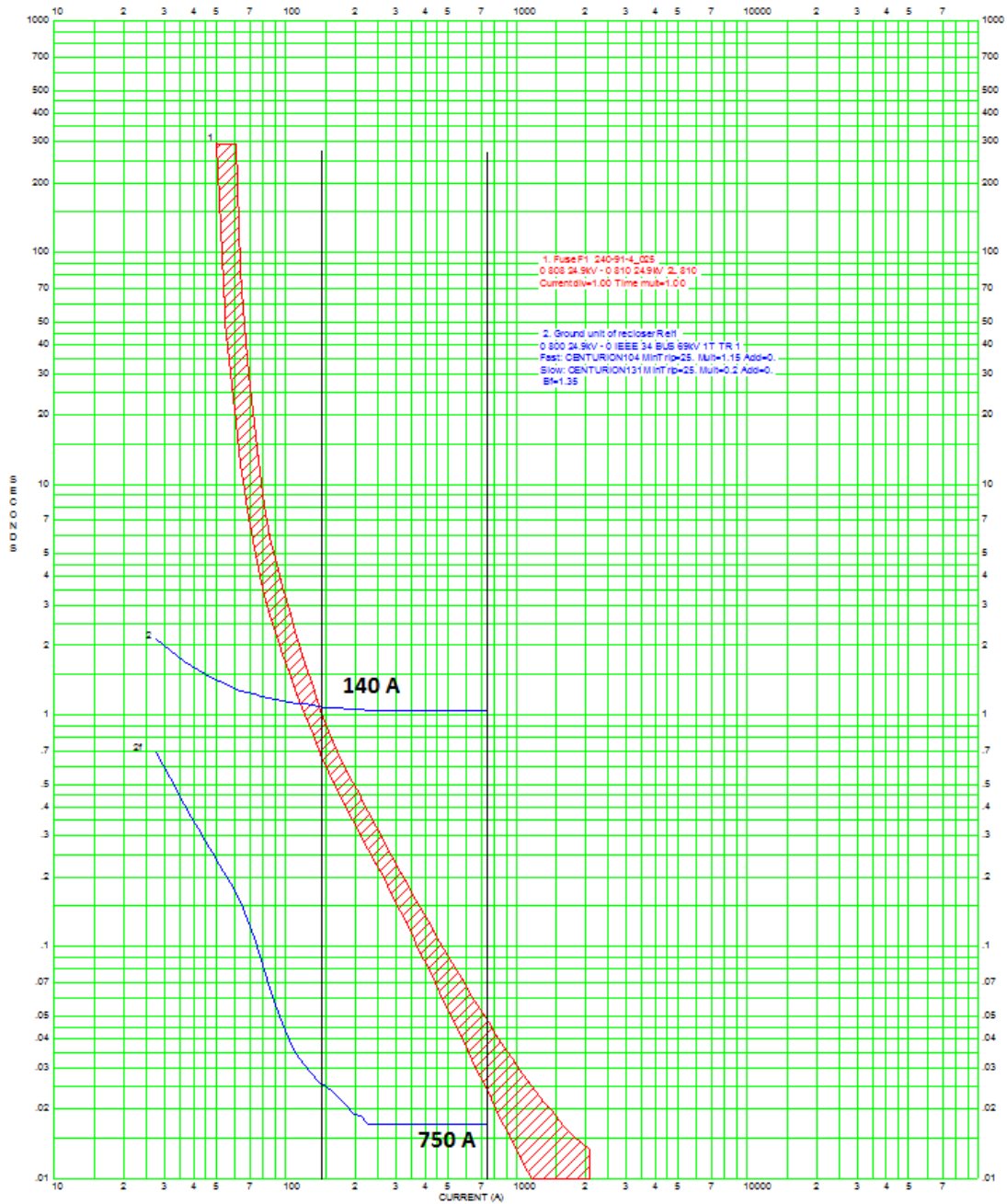


Figura D.6 – Faixa de Coordenação para as Curvas de Fase do Religador e o Fusível de 25K.

Pelos valores encontrados na Figura D.6, e os valores da Tabela D.1, conclui-se que para este caso o sistema encontra-se coordenado.

## APÊNDICE E - Padrões de Eventos para as Filosofias de Proteção: 1L, 1R3L, 2R2L e 4L

Este apêndice tem como objetivo apresentar os padrões de eventos para as filosofias de proteção analisadas neste trabalho. Esses valores dependem da localização da barra monitorada e do local da falta, sendo distintos para faltas transitórias e permanentes.

Este dado de entrada nada mais é que o resultado em uma barra de monitoramento, devido a um tipo de falta em algum local do sistema ajustado com uma filosofia de proteção.

