

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Karine da Silva Honorato

**Simulações Estocásticas de Variações de Tensão
de Curta Duração em Sistemas de Distribuição**

Itajubá, 17 de Dezembro de 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Karine da Silva Honorato

Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição

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, 17 de Dezembro de 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Karine da Silva Honorato

Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição

Dissertação aprovada por banca examinadora em 17 de dezembro de 2014, conferindo à autora o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho (Orientador)

Prof. Dr. Thiago Clé de Oliveira (Coorientador)

Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida

Prof. PhD Benedito Donizeti Bonatto

Itajubá, 17 de Dezembro de 2014

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Gelson e Sônia.

“A persistência é o menor caminho do êxito.”

Charles Chaplin

AGRADECIMENTOS

A Deus, sempre em primeiro lugar, pela vida, saúde, força e coragem para superar as dificuldades.

Aos meus pais, Gelson e Sônia, que com amor e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

Ao meu irmão, Renan, pelo carinho e força, por estarmos sempre juntos ainda que distantes fisicamente.

Ao meu namorado, Fernando, pela carinhosa companhia durante anos com paciência, incentivo e compreensão.

Ao professor, José Maria, pela orientação, oportunidades oferecidas, ideias sugeridas e apoio.

Ao professor, Thiago Clé, pela coorientação, confiança, prontidão e ajuda indispensável.

Aos amigos e profissionais envolvidos no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da EDP Escelsa e Bandeirante que proporcionou minha experiência pessoal e profissional do começo ao fim do projeto.

Ao professor Anderson Paulo de Paiva pelas orientações acerca do assunto de estatística.

A todos os professores que passaram na minha vida.

Aos amigos que proporcionaram momentos essenciais na vida.

À CAPES, ao CERIn e à UNIFEI pelo apoio financeiro e estrutural na pesquisa. Guardarei essa experiência na memória e no coração.

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
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Relevância do Tema.....	1
1.2 Estado da Arte.....	2
1.3 Objetivos e Contribuições da Dissertação	4
1.4 Estrutura da Dissertação	5
2. O AFUNDAMENTO DE TENSÃO	6
2.1 Qualidade da Energia Elétrica	6
2.2 Principais Distúrbios na Qualidade da Energia Elétrica	8
2.3 A definição de Afundamento de Tensão.....	10
2.4 Parâmetros para Análise de Afundamentos de Tensão.....	11
2.4.1 Agregação de Fases	12
2.4.2 Agregação Temporal	14
2.5 Causas	14
2.6 Efeitos sobre Processos Industriais.....	15
2.7 Variáveis de Influência	16
2.7.1 Localização da Falta	17
2.7.2 Tipo de Falta.....	18
2.7.3 Taxas de Falta.....	18
2.7.4 Impedância de Falta.....	19
2.7.5 Tensão Pré-Falta.....	20
2.7.6 Conexão dos Transformadores	21
2.7.7 Sistema de Proteção.....	22
2.7.8 Sistemas de Religamento.....	22
3. SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	23
3.1 Simulação de Forma de Onda	23

3.2	Simulação Dinâmica	24
3.3	Simulação de Faltas	24
3.3.1	Método da Distância Crítica	25
3.3.2	Método das Posições de Falta.....	27
3.3.3	Método de Monte Carlo.....	31
3.3.4	Método Híbrido	33
4.	PROPOSTA DE METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE VTCDs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	42
4.1	Considerações Iniciais	42
4.2	Justificativas para Utilização do Método de Simulação de Monte Carlo	42
4.3	Proposta de Metodologia	43
4.3.1	Busca pela Área de Vulnerabilidade das Barras Monitoradas	45
4.3.2	Determinação do Número de Anos Simulados	45
4.3.3	Determinação do Número de Faltas	45
4.3.4	Determinação do Trecho em Falta.....	46
4.3.5	Determinação da Posição de Falta.....	47
4.3.6	Determinação do Tipo de Falta	48
4.3.7	Determinação da Resistência de Falta	49
4.3.8	Supressão de Trechos da Simulação.....	49
4.4	Procedimento de Simulação.....	50
5.	EXEMPLOS DE APLICAÇÃO.....	54
5.1	Considerações Iniciais	54
5.2	Escolha do <i>Software</i> de Simulação	55
5.3	Características do Sistema da Escelsa em Estudo	57
5.4	Características do Sistema da Bandeirante em Estudo	60
5.5	Apresentação dos Resultados.....	62
5.5.1	Resultados para o Sistema da Escelsa	64
5.5.2	Resultados para o Sistema da Bandeirante	78
5.6	Considerações Finais	100
6.	CONCLUSÕES.....	101
6.1	Conclusões Gerais.....	101
6.2	Proposta para Trabalhos Futuros	103
6.3	Artigos Publicados	103
	REFERÊNCIAS	105

ANEXO A – Entrada de Dados.....	112
ANEXO B – Procedimento de Simulação.....	121
ANEXO C – Análise de Regressão.....	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Principais distúrbios associados a QEE.	10
Figura 2.2 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo a união das fases.	12
Figura 2.3 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo os parâmetros críticos.	13
Figura 2.4 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo a fase crítica.	13
Figura 2.5 - Área de vulnerabilidade para nó k de um sistema (KEMPNER, 2012).	17
Figura 3.1 - Método da distância crítica em sistema radial.	25
Figura 3.2 - Método da distância crítica para circuitos paralelos.	27
Figura 3.3 - Diagrama unifilar esquematizando o método das posições de falta.	28
Figura 3.4 - Tensão aproximada em função da distância da falta.	30
Figura 3.5 - Tensão durante a falta para uma falta no local indicado.	31
Figura 3.6 - Parte do unifilar de um sistema elétrico com os nós fictícios.	34
Figura 3.7 - Parte do unifilar de um sistema elétrico sem os nós fictícios.	34
Figura 3.8 - Exemplo de uma rede com seus respectivos comprimentos.	35
Figura 3.9 - Exemplo de obtenção da posição de falta.	39
Figura 4.1 - Fluxograma do procedimento de simulação.	44
Figura 4.2 - Unifilar de sistema elétrico destacando seus trechos.	46
Figura 4.3 - Esquema representativo dos sorteios dos trechos de falta.	46
Figura 4.4 - Probabilidades para os trechos do exemplo hipotético.	47
Figura 4.5 - Sorteio do trecho sob falta.	47
Figura 4.6 - Esquema representativo dos sorteios dos pontos de falta.	48
Figura 4.7 - Esquema representativo dos sorteios de tipo de falta.	48
Figura 4.8 - Esquema lógico para supressão de trechos da simulação.	49
Figura 4.9 - Parte 1 da sub-rotina do MATLAB.	50
Figura 4.10 - Parte 2 da sub-rotina do MATLAB.	51
Figura 4.11 - Parte 3 da sub-rotina do MATLAB.	52
Figura 5.1 - Unifilar representativo para explicação dos cenários.	54
Figura 5.2 - Topologia do diagrama unifilar destacando as redes de transmissão, subtransmissão e distribuição utilizadas na simulação da Escelsa.	57
Figura 5.3 - Diagrama unifilar das subestações da Escelsa utilizadas nas simulações.	58

Figura 5.4 - Topologia do diagrama unifilar destacando as redes de transmissão e distribuição utilizadas na simulação da Bandeirante.....	61
Figura 5.5 - Diagrama unifilar da subestação da Bandeirante utilizada nas simulações.....	61
Figura 5.6 - Distribuição anual de afundamentos de tensão.....	63
Figura 5.7 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 1.....	66
Figura 5.8 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 2.....	67
Figura 5.9 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra A1.....	68
Figura 5.10 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em A1.....	68
Figura 5.11 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em A1.....	69
Figura 5.12 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em A1 – Cenário 1.....	70
Figura 5.13 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em A1 – Cenário 2.....	70
Figura 5.14 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em A1 – Cenário 1.....	71
Figura 5.15 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em A1 – Cenário 2.....	71
Figura 5.16 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 1.....	73
Figura 5.17 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 2.....	74
Figura 5.18 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra B1.....	75
Figura 5.19 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em B1.....	75
Figura 5.20 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em B1.....	76
Figura 5.21 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em B1 – Cenário 1.....	76
Figura 5.22 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em B1 – Cenário 2.....	77
Figura 5.23 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em B1 – Cenário 1.....	77
Figura 5.24 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em B1 – Cenário 2.....	78
Figura 5.25 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 1.....	79
Figura 5.26 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 2.....	81
Figura 5.27 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra C1.....	82
Figura 5.28 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em C1.....	82
Figura 5.29 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em C1.....	83
Figura 5.30 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C1 – Cenário 1.....	83
Figura 5.31 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C1 – Cenário 2.....	84
Figura 5.32 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C1 – Cenário 1.....	84
Figura 5.33 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C1 – Cenário 2.....	84
Figura 5.34 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 1.....	87
Figura 5.35 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 2.....	88
Figura 5.36 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra C2.....	89

Figura 5.37 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em C2.	89
Figura 5.38 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em C2.	90
Figura 5.39 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C2 – Cenário 1.	90
Figura 5.40 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C2 – Cenário 2.	91
Figura 5.41 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C2 – Cenário 1.	91
Figura 5.42 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C2 – Cenário 2.	91
Figura 5.43 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 1.	93
Figura 5.44 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 2.	95
Figura 5.45 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra C3.	96
Figura 5.46 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em C3.	96
Figura 5.47 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em C3.	97
Figura 5.48 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C3 – Cenário 1.	97
Figura 5.49 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C3 – Cenário 2.	98
Figura 5.50 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C3 – Cenário 1.	98
Figura 5.51 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C3 – Cenário 2.	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação Geral dos Distúrbios de QEE.....	9
Tabela 2.2 - Comparação das classificações de variações de tensão de curta duração entre ONS e ANEEL.	11
Tabela 2.3 - Porcentagem de faltas para cada tipo de curto-circuito.....	18
Tabela 2.4 - Número de ocorrências percentual por tipo de falta.....	18
Tabela 2.5 - Taxas de faltas por 100 km/ano (GARCIA;ALVES, 2011).....	19
Tabela 2.6 - Taxas de faltas por 100 km/ano (CONRAD et al., 1991) e (BECKER et al., 1994).....	19
Tabela 2.7 - Número de Ocorrências por 100 km/ano (FONSECA, 1999).....	19
Tabela 2.8 - Taxa de falta para linhas de transmissão (*adotadas pela CELG) (RAMOS, 2009).....	19
Tabela 3.1 - Períodos mínimos de monitoração e erros aceitáveis.....	23
Tabela 5.1 - Taxa de falta (faltas/100 km.ano) para simulações na rede da Escelsa.....	58
Tabela 5.2 - Dados de taxa de falta (faltas/100 km.ano) por barra e por alimentador, comprimento dos subsistemas e número total de faltas por ano da Escelsa.....	59
Tabela 5.3 - Taxa de falta (faltas/100 km.ano) para simulações na rede da Bandeirante.	62
Tabela 5.4 - Dados de taxa de falta (faltas/100 km.ano) por barra e por alimentador, comprimento dos subsistemas e número total de faltas por ano da Bandeirante.	62
Tabela 5.5 - Modelo da tabela de contabilização de afundamentos de tensão.	63
Tabela 5.6 - Modelo da tabela de contabilização de elevações de tensão.	63
Tabela 5.7 - Exemplo de tabela com as contribuições de cada subsistema.....	64
Tabela 5.8 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra A1.	65
Tabela 5.9 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 1....	65
Tabela 5.10 - Contribuições com afundamentos de tensão em A1 - Cenário 1.	66
Tabela 5.11 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 2..	66
Tabela 5.12 - Contribuições com afundamentos de tensão em A1 - Cenário 2.	67
Tabela 5.13 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra B1.	72
Tabela 5.14 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 1..	72
Tabela 5.15 - Contribuições com afundamentos de tensão em B1 - Cenário 1.....	73

Tabela 5.16 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 2. .	73
Tabela 5.17 - Contribuições com afundamentos de tensão em B1 - Cenário 2.....	74
Tabela 5.18 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra C1.	78
Tabela 5.19 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 1. .	79
Tabela 5.20 - Contribuições com afundamentos de tensão em C1 - Cenário 1.....	80
Tabela 5.21 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 2. .	80
Tabela 5.22 - Contribuições com afundamentos de tensão em C1 - Cenário 2.....	81
Tabela 5.23 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C1 – Cenário 1. .	85
Tabela 5.24 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C1 – Cenário 2. .	85
Tabela 5.25 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra C2.	86
Tabela 5.26 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 1. .	86
Tabela 5.27 - Contribuições com afundamentos de tensão em C2 - Cenário 1.....	87
Tabela 5.28 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 2. .	88
Tabela 5.29 - Contribuições com afundamentos de tensão em C2 - Cenário 2.....	88
Tabela 5.30 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C2 – Cenário 1. .	92
Tabela 5.31 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C2 – Cenário 2. .	92
Tabela 5.32 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra C3.	92
Tabela 5.33 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 1. .	93
Tabela 5.34 - Contribuições com afundamentos de tensão em C3 - Cenário 1.....	94
Tabela 5.35 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 2. .	94
Tabela 5.36 - Contribuições com afundamentos de tensão em C3 - Cenário 2.....	95
Tabela 5.37 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C3 – Cenário 1. .	99
Tabela 5.38 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C3 – Cenário 2. .	99
Tabela 5.39 - Valores de R^2 ajustado das regressões obtidas.....	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CELG	Companhia Energética de Goiás
CERIn	Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes
EDP	Energias de Portugal
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FUPAI	Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ITIC	<i>Information Technology Industry Council</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
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
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UNIPEDE	<i>Union of International Producers and Distributors of Electrical Energy</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma proposta de metodologia para simulação estocástica de variações de tensão de curta duração em sistemas de distribuição e transmissão. O trabalho é focado em redes de distribuição já que poucos trabalhos têm sido publicados nesta área devido à dificuldade da representação de todos os elementos e também pela grande extensão das redes de distribuição.

Para testar a metodologia proposta, foram utilizados dados reais de duas concessionárias do sistema elétrico brasileiro, a Escelsa e Bandeirante, ambas do grupo EDP. Foram monitoradas duas barras de duas subestações da Escelsa e três barras de uma subestação da Bandeirante. Para todos os casos são simulados tanto os sistemas de transmissão quanto o de distribuição, assim como os sistemas de proteção envolvidos com o objetivo de obter as durações dos eventos.

Para validar mutuamente os resultados, os dados de simulação foram confrontados com os de medições realizadas durante um ano de operação dos sistemas.

Este trabalho apresenta diferentes resultados de simulação modificando essencialmente a maneira como as taxas de falta são calculadas. Além disso, os resultados destacam a maior contribuição de eventos de VTCDs vindos do sistema de distribuição em comparação aos sistemas de transmissão e subtransmissão utilizados.

Palavras-Chaves: Afundamento de tensão, Qualidade da energia elétrica, Simulação estocástica de Variações de Tensão de Curta Duração.

ABSTRACT

This master's thesis proposes a methodology for stochastic simulation of sags and swells in distribution and transmission systems. This work focuses on distribution networks as there are few studies on this area due to the difficulty on representing all the elements and also by the extent of these networks.

Aiming at testing the proposed methodology, real data from two Brazilian electric utilities have been used, namely Escelsa and Bandeirante, both owned by the EDP Group. Two buses of two Escelsa's substations and three buses of a Bandeirante's substation were monitored. In all cases the transmission and distribution systems are simulated, as well as protection systems for obtaining the durations of events.

In order to mutually validate the results, the simulation data were compared with measurement data obtained from a one-year measurement period.

Essentially, this work shows different simulation's results changing the way how the fault rates are calculated. Furthermore, the results highlight the major contribution of voltage sags and swells coming distribution system compared to transmission and subtransmission systems.

Keywords: Voltage sag, Power quality, Stochastic simulation of Short Duration Voltage Variations.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Relevância do Tema

Com a evolução das cargas elétricas de eletromecânicas para eletroeletrônicas, as indústrias aumentaram sua produção e sua eficiência. Esta modernização trouxe maior sensibilidade dos equipamentos aos efeitos dos distúrbios de qualidade de energia elétrica, principalmente, aos efeitos relacionados às VTCDs (variações de tensão de curta duração).

De forma geral, os processos industriais são sensibilizados pelas VTCDs, podendo ser interrompidos parcialmente ou totalmente. Estes efeitos levam a prejuízos de paradas de produção, perdas de produtividade, perdas de insumos, reparo e reposição de equipamentos danificados, conforme apresentado por Carvalho Filho (2000).

Diante das consequências com que os consumidores industriais podem ter de lidar devido à ocorrência desses eventos, a implantação de uma indústria em um determinado local tem sido decidida, especialmente, pela qualidade da energia elétrica disponibilizada. Por este motivo, as concessionárias de energia têm sido cobradas a fornecer os históricos de medição às indústrias nos pontos de interesse, a fim de permitir que a análise de viabilidade de implantação seja realizada.

Apesar do interesse dos consumidores e da concessionária, a parte mais interessada no controle do problema é a concessionária de energia elétrica, visto que é ela quem sofre desgaste na sua imagem empresarial, além dos possíveis custos com pedidos de ressarcimento de prejuízos sofridos pelos clientes devido à má qualidade da energia distribuída. Há também o risco de se perder consumidores livres para empresas concorrentes com melhores características de QEE. Neste caso, é necessário que as concessionárias invistam em pesquisa e trabalhos para controle da qualidade de energia, dado que este problema afeta a sua competitividade.

A melhor maneira para se avaliar o desempenho dos sistemas elétricos é através de medições, porém para a obtenção de informações estatisticamente representativas sobre os afundamentos de tensão, é necessário um grande investimento financeiro e de longos períodos de monitoramento. E por estas dificuldades, uma boa alternativa é a utilização de métodos de estimação, através de simulações que representem a realidade dos eventos de VTCDs na rede. Estas simulações podem ser utilizadas para substituir ou complementar as informações obtidas através de medições. Dentro deste contexto, este trabalho propõe um procedimento de simulação estocástica de variações de tensão de curta duração em redes de distribuição e

também uma forma de avaliar a precisão dos resultados das simulações e medições realizadas durante um ano através de uma comparação estatística.

1.2 Estado da Arte

O primeiro trabalho publicado acerca da qualidade da energia elétrica sobre equipamentos eletrônicos foi de Kajihara (1968), no entanto, apenas a partir dos anos 80 surgiu uma preocupação generalizada quanto ao assunto.

Em 1993, um estudo encomendado pelo EPRI intitulado como “Uma Avaliação da Qualidade da Energia em Sistemas de Distribuição” foi comentado em Dorr (1996). No estudo foram monitorados 277 pontos de um sistema cujas tensões nominais variavam entre 4,16 kV e 34,5 kV em um período de dois anos. Parte das medições foi feita na subestação, enquanto que a maior parte foi distribuída aleatoriamente entre os alimentadores.

Outros três grandes projetos de medição foram feitos na década de 1990, nos E.U.A. e Canadá, que possibilitaram relatar sobre o perfil da qualidade de energia nas redes monitoradas, conforme visto em Carvalho Filho (2000).

Constatada a necessidade de avaliar o comportamento do sistema elétrico diante de fenômenos de VTCDs, foram desenvolvidos programas de simulação para estimar a quantidade de eventos dessa natureza nos sistemas elétricos.

O pioneiro em simulações foi o trabalho publicado em Conrad et al. (1991), que consistiu na proposição de um método denominado como método das posições de falta. Esse método calcula o número de eventos esperados de VTCDs para os elementos da rede e os classifica em uma tabela conforme sua amplitude e duração.

O conceito de área de vulnerabilidade é incorporado em McGranaghan et al. (1991). Este diz respeito à sensibilidade das cargas frente a faltas elétricas em determinadas regiões que podem gerar eventos de afundamentos de tensão com valor inferior a uma certa magnitude.

Em 1996, Bollen propôs o método das distâncias críticas. O método é de grande relevância para o tema e é mais voltado para sistemas radiais. O método divulgado em Bollen (1996) não determina a tensão do afundamento, mas sim a posição da falta para determinado valor esperado de tensão.

O trabalho de Alves e Fonseca (2001) propõe uma metodologia de cálculo estocástico de afundamento de tensão em que estima a intensidade, frequência e duração desses eventos para uma determinada carga. Para os autores, a proposta principal deste artigo é avaliar a variação da amplitude e duração em função da posição de falta ao longo de uma linha.

Em Olguin et al. (2003) é discutido o método das posições de falta para previsão do desempenho de afundamentos de tensão em um ano particular, e o compara com as simulações de Monte Carlo. A simulação de Monte Carlo é o método que melhor descreve o comportamento dos eventos por fornecer a função distribuição completa que permite análises posteriores, enquanto que o método das posições de falta fornece apenas valores médios de longo prazo.

Na tese de Amasifen (2008) é proposta uma nova metodologia de simulação com foco para redes de distribuição, chamado de método híbrido. O autor faz comparação entre o método sugerido e o método de Monte Carlo e afirma que o método híbrido é mais eficiente na obtenção de resultados, dado que com menor número de simulações, obtém-se resultados mais precisos. Outra contribuição do trabalho é a obtenção da variável tempo, de forma que não fosse obtida por sorteios, nem fracionada em faixas definidas, e sim obtida em função das outras variáveis envolvidas na caracterização de um curto-circuito (tipo de falta, ponto de falta, impedância de falta). O autor também incorpora o custo do prejuízo dos consumidores referentes a fenômenos de VTCDs dentro da formulação objetivo, nos problemas de planejamento de operação e planejamento de expansão.

Em 2008, o artigo Oliveira et al. (2008) apresentou um procedimento de validação de resultados de monitoramento de afundamentos de tensão baseados em avaliação estocástica. A metodologia, fundamentada sobre o método de Monte Carlo, verifica a precisão dos índices obtidos em um curto período de monitoramento. O cálculo por curto-circuito é a ferramenta utilizada para estimação dos índices de afundamentos de tensão, justamente, por demandar menor tempo de simulação e por ter uma modelagem do sistema mais simples quando comparada a transitórios eletromagnéticos, outra ferramenta de simulação. Um estudo de caso baseado na avaliação de um período de seis meses de medição mostra a viabilidade do método.

O artigo Naidu et al. (2012) propõe uma técnica de identificação de afundamentos de tensão em linhas de subtransmissão e nos alimentadores das redes de distribuição. Essa técnica visa identificar os afundamentos mais críticos, isto é, aqueles que segundo a curva ITIC geram desligamentos dos equipamentos eletroeletrônicos. O procedimento utiliza do método de Monte Carlo e leva em consideração no estudo de caso os subsistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, que por fim compara com algumas medições de 180 dias para então validar a proposta. Os autores sugerem melhorias na rede que minimizam os problemas de afundamentos de tensão sobre as cargas. As melhorias sugeridas são: coordenação adequada dos relés de proteção, a lavagem dos isoladores de algumas linhas de

subtransmissão e então assegurar a proteção contra descargas atmosféricas nos alimentadores de distribuição.

Esta revisão bibliográfica apresentou alguns dos principais trabalhos publicados na área de VTCDs, destacando a importância do controle dos índices desses eventos nas barras das cargas. Estes trabalhos mostraram a evolução do conhecimento na medição e simulação de VTCDs a fim de contribuir com a redução ou mesmo mitigação do problema para os consumidores e concessionárias de energia elétrica.

No entanto, a maior parte dos trabalhos publicados sobre simulações consideraram apenas as redes de transmissão e subtransmissão, sendo poucos os que levaram em consideração as redes de distribuição. Neste contexto, esta dissertação propõe um procedimento de simulação voltado especialmente para redes de média tensão.

Como exemplo de aplicação do procedimento proposto, são mostrados os resultados obtidos de simulações de cinco barras monitoradas de sistemas reais. Estes sistemas foram obtidos de um projeto de P&D cuja finalidade trata da proposição de padrões de referência para indicadores de afundamentos de tensão em sistemas de distribuição. Por último, é realizado um processo de validação dos resultados simulados com as medições de VTCDs obtidas no período de monitoração de um ano.

1.3 Objetivos e Contribuições da Dissertação

O objetivo da dissertação é apresentar uma proposta de procedimento de simulação, com foco para redes de distribuição, que minimize tempo de processamento sem alterar a precisão dos resultados. O procedimento consta de duas importantes etapas de redução da rede, uma envolvendo a quantidade de nós dos sistemas e a outra alterando o número de faltas aplicadas, isto é, excluindo da simulação as faltas sorteadas fora da área de vulnerabilidade.

A proposta possibilita a aquisição de resultados estocásticos da amplitude, da duração e do número de afundamentos de tensão que possa vir afetar um determinado barramento. A duração foi obtida de acordo com os ajustes de proteção inseridos no *software* de simulação utilizado.

No exemplo de aplicação é proposto para cada barra simulada dois cenários abordando diferentes taxas de falta. O primeiro cenário utiliza a mesma taxa de falta média para todos os alimentadores ligados à mesma barra de distribuição, enquanto que o segundo cenário utiliza taxas de falta diferentes para cada alimentador. Essas taxas são obtidas a partir de dados de ocorrências de desligamentos disponibilizadas pelas concessionárias.

Outra importante análise são as contribuições de afundamentos de tensão vindas de cada sistema, isto é, de um determinado valor final de eventos é mostrada a real parcela vinda dos sistemas de transmissão e subtransmissão, dos sistemas de distribuição da barra monitorada e dos sistemas de distribuição vizinhos à barra monitorada. Os estudos realizados até hoje focaram em um determinado subsistema e não em todo sistema, sendo assim, esse trabalho pretende realizar uma avaliação global do sistema.

Por fim, pretende-se comparar os resultados das simulações com os de medição de cada barra monitorada para avaliar estatisticamente a aderência entre os resultados.

1.4 Estrutura da Dissertação

Este documento de dissertação é apresentado em seis capítulos com uma organização que segue a descrição dos próximos parágrafos.

Neste capítulo 1 pode ser encontrada a relevância do tema, o estado da arte abordando os importantes trabalhos da área, o objetivo, as contribuições e esta estrutura do trabalho.

O capítulo 2 mostra a definição de qualidade da energia elétrica, os distúrbios que afetam a qualidade, a definição de afundamentos de tensão bem como suas causas e efeitos sobre processos industriais, os parâmetros para análise de afundamentos de tensão e as variáveis de influência.

No capítulo 3 são discutidos os procedimentos computacionais que podem ser utilizados assim como os métodos existentes para simulação de faltas.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta e também o procedimento de simulação de VTCDs em redes de distribuição e transmissão.

No capítulo 5 são realizados dois exemplos de aplicação para cada uma das duas empresas apresentadas, Escelsa e Bandeirante, pertencentes ao grupo EDP. O primeiro exemplo de aplicação, o cenário 1, propõe utilizar uma taxa de falta média para todos os alimentadores, enquanto que o cenário 2 considera uma taxa de falta específica por alimentador. Além disso, também são mostradas as validações das simulações com as medições.

O capítulo 6 conclui o trabalho e apresenta propostas de trabalhos futuros.

Finalmente, após os seis capítulos são apresentadas as referências e os anexos. Os dois primeiros anexos contêm informações sobre entrada de dados e procedimento de simulação no *software* utilizado no exemplo de aplicação. Já o terceiro apresenta a técnica de análise de regressão estatística utilizada.