Algumas abreviações foram utilizadas para melhor visualização da tabela. São elas: T.P – tronco principal; Int. Longa – interrupções de longa duração; Int. Curta – interrupções de curta duração; Suc. X° Rel. – falta com sucesso no religamento X; Falt. Perm, - falta permanente.

Para a filosofia 1L, as Tabelas E.1, E.2 e E.3 trazem os padrões de eventos para as barras monitoradas trabalhadas nesta dissertação. As Tabelas E.4, E.5 e E.6 são referentes a filosofia 1R3L.

Tabela E.1 – Padrões de Eventos para Filosofia 1L e Barra Monitorada a Montante de Todo Sistema.

| Filosofia 1L                                |        |              |              |              |             |
|---|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Montante de Todo Sistema |        |              |              |              |             |
| Eventos                                     | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                                  | T.P    | 0            |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Int. Curta                                  | T.P    | 0            |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Afundamentos                                | T.P    | 1            | 1            | 1            | 1           |
|   | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |
| Elevações                                   | T.P    | 1            | 1            | 1            | 1           |
|   | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |

Tabela E.2 – Padrões de Eventos para Filosofia 1L e Barra Monitorada no Tronco Principal.

| Filosofia 1L                        |        |              |              |              |             |
|-------------------------------------|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Tronco Principal |        |              |              |              |             |
| Eventos                             | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                          | T.P    | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                                     | Ramais | 0            |              |              |             |
| Int. Curta                          | T.P    | 0            |              |              |             |
|                                     | Ramais |              |              |              |             |
| Afundamentos                        | T.P    | 0            |              |              |             |
|                                     | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |
| Elevações                           | T.P    | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                                     | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |

Tabela E.3 – Padrões de Eventos para Filosofia 1L e Barra Monitorada em um Ramal.

| Filosofia 1L             |               |              |              |              |             |
|--------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Ramal |               |              |              |              |             |
| Eventos                  | Falta         | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa               | T.P           | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 0            | 0            | 0            | 0           |
| Int. Curta               | T.P           | 0            |              |              |             |
|                          | Próprio Ramal |              |              |              |             |
|                          | Outros Ramais |              |              |              |             |
| Afundamentos             | T.P           | 0            |              |              |             |
|                          | Próprio Ramal |              |              |              |             |
|                          | Outros Ramais |              |              |              |             |
| Elevações                | T.P           | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |

Tabela E.4 – Padrões de Eventos para Filosofia 1R3L e Barra Monitorada a Montante de Todo Sistema.

| Filosofia 1R3L                              |        |              |              |              |             |
|---|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Montante de Todo Sistema |        |              |              |              |             |
| Eventos                                     | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                                  | T.P    | 0            |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Int. Curta                                  | T.P    |              |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Afundamentos                                | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|   | Ramais | 1            | 2            | 2            | 2           |
| Elevações                                   | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|   | Ramais | 1            | 2            | 2            | 2           |

Tabela E.5 – Padrões de Eventos para Filosofia 1R3L e Barra Monitorada no Tronco Principal.

| Filosofia 1R3L                      |        |              |              |              |             |
|-------------------------------------|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Tronco Principal |        |              |              |              |             |
| Eventos                             | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                          | T.P    | 0            | 0            | 0            | 1           |
|                                     | Ramais | 0            |              |              |             |
| Int. Curta                          | T.P    | 1            | 2            | 3            | 3           |
|                                     | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |
| Afundamentos                        | T.P    | 0            |              |              |             |
|                                     | Ramais |              |              |              |             |
| Elevações                           | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|                                     | Ramais | 1            | 2            | 2            | 2           |

Tabela E.6 – Padrões de Eventos para Filosofia 1R3L e Barra Monitorada em um Ramal.

| Filosofia 1R3L           |               |              |              |              |             |
|--------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Ramal |               |              |              |              |             |
| Eventos                  | Falta         | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa               | T.P           | 0            | 0            | 0            | 1           |
|                          | Próprio Ramal | 0            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 0            |              |              |             |
| Int. Curta               | T.P           | 1            | 2            | 3            | 3           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |
| Afundamentos             | T.P           | 0            |              |              |             |
|                          | Próprio Ramal |              |              |              |             |
|                          | Outros Ramais |              |              |              |             |
| Elevações                | T.P           | 1            | 2            | 3            | 4           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 2            | 2            | 2           |
|                          | Outros Ramais | 1            | 2            | 2            | 2           |

Para a filosofia 2R2L, as Tabelas E.7, E.8 e E.9 trazem os padrões de eventos para as barras monitoradas de interesse. As Tabelas E.10, E.11 e E.12 são referentes a filosofia 4L.