2. O AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Neste capítulo são apresentados os conceitos gerais e definições básicas sobre qualidade da energia elétrica com enfoque em qualidade do produto. Os distúrbios de qualidade da energia elétrica são citados e os principais tópicos sobre afundamentos de tensão são discutidos, entre eles: as definições, as causas, os efeitos sobre processos industriais, os parâmetros utilizados e as variáveis de influência.

2.1 Qualidade da Energia Elétrica

Os problemas com a qualidade da energia elétrica existem há muito tempo, no entanto, nos últimos anos aumentou consideravelmente o interesse em solucioná-los tanto por parte das concessionárias, quanto dos consumidores e fabricantes de equipamentos. Anteriormente, os problemas existentes não afetavam as cargas com proporções alarmantes e por muito tempo mal se conhecia os distúrbios que afetavam a qualidade da energia elétrica. Com a evolução tecnológica e a utilização de equipamentos modernos e sensíveis, tanto os consumidores residenciais como, principalmente, os consumidores industriais passaram a ter sérios problemas com os equipamentos, como queima, sobrecargas, sobreaquecimento, redução de vida útil, operação indevida, etc. Além disso, destacam-se prejuízos com interrupção de energia, parada de produção, consumo maior de energia, entre outros.

O desafio do mercado de energia elétrica é gerar, transmitir, distribuir e comercializar o produto energia elétrica e, implicitamente, oferecer este serviço com qualidade. Uma definição de qualidade de energia elétrica, de acordo com Ribeiro (1998), está relacionada ao funcionamento adequado dos equipamentos, das cargas e dos próprios sistemas de potência, não significando necessariamente uma energia isenta de qualquer distúrbio.

Ainda existe outra definição, muito utilizada em vários países, inclusive no Brasil. Esta diz que qualidade de energia elétrica é a combinação de qualidade de corrente e qualidade de tensão, envolvendo a interação entre o sistema e a carga. Qualidade da tensão abrange o desvio da forma de onda da tensão ideal, senoidal, de amplitude e frequência constantes. Qualidade da corrente é um termo complementar e consiste em um desvio da forma de onda da corrente tomando como referência uma corrente senoidal, ideal, de amplitude e frequência constantes. Qualidade de tensão envolve a performance do sistema em direção à carga, enquanto qualidade de corrente envolve o comportamento da carga em direção ao sistema conforme apresentado por Bollen; Hager (2005) e também por Olguin (2005a).

Sob um contexto generalizado e abrangente, qualidade pode ser entendida como atendimento aos requisitos solicitados pelo cliente de maneira que maximize sua satisfação com o menor custo e prazo (RAMOS, 1997).

Sendo assim, a qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica pode ser medida através de três indicadores básicos (DNAEE, 1996) e (SEESP, 1997):

- Qualidade do atendimento;
- Qualidade do serviço;
- Qualidade do produto.

A qualidade do atendimento aborda o aspecto comercial, que trata do bom relacionamento da concessionária com o cliente em situações cotidianas ou de emergências. A qualidade do serviço é a continuidade do fornecimento de energia elétrica que, sob o ponto de vista ideal, seria de continuidade plena e de oferta ilimitada. Já a qualidade do produto diz respeito à entrega do produto com tensões equilibradas e sem deformações de forma de onda (DNAEE, 1996). Do ponto de vista ideal, seria disponibilizar energia elétrica com tensões senoidais, equilibradas e com amplitude e frequência constantes.

Os desvios do conceito ideal do produto energia elétrica apresentados são tratados, internacionalmente, sob o título de *Power Quality* e *Voltage Quality*, sendo este último, no âmbito do CIGRÉ. No Brasil o assunto vem sendo tratado sob a denominação de Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

A questão da qualidade, associada ao produto energia elétrica, apresenta características bastante específicas, uma vez que o processo de produção, transporte, distribuição e também o consumo da energia elétrica ocorrem simultaneamente, em um sistema físico cada vez mais complexo, sendo que cada fase do processo pode afetar e ser afetada pelas demais (RAMOS, 1997).

O estabelecimento de indicadores para controle e avaliação do produto energia elétrica é bastante complexo e apresenta peculiaridades técnicas que dificultam seu tratamento de forma simples (SEESP, 1997). Dentre as particularidades mencionadas pode-se destacar:

- Caráter aleatório nas ocorrências de distúrbios de QEE;
- Inevitabilidade técnica de ocorrências desses distúrbios;
- Variado nível de sensibilidade dos consumidores, pois cada consumidor percebe a qualidade da energia de forma diferenciada;

- Dificuldade de executar controle prévio da QEE, como ocorre com outros produtos, visto que a geração, transmissão, distribuição e consumo da energia ocorrem simultaneamente;
- Extensa área de vulnerabilidade do sistema elétrico, representado por milhares de quilômetros de linhas aéreas de transmissão, subtransmissão e distribuição.

2.2 Principais Distúrbios na Qualidade da Energia Elétrica

A qualidade da energia elétrica refere-se a uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos conduzidos que caracterizam a tensão e a corrente em um dado tempo e local do sistema elétrico (IEEE 1159, 2009) e (DUGAN et al., 2012).

A qualidade da energia em uma determinada barra é adversamente afetada por uma ampla variedade de distúrbios:

- Transitórios (impulsivos e oscilatórios);
- Variações de Curta Duração (interrupções transitórias, afundamentos de tensão e elevações de tensão);
- Variações de Longa Duração (interrupções sustentadas, subtensões e sobretensões);
- Desequilíbrios;
- Distorções de Forma de Onda (harmônicos, corte de tensão, ruído, etc);
- Flutuações de tensão;
- Variações de frequência.

Na Tabela 2.1, são apresentadas as categorias, os conteúdos espectrais típicos, as durações típicas e as magnitudes típicas para os distúrbios de qualidade de energia elétrica segundo Dugan et al. (2012).

A Figura 2.1 mostra os principais distúrbios envolvendo a QEE. Em (a) encontra-se a tensão senoidal que é a condição ideal de operação. Já em (b) se observa o distúrbio de transitório impulsivo, em (c) transitório oscilatório, (d) afundamento de tensão, (e) interrupção, (f) elevação de tensão, (g) harmônico e por último em (h) o corte de tensão.

Para os distúrbios apresentados tanto na Figura 2.1 como na Tabela 2.1, busca-se aplicar uma das propostas de terminologia nacional para o assunto (IEEE 1159, 2009) e (ABREU, 1996).

Tabela 2.1 - Classificação Geral dos Distúrbios de QEE.

Categorias	Conteúdo Espectral Típico	Duração Típica	Amplitude Típica
1. Transitórios			
1.1 Impulsivo			
1.1.1 Nanosegundo	5 ns	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundo	1 µs	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Milisegundo	0,1 ms	>1 ms	
1.2 Oscilatório			
1.2.1 Baixa frequência	<5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 p.u.
1.2.2 Média frequência	5 – 500 kHz	20 µs	0 – 8 p.u.
1.2.3 Alta frequência	0,5 – 5 MHz	5 µs	0 – 4 p.u.
2. Variações de curta duração			
2.1 Instantânea			
2.1.2 Afundamento de tensão		0,5 ciclo – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u.
2.1.3 Elevação de tensão (swell)		0,5 ciclo – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u.
2.2 Momentânea			
2.2.1 Interrupção		0,5 ciclos – 3 s	<0,1 p.u.
2.2.2 Afundamento de tensão		30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 p.u.
2.2.3 Elevação de tensão		30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 p.u.
2.3 Temporário			
2.3.1 Interrupção		>3 s – 1 min	<0,1 p.u.
2.3.2 Afundamento de Tensão		>3 s – 1 min	0,1 – 0,9 p.u.
2.3.3 Elevação de tensão		>3 s – 1 min	1,1 – 1,2 p.u.
3. Variações de longa duração			
3.1 Interrupção sustentada		>1 min	0,0 p.u.
3.2 Subtensão		>1 min	0,8 – 0,9 p.u.
3.3 Sobretensão		>1 min	1,1 – 1,2 p.u.
3.4 Corrente de sobrecarga		>1 min	
4. Desbalanço			
4.1 Tensão		Regime permanente	0,5 – 2%
4.1 Corrente		Regime permanente	1.0 – 30%
5. Distorção da forma de onda			
5.1 Nível CC		Regime permanente	0 – 0,1%
5.2 Harmônicas	0 – 9 kHz	Regime permanente	0 – 20%
5.3 Inter-harmônicas	0 – 9 kHz	Regime permanente	0 – 2%
5.4 Corte da forma de onda (Notching)		Regime permanente	
5.5 Ruído	Faixa ampla	Regime permanente	0 -1%
6. Flutuação de tensão	< 25 Hz	Intermitente	0,1 – 7%
7. Variações da frequência do sistema		<10 s	± 0,10 Hz

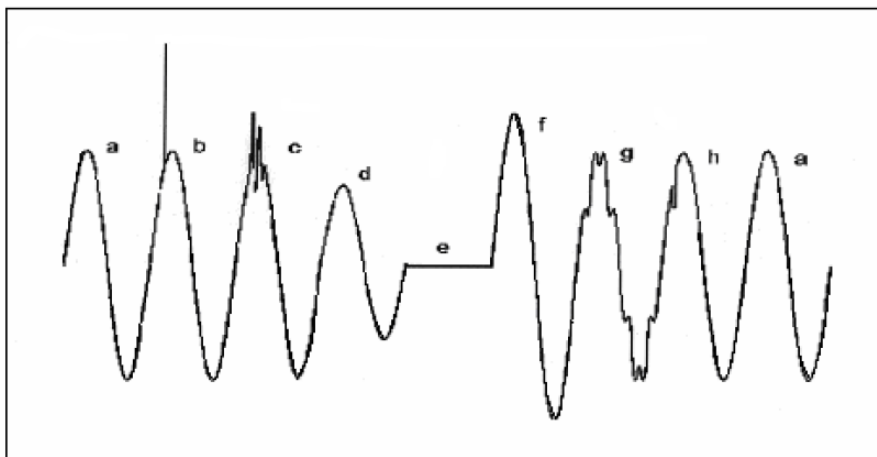


Figura 2.1 - Principais distúrbios associados a QEE.

2.3 A definição de Afundamento de Tensão

De modo geral, o afundamento de tensão é um evento que reduz o valor eficaz da tensão em um determinado tempo de curta duração e se restaura em seguida. Como visto na Tabela 2.1, o afundamento de tensão é um evento de VTCD (variação de tensão de curta duração) que pode ser classificado de acordo com sua duração, sendo instantâneo, momentâneo ou temporário. No entanto, o conceito deste evento é dado de formas diferentes entre as normas e por este motivo serão especificados de acordo com as principais instituições.

A norma IEEE 1159 (2009) define afundamento de tensão ou *voltage sag* como um decréscimo entre 0,1 e 0,9 p.u. do valor eficaz da tensão nominal, com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto. Eventos cuja tensão remanescente seja inferior a 0,10 p.u. é considerado pelo IEEE como uma interrupção.

Em normas antigas da IEC, este evento era denominado como *voltage dip* e se referia à queda do valor RMS da tensão. Na norma IEEE 493 (2007) é relatado que a IEC 61000-4-30 (2006) passou definir a *dip magnitude* como tensão remanescente, e que *dip* e *sag* passaram a ser termos sinônimos entre a IEC e a IEEE.

No Brasil, de acordo com os Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS (2009), no item gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes, é definida VTCD como um evento aleatório de tensão caracterizado por desvio significativo, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão.

Nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL, (PRODIST, 2014), a classificação não se diferencia da ONS, exceto pelo limite superior do intervalo de duração da variação temporária de tensão.

A Tabela 2.2 compara as classificações das variações de tensão de curta duração entre o ONS e ANEEL para verificação de suas diferenças.

Tabela 2.2 - Comparação das classificações de variações de tensão de curta duração entre ONS e ANEEL.

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

2.4 Parâmetros para Análise de Afundamentos de Tensão

Para um afundamento de tensão monofásico os principais parâmetros a serem analisados são a amplitude, duração e a frequência de ocorrência. Já em afundamentos trifásicos, outros parâmetros podem ser considerados, sendo eles a assimetria e o desequilíbrio.

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).

Normalmente, visando facilitar a caracterização dos afundamentos de tensão trifásicos, utilizam-se procedimentos chamados de agregação de fases.

2.4.1 Agregação de Fases

A ocorrência de curtos-circuitos no sistema de potência pode afetar uma, duas ou três fases. A magnitude e a duração do afundamento de tensão resultante em cada fase pode diferenciar-se substancialmente, sobretudo em sistemas de distribuição onde podem ocorrer curtos-circuitos evolutivos (OLIVEIRA, 2008).

Para fins de cálculo de indicadores e avaliação do impacto dos fenômenos sobre equipamentos, utiliza-se o procedimento chamado de agregação de fases, que consiste em atribuir um par de parâmetros (amplitude e duração) a uma ocorrência que provoque registro em mais de uma fase. A amplitude do evento obtida após o processo de agregação de fases corresponde ao mínimo valor da tensão remanescente entre as três fases. Algumas propostas de agregação de fases são utilizadas para se obter a duração dos eventos.

2.4.1.1 Agregação pela União das Fases

A duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que a primeira das fases fica abaixo de um determinado limite, por exemplo, 0,90 p.u., e o instante em que a última das fases volta a superar este limite. A Figura 2.2 ilustra esta situação, onde se observa um afundamento de tensão cuja amplitude corresponde a 'M' e a duração 'D' é determinada pelo início do distúrbio na fase C e pelo término da fase A.

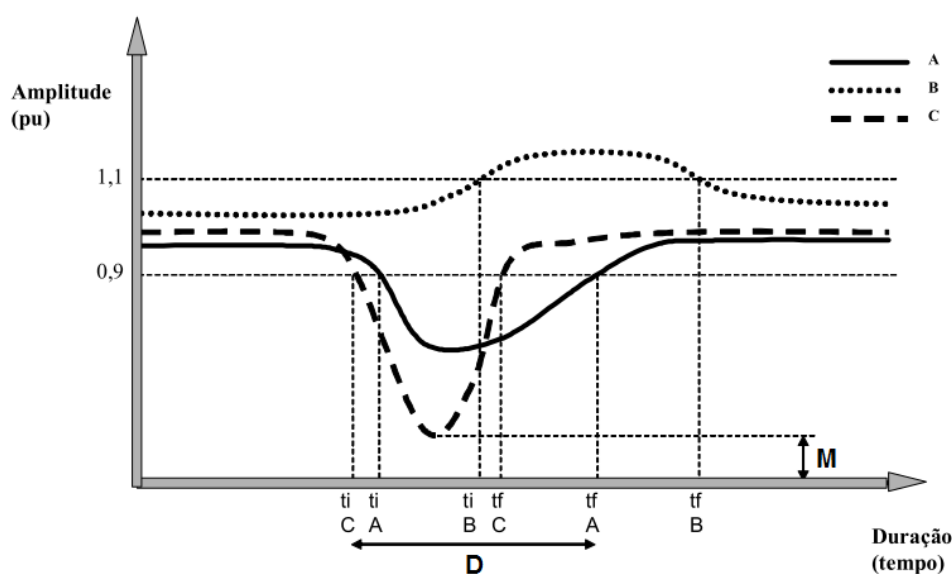


Figura 2.2 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo a união das fases.

2.4.1.2 Agregação pelos Parâmetros Críticos

Segundo este critério, a duração do afundamento deve ser calculada para cada uma das três fases individualmente. Então, de posse dos três valores, no caso de um evento trifásico, a duração é definida como a máxima duração entre as três fases, conforme mostra a Figura 2.3. Neste caso, a duração do evento trifásico será igual à da fase A.

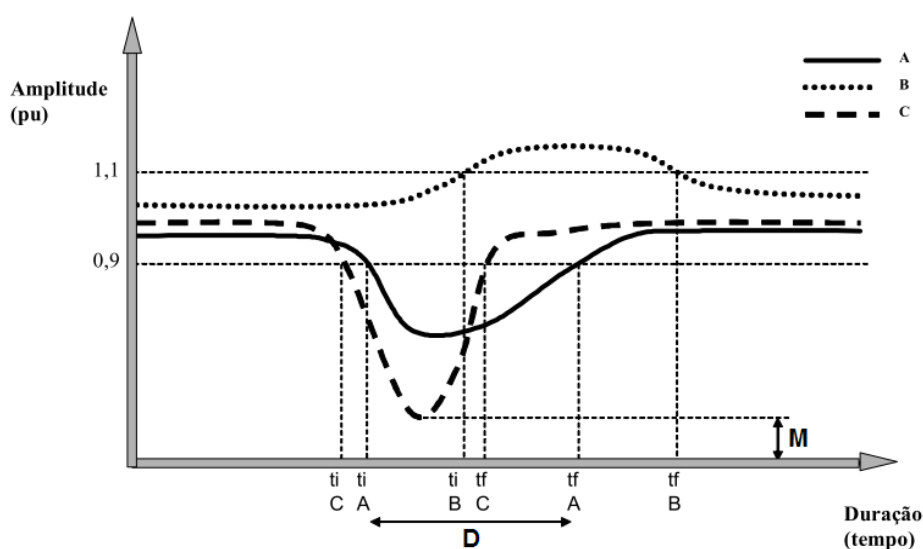


Figura 2.3 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo os parâmetros críticos.

2.4.1.3 Agregação pela Fase Crítica

O critério de agregação pela fase crítica estabelece que a duração do evento está associada à duração da fase crítica, ou seja, aquela fase que apresentou a menor tensão remanescente. Uma ilustração deste critério de agregação é mostrada na Figura 2.4, onde a fase crítica é a fase C.

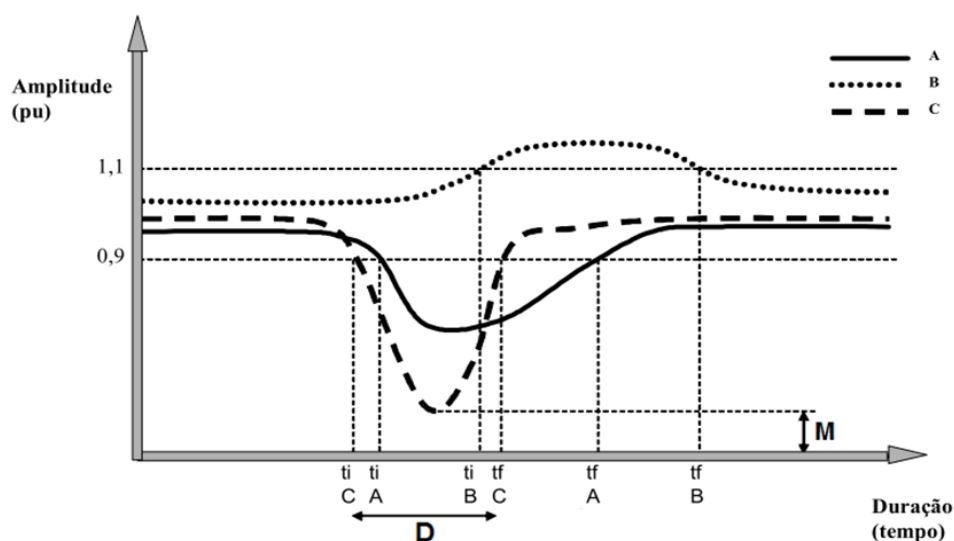


Figura 2.4 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo a fase crítica.

Alguns dos critérios descritos acima estão associados a importantes metodologias de agregação, como UNIPEDE (1995), NRS 048-2 (2007) e EPRI/ ELECTROTEK (SABIN et al., 1999).

2.4.2 Agregação Temporal

A agregação temporal agrupa todos os eventos cuja causa tenha sido de uma única falta no sistema de potência e por isso identifica-os 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 medidores de qualidade (LEBORGNE, 2003).

Muitos equipamentos e processos industriais se desligam durante a ocorrência do primeiro evento registrado. Uma vez que o processo parou, os eventos seguintes não causam nenhum efeito sobre a carga. Conseqüentemente, a contabilização de todos os eventos levaria a um erro estatístico na avaliação do desempenho do suprimento da concessionária, sobrestimando o número de ocorrências de afundamentos de tensão.

Uma das maneiras de sanar este problema é a utilização da agregação temporal com uma janela de tempo pré-definida. Ou seja, a partir da ocorrência do primeiro evento, todos os que o sucederem dentro daquele intervalo de tempo estabelecido não serão contabilizados.

Assim, um evento agregado representa o conjunto de todos os registros associados à ocorrência de uma falta na rede. O evento agregado associado à falta deve sintetizar as informações da série de registros em um único conjunto de características, tais como: intensidade, duração, tipo de afundamento, etc. Normalmente, os parâmetros associados ao evento agregado são definidos pelas características do evento mais severo, ou seja, aquele que apresenta a menor tensão remanescente.

2.5 Causas

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). Contudo, os curtos-circuitos são a causa mais frequente e importante dos afundamentos de tensão, principalmente no sistema da concessionária, devido às grandes extensões de linhas aéreas de transmissão e distribuição, que estão sujeitas a todos fenômenos naturais. Nos sistemas de distribuição, o problema é mais crítico, pois geralmente são

desprovidos de cabos guarda. Desta forma, este é o foco dos principais estudos publicados na literatura (LEBORGNE, 2003).

A ocorrência de curtos-circuitos em linhas aéreas deve-se em sua maioria à incidência de descargas atmosféricas, o que pode confirmar que a ocorrência de afundamentos de tensão está relacionada ao nível cerâmico da região onde as linhas estão instaladas. É importante salientar que nem todas as descargas atmosféricas resultam em curtos-circuitos e conseqüentemente em afundamentos de tensão. Além disso, a maioria dos sistemas elétricos é projetado para manter operação normal para perto de 95% das sobretensões de origem atmosférica (LEBORGNE, 2003).

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 podem ser de natureza temporária ou permanente. As faltas temporárias são, em sua grande maioria, devido à ocorrência de descargas atmosféricas, temporais e ventos, que não provocam geralmente danos permanentes ao sistema de isolamento, sendo que o sistema pode ser prontamente restabelecido por meio de religamentos automáticos. As faltas permanentes, ao contrário, são causadas por danos físicos em algum elemento de isolamento do sistema, sendo necessária a intervenção da equipe de manutenção (LEBORGNE, 2003).

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

Em sistemas de distribuição, estatísticas mostram que de 70% a 90% das faltas que ocorrem em tais sistemas são causados por: galhos de árvores, descargas atmosféricas, abalroamentos, ventos, chuva, vandalismo, etc (PEREIRA, 2007).

Diferentes causas de afundamentos de tensão geram características diferentes de amplitude e duração dos mesmos. Como exemplo, partida de motores geram eventos com maior duração, no entanto, não afundam tanto a tensão.

2.6 Efeitos sobre Processos Industriais

O efeito dos afundamentos de tensão sobre os consumidores industriais depende da sensibilidade dos equipamentos eletrônicos instalados, das particularidades inerentes a cada processo industrial e também dos sistemas de controle de processo envolvidos. Logo, pode-se afirmar que a sensibilidade da carga do consumidor é uma combinação da sensibilidade dos

equipamentos eletro-eletrônicos instalados, com a sensibilidade do processo industrial (CARVALHO FILHO, 2000).

Os principais efeitos dos afundamentos de tensão sob os equipamentos utilizados nas indústrias se manifestam por:

- Perda de programação de microprocessadores e de PLCs;
- Desatracamento das bobinas de contadores e relés auxiliares, com consequentes desligamentos de cargas e equipamentos via lógica do sistema de controle;
- Desligamento de lâmpadas de descarga, como as de vapor de mercúrio, que levam cerca de alguns minutos para reacenderem;
- Variação de velocidade dos acionamentos CA e CC (motor e carga mecânica), que dependendo do tipo de processo, poderá comprometer a qualidade do produto ou até provocar a parada de produção;
- Variação de torque do motor (CA e CC) com as mesmas implicações citadas anteriormente;
- Desligamento de acionamentos devido à atuação de dispositivos de proteção associados, que quando detectam condições de risco, promovem o bloqueio do disparo de tiristores ou até mesmo o desligamento imediato da fonte de alimentação;
- Falhas de comutação em pontes controladas, afetando os disparos dos tiristores;
- Queima de fusíveis e outros componentes, principalmente, nos acionamentos CC operando no modo regenerativo.

2.7 Variáveis de Influência

O afundamento de tensão envolve diversos fatores que o influenciam. Associado ainda à aleatoriedade de algumas variáveis, a análise deste distúrbio se torna complexa (CARVALHO FILHO et al., 2002) e (CARVALHO FILHO, 2000). As principais variáveis de influência são:

- Localização da falta;
- Tipo de falta;
- Taxas de falta de linhas de transmissão e distribuição;
- Impedância de falta;
- Tensão pré-falta;
- Conexão dos transformadores entre o ponto de falta e a carga;
- Desempenho do sistema de proteção;

- Sistemas de religamento.

2.7.1 Localização da Falta

A localização da falta no sistema elétrico influencia, significativamente, o impacto dos afundamentos de tensão sobre os consumidores. As faltas no sistema de transmissão e subtransmissão afetam, certamente, um número maior de consumidores do que as faltas no sistema de distribuição. Este fato deve-se, principalmente, às características dos sistemas de transmissão e subtransmissão que são, normalmente, malhados e abrangem uma grande extensão geográfica. Os sistemas de distribuição são mais concentrados geograficamente e possuem, geralmente, configuração radial. Normalmente, curtos-circuitos nos ramais de uma subestação de distribuição causam impacto 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.

Além disso, pode-se ressaltar a importância da verificação da área de vulnerabilidade quanto à localização da falta. A área de vulnerabilidade é utilizada para se representar a região do sistema elétrico onde a ocorrência de curto-circuito poderá provocar o desligamento da carga. Esta região consiste de nós e segmentos de linha onde a ocorrência de curtos-circuitos leva a afundamentos de tensão abaixo de um determinado limite em uma barra de interesse. A Figura 2.5 ilustra a área onde as faltas no sistema afetam o nó k . A ilustração identifica duas regiões com intensidades diferentes de afundamentos de tensão monitorados nesta barra.

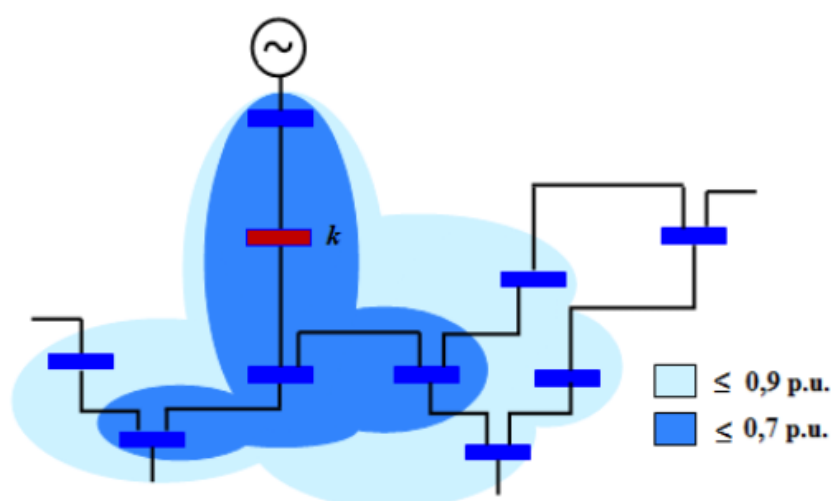


Figura 2.5 - Área de vulnerabilidade para nó k de um sistema (KEMPNER, 2012).