Tabela E.7 – Padrões de Eventos para Filosofia 2R2L e Barra Monitorada a Montante de Todo Sistema.

| Filosofia 2R2L                              |        |              |              |              |             |
|---|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Montante de Todo Sistema |        |              |              |              |             |
| Eventos                                     | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                                  | T.P    | 0            |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Int. Curta                                  | T.P    |              |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Afundamentos                                | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|   | Ramais | 1            | 2            | 3            | 3           |
| Elevações                                   | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|   | Ramais | 1            | 2            | 3            | 3           |

Tabela E.8 – Padrões de Eventos para Filosofia 2R2L e Barra Monitorada no Tronco Principal.

| Filosofia 2R2L                      |        |              |              |              |             |
|-------------------------------------|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Tronco Principal |        |              |              |              |             |
| Eventos                             | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                          | T.P    | 0            | 0            | 0            | 1           |
|                                     | Ramais | 0            |              |              |             |
| Int. Curta                          | T.P    | 1            | 2            | 3            | 3           |
|                                     | Ramais | 1            | 2            | 2            | 2           |
| Afundamentos                        | T.P    | 0            |              |              |             |
|                                     | Ramais |              |              |              |             |
| Elevações                           | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|                                     | Ramais | 1            | 2            | 3            | 3           |

Tabela E.9 – Padrões de Eventos para Filosofia 2R2L e Barra Monitorada em um Ramal.

| Filosofia 2R2L           |               |              |              |              |             |
|--------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Ramal |               |              |              |              |             |
| Eventos                  | Falta         | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa               | T.P           | 0            | 0            | 0            | 1           |
|                          | Próprio Ramal | 0            | 0            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 0            |              |              |             |
| Int. Curta               | T.P           | 1            | 2            | 3            | 3           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 2            | 2            | 2           |
|                          | Outros Ramais | 1            | 2            | 2            | 2           |
| Afundamentos             | T.P           | 0            |              |              |             |
|                          | Próprio Ramal |              |              |              |             |
|                          | Outros Ramais |              |              |              |             |
| Elevações                | T.P           | 1            | 2            | 3            | 4           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 2            | 3            | 3           |
|                          | Outros Ramais | 1            | 2            | 3            | 3           |

Tabela E.10 – Padrões de Eventos para Filosofia 4L e Barra Monitorada a Montante de Todo Sistema.

| Filosofia 4L                                |        |              |              |              |             |
|---|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Montante de Todo Sistema |        |              |              |              |             |
| Eventos                                     | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa                                  | T.P    | 0            |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Int. Curta                                  | T.P    | 0            |              |              |             |
|   | Ramais |              |              |              |             |
| Afundamentos                                | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|   | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |
| Elevações                                   | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |
|   | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |

Tabela E.11 – Padrões de Eventos para Filosofia 4L e Barra Monitorada no Tronco Principal.

| Filosofia 4L                        |        |              |              |              |             |   |
|-------------------------------------|--------|--------------|--------------|--------------|-------------|---|
| Barra Monitorada - Tronco Principal |        |              |              |              |             |   |
| Eventos                             | Falta  | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |   |
| Int. Longa                          | T.P    | 0            |              |              |             | 1 |
|                                     | Ramais | 0            |              |              |             |   |
| Int. Curta                          | T.P    | 1            | 2            | 3            | 3           |   |
|                                     | Ramais | 0            |              |              |             |   |
| Afundamentos                        | T.P    | 0            |              |              |             |   |
|                                     | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |   |
| Elevações                           | T.P    | 1            | 2            | 3            | 4           |   |
|                                     | Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |   |

Tabela E.12 – Padrões de Eventos para Filosofia 4L e Barra Monitorada em um Ramal.

| Filosofia 4L             |               |              |              |              |             |
|--------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Barra Monitorada - Ramal |               |              |              |              |             |
| Eventos                  | Falta         | Suc. 1° Rel. | Suc. 2° Rel. | Suc. 3° Rel. | Falt. Perm. |
| Int. Longa               | T.P           | 0            |              |              | 1           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 0            |              |              |             |
| Int. Curta               | T.P           | 1            | 2            | 3            | 3           |
|                          | Próprio Ramal | 0            |              |              |             |
|                          | Outros Ramais | 0            |              |              |             |
| Afundamentos             | T.P           | 0            |              |              |             |
|                          | Próprio Ramal | 0            |              |              |             |
|                          | Outros Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |
| Elevações                | T.P           | 1            | 2            | 3            | 4           |
|                          | Próprio Ramal | 1            | 1            | 1            | 1           |
|                          | Outros Ramais | 1            | 1            | 1            | 1           |