2.7.2 Tipo de Falta

No sistema elétrico de potência trifásico e aterrado, as principais faltas podem ser: trifásicas (FFF), trifásicas à terra (FFFT), bifásicas (FF), bifásicas à terra (FFT) e fase-terra (FT).

As faltas trifásicas e trifásicas à terra são simétricas e geram, portanto, afundamentos de tensão também simétricos. Elas produzem, em geral, afundamentos de tensão mais severos, no entanto, são menos prováveis de ocorrer quando comparadas aos outros tipos de faltas.

As faltas bifásicas, bifásicas à terra e, sobretudo, as fase-terra, apresentam as maiores taxas de ocorrência, gerando afundamentos de tensão, em geral, menos severos, porém desequilibrados e assimétricos.

A cada tipo de falta está associada também uma probabilidade de ocorrência conforme o nível de tensão. Na Tabela 2.3 são mostradas porcentagens de faltas para cada tipo de curto-circuito. Estes dados foram utilizados no caso teste de Fonseca (1999) e não devem ser adotados como valores típicos.

Tabela 2.3 - Porcentagem de faltas para cada tipo de curto-circuito.

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

Segundo Amasifen (2008), os tipos de curtos-circuitos em uma rede de distribuição se comportam com as probabilidades apresentadas na Tabela 2.4, valendo, entretanto, a mesma ressalva apresentada para a Tabela 2.3.

Tabela 2.4 - Número de ocorrências percentual por tipo de falta.

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

2.7.3 Taxas de Falta

A incidência de descargas atmosféricas em uma região é quantificada, em média, pelo índice cerâmico, pois quanto maior a quantidade de descargas atmosféricas maior é a exposição das linhas de transmissão e distribuição às faltas que poderão afetar diretamente as barras que alimentam os consumidores. Algumas variáveis que afetam tal índice são: maresia, umidade e localização geográfica do terreno (RAMOS, 2009).

A taxa de falta é um dado obtido através de um longo período de monitoramento das ocorrências do sistema que está em estudo, ou através de bibliografias sobre o tema.

Nas Tabelas 2.5 à 2.8 são mostrados alguns exemplos de dados de taxa média de faltas.

Tabela 2.5 - 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 2.6 - 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 2.7 - Número de Ocorrências por 100 km/ano (FONSECA, 1999)

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

Tabela 2.8 - Taxa de falta para linhas de transmissão (*adotadas pela CELG) (RAMOS, 2009).

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

2.7.4 Impedância de Falta

Curtos-circuitos no SEP (Sistema Elétrico de Potência) raramente possuem impedância de falta nula (CABRAL, 2010). Normalmente, eles ocorrem devido a uma associação de resistências, como:

- Resistência do arco elétrico entre o condutor e a terra, para defeitos fase-terra;
- Resistência do arco elétrico entre dois ou mais condutores, para defeitos entre as fases;
- Resistência de contato devido à oxidação no local da falta;

- Resistência do pé de torre, para defeitos englobando a terra.

Para redes de transmissão, valores de resistência de falta entre 1 Ω e 5 Ω são citados em Carvalho Filho et al. (2002), Ortmeier et al. (1996) e Blackburn; Deckker (1987).

Segundo Dagenhart (2000) em linhas de distribuição, os valores típicos de resistência de falta são menores ou iguais a 40 Ω .

Já em Sousa et al. (2005), para sistemas aéreos de distribuição são estimados valores de resistência de falta, para descargas atmosféricas, entre 0 Ω e 10 Ω . Para defeitos provocados por árvores próximas das linhas são encontrados valores próximos de 70 Ω . Já faltas ocasionadas pela queda de estrutura resultam em resistências de falta entre 20 Ω e 30 Ω .

Nas simulações de Martinez; Martin-Arnedo (2006), em redes de média e baixa tensão, a resistência de falta foi considerada dentro de uma distribuição normal cuja média era de 5 Ω e desvio-padrão de 1 Ω para cada fase em falta.

Amasifen (2008) vai além e especifica valores máximos de impedâncias de faltas para cada tipo de falta. Tais valores, fornecidos por uma concessionária, consistem em 10 Ω para as faltas trifásicas (impedância por fase), 30 Ω para faltas fase-terra, 20 Ω para faltas fase-fase e, nas faltas dupla fase-terra, 10 Ω para impedância entre fases e 30 Ω na impedância para terra. Os eventos considerados nestas simulações foram restringidos para faltas originadas na rede primária de distribuição (13,8 kV).

No trabalho de Cabral (2010) foram adotados para resistência de falta em sistemas de distribuição valores de 0 Ω , 1 Ω , 5 Ω , 15 Ω e 25 Ω , sendo as probabilidades igualmente distribuídas para estes valores.

Por fim, o valor dessa variável não é de fácil determinação, no entanto, é uma variável que influencia nas intensidades dos afundamentos de tensão. No trabalho de Ramos (2009) foi ressaltada a necessidade de representação desta variável aleatória para tornar os estudos mais próximos da realidade, pois valores nulos, normalmente adotados, tornam os eventos mais severos quando comparados com eventos que consideram esta impedância. As impedâncias aleatórias foram consideradas entre 0 e 15 Ω para faltas fase-terra no sistema de distribuição da CELG (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2004).

2.7.5 Tensão Pré-Falta

Em condições normais de operação, as concessionárias de energia buscam suprir seus consumidores com tensões de operação dentro dos limites normalizados, por exemplo, entre 0,95 e 1,05 p.u..

Basicamente, o perfil de tensão em regime permanente é função da curva de carga do sistema elétrico e, também, da disponibilidade de equipamentos destinados à regulação de tensão, como compensadores síncronos, banco de capacitores, reatores de linha, etc.

Normalmente, o perfil de tensão do sistema segue a variação da curva de carga diária, observando-se elevações de tensão durante períodos de carga leve e reduções de tensão nos períodos de carga pesada.

Geralmente, nos estudos de curto-circuito em sistemas elétricos adota-se tensão pré-falta igual a 1,0 p.u.. Contudo, em função da curva de carga do sistema, esta premissa, na maioria das vezes, não é verdadeira, incorrendo-se em erros de cálculo.

2.7.6 Conexão dos Transformadores

Na análise e no cálculo dos afundamentos de tensão, o tipo de conexão dos transformadores existentes entre o ponto de falta e o barramento do consumidor irá influenciar, sobremaneira, as características do distúrbio percebido pela carga. Basicamente, os transformadores podem ser agrupados em três categorias (BOLLEN, 1997):

- Primeira: aqueles, cujas tensões nas bobinas em um dos enrolamentos (primário ou secundário) são função da diferença fasorial (tensão composta) entre duas tensões aplicadas nas bobinas do outro enrolamento. Estes transformadores são os de conexão $Y-\Delta$, $\Delta-Y$, $Y_{\text{aterrado}}-\Delta$ e $\Delta-Y_{\text{aterrado}}$, que além de filtrarem a componente de sequência zero da tensão de frequência fundamental, introduzem defasamento angular entre as tensões primária e secundária;
- Segunda: são os transformadores que somente filtram as componentes de sequência zero da tensão de frequência fundamental, e que geralmente do ponto de vista construtivo são fabricados de modo a não introduzir defasamento angular, ou seja, com conexões $Y-Y$, $\Delta-\Delta$, $Y_{\text{aterrado}}-Y$, $Y-Y_{\text{aterrado}}$;
- Terceira: são aqueles que não filtram as componentes de sequência e geralmente, devido às mesmas razões citadas anteriormente, não introduzem defasamento angular. Pertencem a esta categoria os transformadores com as conexões $Y_{\text{aterrado}}-Y_{\text{aterrado}}$, $Y_{\text{aterrado}}-\Delta-Y_{\text{aterrado}}$. Neste último caso, o Δ é um enrolamento de compensação.

Em (CARVALHO FILHO, 2000), (OLIVEIRA et al., 2003) os autores enfatizam que os valores dos afundamentos de tensão vistos pela carga em decorrência de uma falta no sistema elétrico, dependem do efeito combinado da forma de conexão tanto do transformador como da carga.

2.7.7 Sistema de Proteção

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

O tempo de atuação dos relés é função de suas características de resposta (tempo dependente, tempo definido, entre outros), bem como da filosofia e dos ajustes adotados para se obter a seletividade desejada. Já o tempo de abertura e de extinção da corrente de curto-circuito dos disjuntores é função das características construtivas destes equipamentos.

Nos sistemas de transmissão (230, 345, 440, 500 kV, etc), as linhas são tipicamente protegidas por meio de relés de distância, associados ou não às lógicas de teleproteção (AYELLO et al., 1999). Quando a teleproteção não é aplicada, utilizam-se proteções de distância com duas ou três zonas.

Nos sistemas de subtransmissão (69, 88 e 138 kV), tradicionalmente, os sistemas de proteção adotados, contemplam as proteções de sobrecorrente de fase e de neutro e sobrecorrente direcionais.

Nos sistemas de distribuição, as concessionárias adotam geralmente relés de sobrecorrente de fase e de neutro. Nos alimentadores primários são utilizados religadores, e, normalmente nos ramais de distribuição são utilizadas chaves seccionadoras-fusíveis.

2.7.8 Sistemas de Religamento

A frequência em que ocorrem os afundamentos de tensão está diretamente associada com a existência de sistemas de religamento nas proteções e com os tipos de curtos-circuitos no SEP, ou seja, se são temporários ou permanentes.

Do ponto de vista de quantificação existem duas metodologias para contabilizar os afundamentos de tensão quando ocorrem religamentos. A primeira metodologia considera todos os afundamentos naquele período registrados, o que resulta em um número sobreestimado de eventos. Já a segunda metodologia consiste em utilizar o procedimento da agregação temporal, que agrega todos os eventos ocorridos na janela de tempo adotada e os contabiliza apenas como um evento.

3. SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os processos de medição fornecem resultados mais representativos quando a frequência de ocorrência do distúrbio monitorado é alta. Utilizando teorias estatísticas simples, pode-se determinar os períodos mínimos de medição necessários para que os eventos sejam fielmente retratados. Por exemplo, para fenômenos como afundamentos de tensão, o período necessário de medição deve ser da ordem de 30 anos, admitindo sua frequência de ocorrência na ordem de um evento por mês e um erro aceitável de 10%. A Tabela 3.1 mostra outros períodos mínimos de monitoração de acordo com a frequência de ocorrência do distúrbio e o erro admitido (BOLLEN et al., 1998a).

Tabela 3.1 - Períodos mínimos de monitoração e erros aceitáveis.

Frequência de Ocorrência do Afundamento de Tensão	Erro de 50%	Erro de 10%
1 por dia	2 semanas	1 ano
1 por semana	4 meses	7 anos
1 por mês	1 ano	30 anos
1 por ano	16 anos	400 anos

Portanto, devido à aleatoriedade das ocorrências de afundamentos de tensão, as simulações se apresentam como uma boa alternativa para se determinar, estatisticamente, os parâmetros destes distúrbios, evitando-se grandes gastos financeiros com a implantação de redes de medição e longos períodos de monitoração.

A simulação permite entender o comportamento do sistema assim como analisar e prever as consequências das mudanças que podem ocorrer no mesmo. Neste contexto, são apresentados os principais métodos de simulação que consistem nas estratégias a serem utilizadas para se analisar o afundamento de tensão.

Diante disto, os métodos computacionais utilizados para se determinar as estatísticas e os parâmetros dos afundamentos de tensão, podem ser agrupados em três classes (XU, 2001):

- Simulação de forma de onda;
- Simulação dinâmica;
- Simulação de faltas.

3.1 Simulação de Forma de Onda

Esta simulação permite a análise das formas de onda do afundamento de tensão no domínio do tempo semelhantes àsquelas obtidas através de oscilografias. Entre as ferramentas

para simulação existem os *softwares* ATP/EMTP (*Alternative Transients Program / Electro Magnetics Transients Program*) que são muito utilizados para estudos de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos (BOLLEN et al., 1998b).

O estudo da forma de onda em afundamentos de tensão propicia entender a influência do comportamento de geradores e cargas de maneira que evite, na fase de planejamento, problemas futuros na operação e na confiabilidade.

As vantagens de simulações por procedimentos deste tipo colaboram para que o estudo seja mais completo em informações relativas aos parâmetros do distúrbio, ou seja, a variação do valor eficaz em função do tempo e a duração dos eventos.

3.2 Simulação Dinâmica

Esta simulação é voltada para avaliar os afundamentos de tensão resultantes de partida de grandes motores, entrada ou saída de grandes blocos de carga e de geração.

Os métodos adequados para se fazer este tipo de simulação são os que analisam a estabilidade transitória do sistema elétrico de potência ou programas de “*midterm stability*”.

Estes programas utilizam modelagem no domínio da frequência e os resultados são representados como curvas de variações do valor eficaz da tensão durante e após o distúrbio.

3.3 Simulação de Faltas

A principal causa das ocorrências de afundamentos de tensão são faltas no sistema elétrico. Portanto, este tem sido o procedimento mais utilizado a ser aplicado nos métodos de simulação.

Este procedimento fornece a intensidade mínima dos valores eficazes das tensões nas barras de interesse, mas perde a visualização da evolução da tensão ao longo do tempo. Desta forma, para se considerar as durações dos eventos se faz necessário o uso dos dados de operação das proteções.

A grande parte das faltas no sistema elétrico ocorre nas linhas áreas. Estas linhas podem sofrer grandes quantidades de curtos-circuitos por ano enquanto os barramentos quase não sofrem faltas. Já os outros equipamentos, como geradores e transformadores, têm baixa ocorrência de curto-circuito, mas sofrem desligamentos frequentes por outros motivos (SILVA, 2004) e (RAMOS, 2009).

Desta forma, para se avaliar o sistema elétrico frente aos afundamentos de tensão, aplica-se geralmente faltas nas linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição.

Os métodos mais utilizados na simulação de faltas são o método da distância crítica, o método das posições de falta e o método de Monte Carlo. Além dos métodos citados, será também apresentado o método híbrido, sugerido por Amasifen (2008), que é uma nova abordagem em que mistura o método de enumeração de estados e o método de Monte Carlo.

3.3.1 Método da Distância Crítica

Devido a seu grau de simplicidade, este método se mostra adequado para aplicações em sistemas de transmissão e distribuição tipicamente radiais. Este se baseia na determinação da posição da falta no alimentador que vai gerar um valor pré-determinado de afundamento de tensão em uma barra monitorada (BOLLEN, 1996).

Se aplicado como recomendado, ou seja, em sistemas radiais conforme a Figura 3.1, o método é simples e se trata de um divisor de tensão. No cálculo, a carga é desprezada e a tensão pré-falta é adotada como 1 p.u.. Assim, para a barra monitorada tem-se, para uma falta trifásica, a equação (3.1).

$$V_{barra_monitorada} = \frac{Z_J}{Z_J + Z_M} \times V_{fonte} \quad (3.1)$$

onde:

$V_{barra_monitorada}$: tensão da barra monitorada p.u.;

Z_J : impedância à jusante da barra monitorada, isto é, entre a barra monitorada e o ponto de falta, em Ohm ou em p.u.;

Z_M : impedância à montante, isto é, entre a fonte e a barra monitorada, em Ohm ou em p.u.;

V_{fonte} : tensão da fonte.

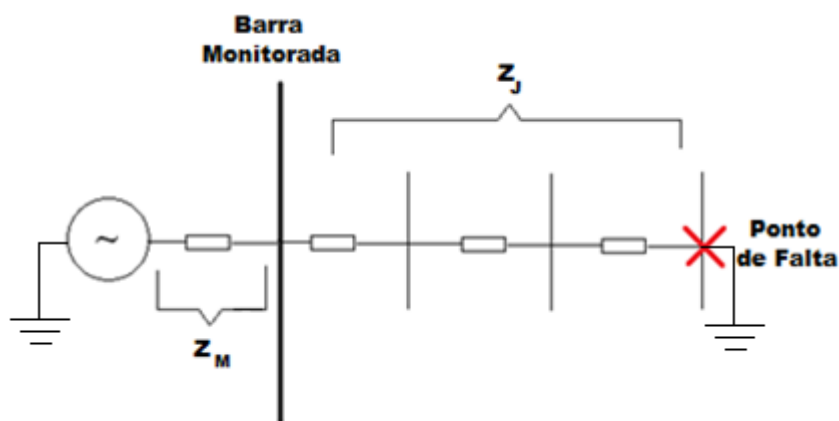


Figura 3.1 - Método da distância crítica em sistema radial.

Considerando $Z_j = z \times L$, sendo z a impedância do alimentador por unidade de comprimento e L a distância entre a barra monitorada e o ponto de falta, resulta em (3.2).

$$V_{barra_monitorada} = \frac{zL}{zL + Z_M} \quad (3.2)$$

Com isto, a distância crítica pode ser calculada e todas as faltas que ocorrerem além da distância crítica irão causar afundamentos abaixo da tensão crítica. Por outro lado, as ocorrências de faltas até a distância crítica irão provocar afundamentos mais severos e a severidade da falta se intensificará à medida que se aproximar da barra monitorada. Assim, tem-se (3.3).

$$L_{crítica} = \frac{Z_M}{z} \times \frac{V_{crítica}}{(1 - V_{crítica})} \quad (3.3)$$

Para estimar o número de afundamentos de tensão por ano inferiores a uma certa magnitude, basta multiplicar a distância crítica encontrada pela taxa de falta por comprimento e por ano.

Para aplicar o método em um sistema de distribuição são necessários somente os dados:

- Número de alimentadores ligados à barra monitorada;
- Impedância por unidade de comprimento de cada alimentador;
- Comprimento total dos alimentadores;
- Taxas de falta dos alimentadores e sua composição (FFF, FFT, FF e FT).

Geralmente, em sistemas de subtransmissão, a rede é constituída de muitas malhas e a carga é geralmente alimentada por várias linhas originárias de uma mesma fonte. Esta topologia reduz o número de interrupções, mas aumenta o número de afundamentos (BOLLEN, 1996).

Para a utilização do método da distância crítica em sistemas não radiais (malhados) devem ser feitas algumas adaptações (BOLLEN, 1996). A Figura 3.2 mostra um exemplo de circuito paralelo, onde Z_{J1} e Z_{J2} são as impedâncias das linhas que interligam a barra monitorada à barra em que a carga está acoplada. Essa ilustração apresenta o método da distância crítica para circuitos paralelos e para tanto é dado um curto-circuito trifásico a uma distância 'p', em p.u. do comprimento total da linha 1, da barra monitorada em um ponto da linha de impedância Z_{J1} .

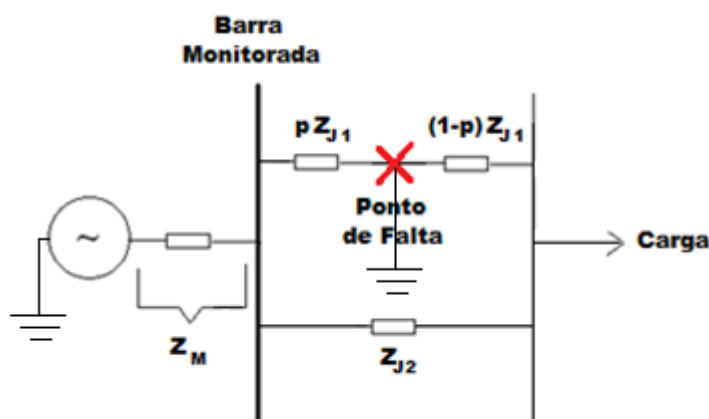


Figura 3.2 - Método da distância crítica para circuitos paralelos.

A magnitude do afundamento pode ser calculada de forma analítica através da equação (3.4).

$$V_{barra_monitorada} = \frac{p(1-p)Z_{J1}^2 + pZ_{J1}Z_{J2}}{Z_M(Z_{J1} + Z_{J2}) + pZ_{J1}Z_{J2} + p(1-p)Z_{J1}^2} \quad (3.4)$$

O cálculo da distância crítica neste caso torna-se mais complexo que no sistema radial simples. No entanto é possível calcular o ponto crítico, resolvendo a equação (3.4) e considerando $V_{barra_monitorada} = V_{crítica}$.

O método da distância crítica é eficiente na análise de sistemas radiais ou pouco malhados. Para grandes redes este método não é apropriado (LEBORGNE, 2003).

3.3.2 Método das Posições de Falta

Entre muitos autores, provavelmente, o pioneiro na proposição do método foi Conrad et al. (1991) cujo trabalho contribuiu para a elaboração da norma IEEE 493 (2007). Este método, também conhecido como método do curto-circuito deslizante, ou ainda método da enumeração de estados, é indicado para sistemas de grande porte, radiais ou malhados, e consiste em verificar, em diferentes posições de falta, suas intensidades e durações para uma barra monitorada. Por este motivo é muito utilizado para a determinação do número de afundamentos de tensão (LEBORGNE, 2003). A Figura 3.3 abaixo mostra um diagrama unifilar esquematizando o método das posições de falta em que são dados curtos-circuitos em diversos pontos para monitorar as tensões na barra do consumidor i .

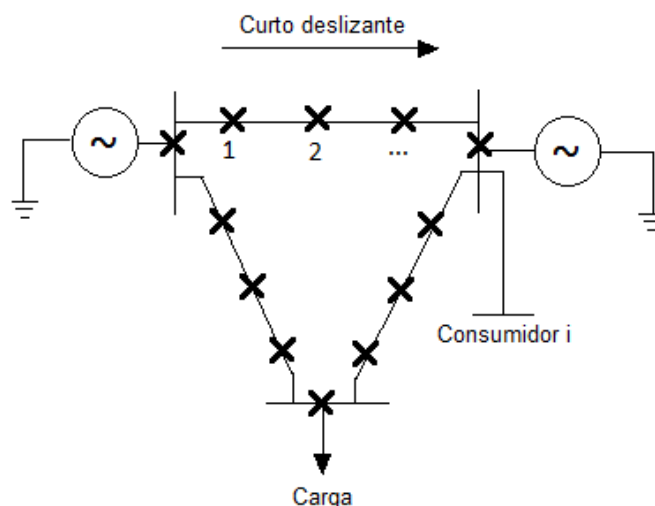


Figura 3.3 - Diagrama unifilar esquematizando o método das posições de falta.

A magnitude do afundamento de tensão na barra do consumidor i , assim como para qualquer outra barra de interesse, é calculada mediante a aplicação da equação (3.5) para defeitos trifásicos (CONRAD et al., 1991) e (BECKER et al., 1994).

$$E_{i,k} = E_i^P - \frac{E_k^P}{Z_{k,k}^+ + Z_f} \cdot Z_{i,k} \quad (3.5)$$

onde:

- $E_{i,k}$: afundamento de tensão na barra i devido a curto-circuito trifásico na barra k ;
- E_i^P : tensão pré-falta na barra i ;
- E_k^P : tensão pré-falta na barra k ;
- $Z_{i,k}$: impedância de transferência entre as barras i - k ;
- $Z_{k,k}$: impedância própria da barra k ;
- Z_f : impedância de falta.

Através da equação (3.5) pode-se observar as principais variáveis que influenciam na amplitude do afundamento de tensão. São elas:

- Tensão pré-falta a partir das variáveis E_i^P e E_k^P ;
- Impedância de falta Z_f ;
- Características próprias inerentes à rede $Z_{k,k}$;
- Posição relativa entre o ponto da falta e a barra monitorada $Z_{i,k}$.

Para o cálculo da tensão remanescente para as faltas fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra, são utilizadas expressões semelhantes a (3.5), porém se introduzem as tensões e

impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. Para mostrar um dos casos, são mostradas, nas expressões (3.6) e (3.7), o cálculo das tensões para defeitos fase-terra (SILVA, 2004).

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{a_i}^P \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{E_{a_k}^P}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + 3Z_f} \cdot \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^+ \\ Z_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} E_{a_{i,k}} \\ E_{b_{i,k}} \\ E_{c_{i,k}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

onde:

$E_{a_i}^P, E_{a_k}^P$: tensão pré-falta na fase A nas barras i e k , respectivamente;

$E_{i,k}^+, E_{i,k}^-, E_{i,k}^0$: tensão de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente, na barra i, devido a curto fase-terra na barra k;

$Z_{i,k}^+, Z_{i,k}^-, Z_{i,k}^0$: impedância de transferência de sequência positiva, negativa e zero entre as barras i-k, respectivamente;

$Z_{k,k}^+, Z_{k,k}^-, Z_{k,k}^0$: impedância própria de sequência positiva, negativa e zero da barra k, respectivamente;

$E_{a_{i,k}}, E_{b_{i,k}}, E_{c_{i,k}}$: tensão pós-falta nas fases A, B e C, respectivamente, na barra i devido a curto fase-terra na barra k.

O método das posições de falta pode ser descrito pelo seguinte procedimento (BOLLEN, 2000):

- Determinar a área do sistema em que os curtos-circuitos serão aplicados;
- Dividir esta área em pequenas porções; cada um destes segmentos será representado por apenas uma posição de falta, visto que curtos-circuitos dentro do mesmo segmento irão causar afundamentos de tensão semelhantes;
- Determinar o número de curtos-circuitos por ano em cada segmento;
- Calcular as características dos afundamentos de tensão para cada posição de falta, tendo como base o modelo elétrico do sistema utilizado;
- Combinar os dois passos anteriores para se obter informações acerca do número de afundamentos de tensão.

Dentro do processo de cálculo, alguns fatores podem afetar de forma relevante os resultados, como a distância entre as posições de falta e a extensão da área para aplicação das faltas. A influência da distância entre as posições de falta pode ser observada na curva de tensão exata na Figura 3.4 (BOLLEN, 2000).

A escolha de apenas uma posição de falta para representar um conjunto de possíveis faltas parte do pressuposto que a magnitude do afundamento de tensão para todo o conjunto é igual àquela correspondente à posição escolhida. Nota-se, neste gráfico da Figura 3.4, que o erro é maior quanto mais próxima a falta é da barra monitorada, sendo assim recomendada uma alta densidade de posições de falta. Para faltas em pontos remotos, a curva se torna menos inclinada e o erro diminui, permitindo utilizar a menor quantidade de posições de falta.

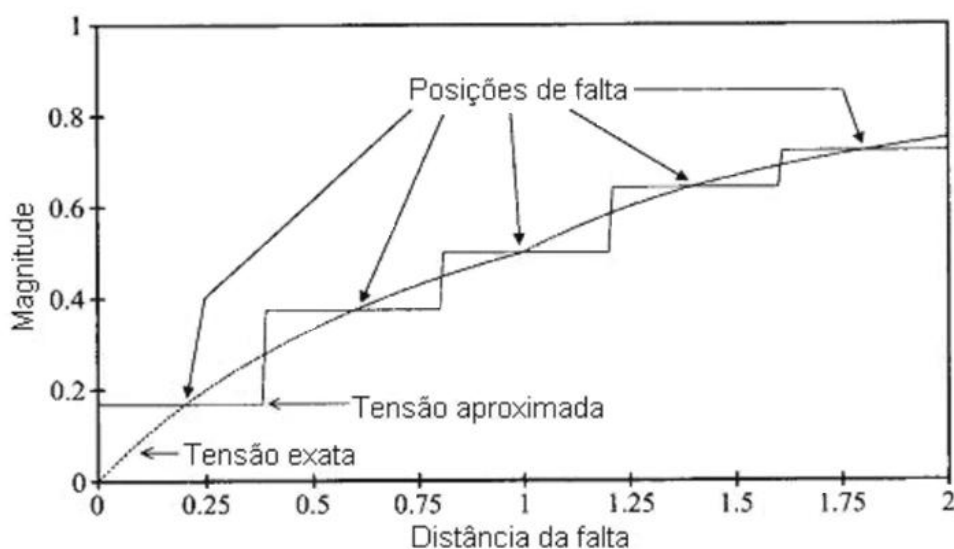


Figura 3.4 - Tensão aproximada em função da distância da falta.

O segundo fator de influência deste método está relacionado à fronteira das posições de falta, ou seja, o quão longe se precisa ir com as faltas no sistema elétrico para manter a precisão dos cálculos de forma a não haver desperdício de tempo de processamento. A Figura 3.5, retirada de Fonseca (1999), representa o contorno das áreas de exposição a um determinado nível de tensão de afundamento provocado por uma falta trifásica no ponto indicado pela seta. Esta representação proporciona uma visão geral de como os eventos se distribuem ao longo do sistema, em função da sua amplitude.

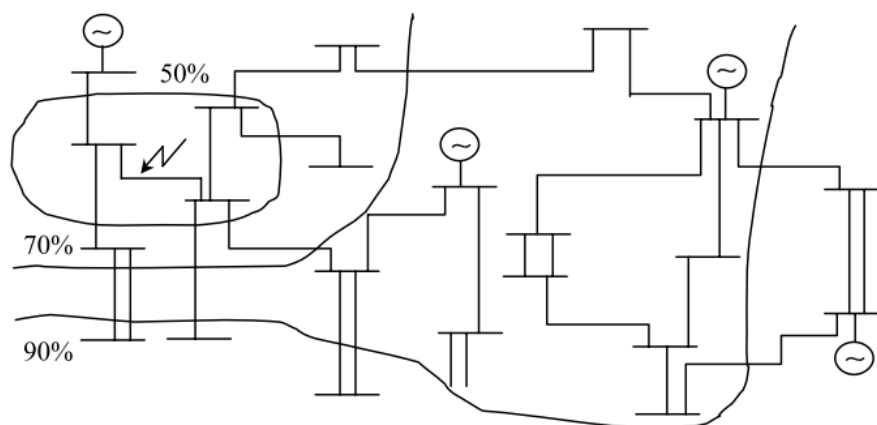


Figura 3.5 - Tensão durante a falha para uma falha no local indicado.

3.3.3 Método de Monte Carlo

O método das posições de falha fornece valores médios em longo prazo que são de extrema importância para atuar como indicadores do desempenho do sistema contra os quais a sensibilidade de equipamentos pode ser comparada. Todavia, valores médios não fornecem qualquer informação da variabilidade do índice. Adicionalmente, divergências são encontradas quando o método das posições de falha é comparado com medições reais (OLIVEIRA, 2008) e (SIKES, 2000).

Devido à grande quantidade de informações e da complexidade de um sistema real, algumas variáveis utilizadas nas simulações devem ser representadas através de funções de distribuição de probabilidade mais adequadas. A arma essencial para a análise de áreas de risco é a simulação de experimentos com base a certas hipóteses estatísticas. De modo a obter a função distribuição de qualquer parâmetro de afundamentos de tensão, a abordagem via simulações de Monte Carlo deve ser utilizada.

A ideia principal é a criação de resultados que levam em conta tantas incertezas quantas forem possíveis. Em outras palavras, um comportamento hipotético em longo prazo é criado para que diversos fatores de incerteza sejam levados em consideração (ALVES;FONSECA, 2001); (OLGUIN, 2005a).

O método de Monte Carlo é um processo de geração de números aleatórios a partir de uma dada função de distribuição de probabilidades (AMASIFEN, 2008). Também é visto como um método que permite emular a realidade, pois pode representar a realidade física e lógica de um sistema real. Por este motivo, o método de Monte Carlo é considerado uma das ferramentas mais poderosas para analisar projetos complexos e extensos.

Este método possibilita representar o maior número possível de características de sistemas reais, e em um tempo extremamente pequeno em relação ao processo real. Contudo, deve-se representar o sistema de forma mais fiel possível para se obter resultados satisfatórios.

A simulação estocástica possui uma ou mais variáveis aleatórias como entrada, que levam a saídas aleatórias. É utilizada quando pelo menos uma das características operacionais é dada por uma função de probabilidade. As saídas devem ser tratadas como estimativas estatísticas das características reais de um sistema.

No método de Monte Carlo realiza-se uma grande quantidade de sorteios para então obter os resultados estatísticos das grandezas de interesse. Para os sorteios deve-se determinar, por exemplo, o trecho da falta, o ponto da falta, o tipo de falta e a resistência de falta. O método resulta em soluções aproximadas, por isso o erro associado nunca é nulo, mas pode ser reduzido com o aumento do número de simulações. Normalmente, um programa computacional é desenvolvido para realizar a repetição dos testes de maneira independente.

O número de anos simulados permite a obtenção de um conjunto de observações para se analisar estatísticas, como por exemplo, a média e a variabilidade dos eventos por ano. Além disso, quanto maior o número de observações, menor é o erro inerente do processo de simulação.

No trabalho de Fonseca (1999) foram feitas simulações com 20 e 120 anos em linhas com tensões de 138 kV, 13,8 kV e 0,48 kV. Foi observada a grande diferença dos resultados ao realizar as simulações, mostrando que se obtém menor erro ao simular por mais tempo. O trabalho ressalta também a diferença de resultado de um caso teste realizado com a simulação de um horizonte de comportamento do sistema durante 1 ano e outro horizonte de 100 anos em que no segundo caso o erro é bem inferior.

Nos testes de reprodução de 120 anos de afundamentos de tensão em um sistema de transmissão, em Oliveira (2004), foi notada a convergência de resultados a partir de 40 anos simulados. Desta convergência, para uma determinada barra monitorada, o valor encontrado para o método do curto-circuito deslizante foi de 35,067 eventos por ano, enquanto que pelo método estocástico o valor foi de 35 ocorrências por ano, mostrando assim quantidades muito próximos para tempos menores de simulação. O autor ressalta que tais conclusões são válidas apenas para o sistema analisado não devendo ser generalizadas. A aplicação foi realizada em sistema de transmissão com 345 kV, 230 kV e 138 kV.

Em Silva (2006) foram simulados o equivalente a 120 anos nas três barras de interesse (duas barras de 69kV e uma de 13,8kV). O autor mostra que os resultados começam a

convergir ao método das posições de falta para períodos de simulação maiores que 30 anos e também destaca que o erro praticamente se estabiliza a partir dos 90 anos do tempo de simulação.

3.3.4 Método Híbrido

Este método, proposto por Amasifen (2008), aplica um procedimento híbrido entre Monte Carlo e Enumeração de Estados para simulações de afundamentos de tensão em sistemas de distribuição.

O método de Monte Carlo emprega um critério de seleção estatística para obtenção do conjunto de combinações de parâmetros. A seleção dos valores das variáveis é feita de forma aleatória. Já no método de Enumeração de Estados, conhecido também como método das Posições de Falta, não realiza a seleção das variáveis de forma aleatória, e sim utiliza de critérios determinísticos, dividindo os valores das variáveis em faixas definidas na obtenção do conjunto de combinações.

Esta metodologia, chamada de híbrida, mescla as vantagens dos dois métodos, já que durante a seleção algumas das variáveis envolvidas são selecionadas de forma aleatória e outras de forma determinística. Desta maneira, agrega-se a rápida obtenção do conjunto de combinações pelo método de Monte Carlo com a observabilidade definida, utilizada no método de Enumeração de Estados.

O conceito do método Híbrido baseia-se em um número preestabelecido de condições de curtos-circuitos e distribui este número uniformemente entre todas as variáveis de acordo com suas respectivas funções de probabilidade. Sendo assim, segue-se uma sequência de passos pré-determinada para a avaliação dos indicadores de desempenho de afundamentos de tensão em um sistema de distribuição.

3.3.4.1 Redução da Rede Real

A redução da rede é um procedimento de agrupamento de nós e trechos, eliminando todos nós fictícios criados somente como artifício de modelagem da rede. Desta maneira, reduz-se o sistema sem comprometer o resultado final na obtenção dos índices de VTCDs e análise de áreas de risco.

O procedimento de redução ocorre através da atualização dos trechos remanescentes, somando as impedâncias e comprimentos dos trechos originais que estiverem em série. Para a redução da rede deve-se obedecer certos critérios de modo a preservar:

- Os transformadores e seus respectivos nós;

- Os nós de derivação;
- Os nós de suprimento e nós de carga;
- Os nós com dois trechos incidentes com bitolas diferentes;
- Os nós onde se encontram instalados dispositivos de proteção.

A taxa de falta equivalente deve ser a média das taxas originais, ponderada pelos comprimentos dos trechos.

A título de ilustração, o sistema elétrico hipotético apresentado na Figura 3.6 e representado novamente na Figura 3.7, pode-se classificar apenas os nós 3 e 6 como fictícios, já que estão entre dois trechos adjacentes e supostamente de bitolas iguais. Vale ressaltar que entre o trecho 2-3 existe um dispositivo de proteção instalado.

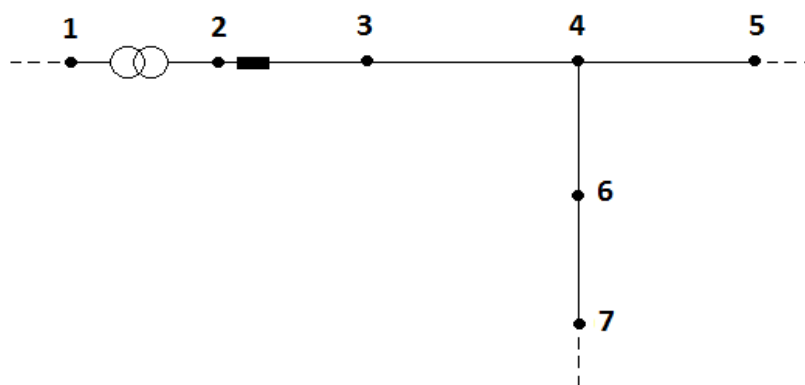


Figura 3.6 - Parte do unifilar de um sistema elétrico com os nós fictícios.

Mais detalhadamente, os conjuntos de trechos 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 4-6 e 6-7 foram reduzidos para os trechos 1-2, 2-4, 4-5 e 4-7. Assim, o sistema é simplificado de maneira que o nó 3 deixa de existir e o trecho 2-4 passa a ter o comprimento e impedância resultante da soma entre os trechos 2-3 e 3-4. Da mesma forma, o trecho 4-7 segue com comprimento e impedâncias iguais à soma dos trechos 4-6 e 6-7.

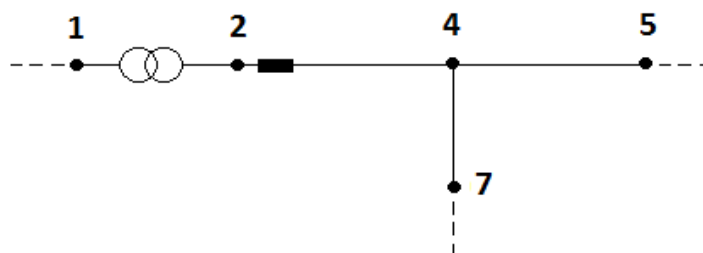


Figura 3.7 - Parte do unifilar de um sistema elétrico sem os nós fictícios.

3.3.4.2 Agrupamento em Função do Comprimento

Depois da redução de rede, deve-se fazer um agrupamento dos valores dos comprimentos dos trechos. Este critério agrupa todos os trechos reduzidos em faixas de comprimentos e esses grupos são adicionados a uma lista chamada de C_{Grupos} .

Do exemplo de rede apresentado na Figura 3.8, o agrupamento é realizado em função dos trechos com comprimento igual, dentro de uma tolerância de 5 m tanto para mais quanto para menos. Por exemplo, os trechos de comprimento 98 m, 99 m, 100 m, 101 m e 102 m são agrupados com comprimento de aproximadamente 100 m, pois têm comprimento entre 95 m e 105 m. Os trechos de 9 m e 11 m são agrupados com comprimentos aproximados de 10 m por estarem entre 5 m e 15 m.

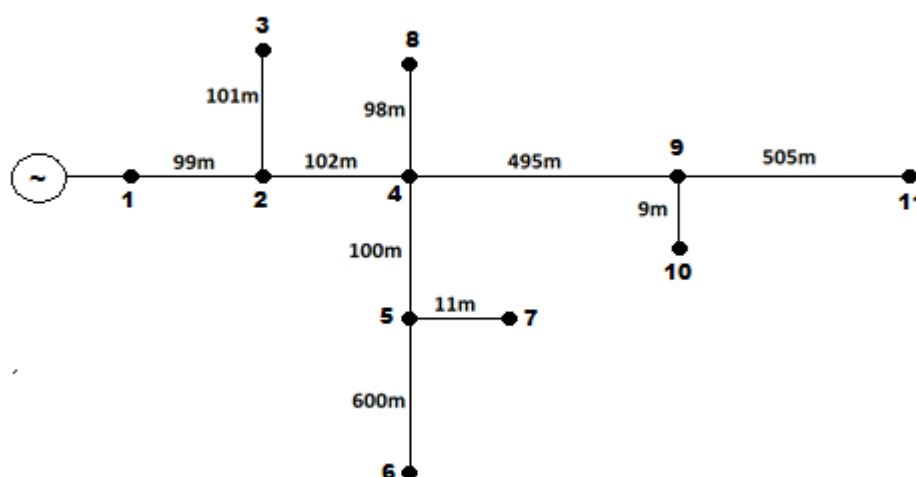


Figura 3.8 - Exemplo de uma rede com seus respectivos comprimentos.

Seguindo essa lógica, os seguintes grupos são obtidos:

- Grupo1: Trechos 1-2, 2-3, 2-4, 4-5, 4-8 (aproximadamente 100 metros);
- Grupo2: Trechos 4-9, 9-11 (aproximadamente 500 metros);
- Grupo3: Trecho 5-6 (600 metros);
- Grupo4: Trechos 5-7, 9-10 (aproximadamente 10 metros).

Para este exemplo, C_{Grupos} é representado por Grupo1, Grupo2, Grupo3 e Grupo4.

3.3.4.3 Grupos Predominantes e Não Predominantes

Existem casos em que o comprimento do grupo é muito pequeno em comparação ao comprimento total da rede. A influência destes grupos em termos de VTCDs será bem menor em comparação aos trechos longos. Com o intuito de reduzir o esforço computacional, os grupos pertencentes à lista C_{Grupos} são realocados em duas listas diferentes, chamadas $C_{\text{Grupos-}}$

Predominantes e $C_{\text{Grupos-NãoPredominantes}}$ relativos aos grupos predominantes e não predominantes respectivamente.

O valor do comprimento de cada grupo é obtido pela equação (3.8):

$$C_{\text{Grupo (i)}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{Grupo (i)}}} C_i \quad (3.8)$$

onde:

$C_{\text{Grupo (i)}}$: valor do comprimento total do grupo i;

C_i : comprimento de cada trecho do grupo i;

$N_{\text{Grupo (i)}}$: número de trechos do grupo i.

Para a realização da seleção de predominância, é utilizado um critério que analisa a relação do valor de cada grupo com o valor do comprimento total da rede, seguindo as equações (3.9) e (3.10):

$$C_{\text{GrupoMínimo}} = P_{\text{mín}} \% \times C_{\text{GrupoTotal}} \quad (3.9)$$

$$C_{\text{GrupoTotal}} = \sum_{i=1}^n C_{\text{Grupo (i)}} \quad (3.10)$$

onde:

$C_{\text{GrupoMínimo}}$: comprimento mínimo para o qual o grupo seja considerado predominante;

n: número total de grupos;

$C_{\text{GrupoTotal}}$: somatório de todos os comprimentos de cada grupo existente;

$P_{\text{mín}} \%$: porcentagem mínima do somatório total dos comprimentos dos grupos existentes.

Os grupos com comprimento menor que $C_{\text{GrupoMínimo}}$ serão realocados para a lista $C_{\text{Grupos-NãoPredominantes}}$ e aqueles com comprimento maior ou igual serão realocados para a lista $C_{\text{Grupos-Predominantes}}$.

Do exemplo apresentado no item anterior foram obtidos quatro grupos:

$$C_{\text{Grupo 1}} = 99 + 101 + 102 + 98 + 100 = 500$$

$$C_{\text{Grupo 2}} = 495 + 505 = 1000$$

$$C_{\text{Grupo 3}} = 600$$

$$C_{\text{Grupo 4}} = 9 + 11 = 20$$

Como comprimento total dos grupos sendo de 2.120 m e o critério de predominância $P_{\text{mín}}\% = 1\%$ (AMASIFEN, 2008), obtém-se que o comprimento mínimo para que um grupo seja considerado predominante é de 21,20 m. Assim, o Grupo 4, de comprimento igual a 20 m, foi realocado para a lista de grupos não predominantes e os demais para a lista de grupos predominantes.

3.3.4.4 Obtenção do conjunto de condições de curtos-circuitos

Após a divisão dos grupos entre predominantes e não predominantes é necessário distribuir o número total de simulações para cada elemento pertencente a cada grupo. Serão empregados diferentes critérios para a distribuição do número de simulações de acordo com a predominância.

Grupos Predominantes

Para o grupo dos predominantes, são apresentadas quatro etapas na obtenção das condições de curtos-circuitos, sendo estas relacionadas à determinação do número de curtos-circuitos por grupo, à distribuição dos tipos de falta, à obtenção das impedâncias de falta e por último ao sorteio da posição de falta.

A) Número de Curtos-Circuitos para Cada Grupo

O número de curtos-circuitos para cada grupo depende do produto do comprimento de cada grupo, em relação ao valor do comprimento total dos grupos existentes na lista C_{Grupos} . Este número de curtos-circuitos em cada grupo é descrito pelas equações (3.11) e (3.12).

$$N_{\text{Total -Curtos}} = \lambda_{\text{Alimentador}} \times C_{\text{GrupoTotal}} \quad (3.11)$$

$$N_{\text{Curtos -Grupo (i)}} = N_{\text{Total -Curtos}} \times \frac{C_{\text{Grupo (i)}}}{C_{\text{GrupoTotal}}} \quad (3.12)$$

onde:

$N_{\text{Total - Curtos}}$: número total de curtos-circuitos a distribuir nos grupos;

$\lambda_{\text{Alimentador}}$: taxa de falta por km por ano para o alimentador sob análise;

$N_{\text{Curtos - Grupo (i)}}$: número de curtos-circuitos correspondente ao grupo i da lista $C_{\text{Grupos-Predominantes}}$;

B) Número de Curtos-Circuitos por Tipo de Falta

Conhecido o valor de $N_{\text{Curtos - Grupo}}$, distribui-se estes números em função do tipo de falta. Neste caso, é considerada a distribuição de probabilidade para cada falta. Este número é obtido de acordo com a equação (3.13).

$$N_{\text{Curtos - TF(t)(i)}} = N_{\text{Curtos - Grupo (i)}} \times \text{Prob}_{(t)} \quad (3.13)$$

onde:

t : índice que indica o tipo de falta (trifásica, fase-terra, dupla fase-terra, fase-fase);

$N_{\text{Curtos - TF(t)(i)}}$: número de curtos-circuitos para o tipo de falta t correspondente ao grupo i ;

$\text{Prob}_{(t)}$: distribuição de probabilidade para o tipo de falta t .

C) Obtenção da Impedância de Falta

Obtido $N_{\text{Curtos - TF(t)(i)}}$, utiliza-se então o método de Enumeração de Estados para obter a distribuição dos valores da impedância de falta. Este critério realiza o fracionamento desta variável em faixas definidas desde zero até um valor máximo condicionado ao tipo de falta de acordo com a equação (3.14).

$$Z_{\text{TipoFalta (t)}} = \frac{(k - 1)}{N_{\text{Curtos - TF(t)(i)}}} \times Z_{\text{FaltaMáx (t)}} \quad (3.14)$$

onde:

i : índice do grupo;

k : índice da faixa $k \in [1, N_{\text{Curtos - TF(t)(i)} + 1]$;

$Z_{\text{FaltaMáx (t)}}$: valor da impedância de falta máxima para t , em Ohm;

$Z_{\text{TipoFalta (t)}}$: valor da impedância para t , em Ohm.

Para o caso das faltas dupla fase-terra, onde existem as impedâncias de defeito entre fases e entre a fase e o terra, o valor da impedância de falta entre fases segue o mesmo procedimento explicado anteriormente. Para as impedâncias de falta entre fase e terra, o valor será obtido aleatoriamente entre zero e o valor máximo.

D) Obtenção da Posição de Falta

Para a obtenção da posição de falta, é necessário escolher o trecho reduzido onde acontecerá a falta dentro do grupo predominante ou não predominante, que está sendo analisado. Esta escolha é feita de forma aleatória como expõe a Figura 3.9.

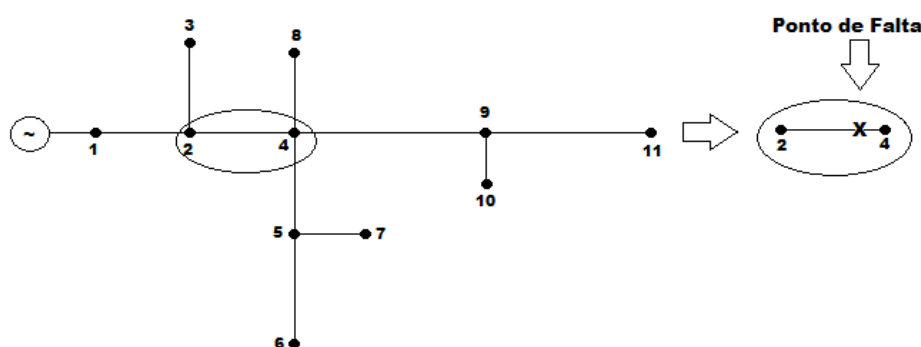


Figura 3.9 - Exemplo de obtenção da posição de falta.

Na Figura 3.9 observa-se que para um grupo de trechos reduzidos, é escolhido aleatoriamente um trecho e posteriormente, a posição exata do curto.

Desta maneira, conhecidos os parâmetros para cada falta, tais como tipo, faixa de impedância de falta e posição, é possível executar um cálculo de curto-circuito e avaliar o efeito desta falta em toda a rede, possibilitando a obtenção dos índices de VTCDs e a análise de áreas de risco.

Grupos Não Predominantes

O grupo dos trechos não predominantes $C_{\text{Grupos-NãoPredominantes}}$, possui um valor de comprimento muito baixo em relação ao comprimento total da rede. Mesmo sendo relativamente baixo o impacto destes trechos na obtenção dos índices de VTCDs, a soma de todos os comprimentos deste grupo pode representar um valor significativo, portanto:

- i) **Número de curtos-circuitos para cada grupo não predominante:** o critério é o mesmo apresentado para o grupo predominante;
- ii) **Número de curtos-circuitos por tipo de falta:** o critério é o mesmo apresentado no item do grupo predominante;
- iii) **Obtenção da impedância e posição de falta:** estas variáveis são obtidas de forma aleatória. No caso da impedância de falta, a variação é uniformemente distribuída de zero até um valor máximo, que depende do tipo de falta. Para o ponto de falta, é utilizado o mesmo procedimento do grupo predominante. O número de sorteios será o mesmo obtido no passo ii.

3.3.4.5 Determinação do Número de Condições de Curtos-Circuitos

O número de simulações necessário durante o estudo de áreas de risco está diretamente relacionado ao número de curtos-circuitos que serão analisados ao longo da rede de distribuição. Para a obtenção deste número, é necessário montar uma formulação que consiga adquirir um valor mínimo de condições de curtos-circuitos, que permita obter uma distribuição adequada para cada variável considerada.

Primeiramente, é identificada conforme demonstrado em (3.15), o valor do menor comprimento dos grupos classificados como predominantes.

$$C_{\text{mín-GPredominante}} = \text{Min}_{i=1}^{N_{\text{Pred}}} (C_{\text{GPredominante (i)}}) \quad (3.15)$$

onde:

N_{Pred} : número de grupos predominantes;

$C_{\text{mín-GPredominante}}$: valor do menor comprimento existente no grupo dos predominantes;

$C_{\text{GPredominante (i)}}$: comprimento total para o grupo predominante i.

Posteriormente, são calculados os fatores para comprimento mínimo e para probabilidade mínima por tipo de falta em (3.16) e (3.17), respectivamente.

$$F_{\text{Comprimento -mínimo}} = \frac{C_{\text{mín-GPredominante}}}{C_{\text{GrupoTotal}}} \quad (3.16)$$

$$F_{\text{Probabilidade -mínima}} = \text{Min}_{m=1}^4 (\text{Distr}_{\text{Prob (m)}}) \quad (3.17)$$

onde:

$F_{\text{Comprimento -mínimo}}$: fator para o comprimento mínimo;

$F_{\text{Probabilidade -mínima}}$: fator para a probabilidade mínima por tipo de falta;

$\text{Distr}_{\text{Prob (m)}}$: distribuição de probabilidade para o tipo de falta m.

Então, é obtido o valor do número de simulações para cada rede, representado por (3.18).

$$N_{\text{Simul -Rede}} = \frac{N_{\text{Mínimo -faixas}}}{F_{\text{Comprim -mín}} \times F_{\text{Prob -mín (t)}}} \quad (3.18)$$

onde:

$N_{\text{Simul -Rede}}$: número de simulações ou de condições de curto-circuito utilizadas;

$N_{\text{Mínimo -faixas}}$: número mínimo de faixas para o fracionamento da impedância de falta.

Por fim, este capítulo apresentou os principais métodos de simulação utilizados para avaliar os eventos de VTCDs. O entendimento destes métodos proporciona uma base de conhecimento para o método proposto no próximo capítulo.

4. PROPOSTA DE METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE VTCDs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 Considerações Iniciais

Grande parte dos trabalhos publicados sobre simulações de VTCDs são baseados em sistemas de transmissão e subtransmissão. Já nos sistemas de distribuição não se encontra muitos estudos acerca da contribuição destas redes em VTCDs, principalmente, por culpa das dificuldades de obtenção de dados para modelagem da rede.

Com base nos métodos de simulação apresentados anteriormente, este capítulo apresenta uma proposta de metodologia para simulação de VTCDs para redes de transmissão, subtransmissão e distribuição, buscando agregar as qualidades identificadas nos procedimentos existentes, sobretudo a utilização do método de simulação de Monte Carlo. Este trabalho busca aprimorar pontos que eram parcialmente ou ainda nem considerados nas propostas anteriores.

Vale salientar que o procedimento ora proposto agrega as seguintes contribuições no contexto de simulações de VTCDs em sistemas de distribuição:

- Redução dos nós fictícios, muito embora isto já tenha sido proposto anteriormente;
- Identificação da área de vulnerabilidade;
- Supressão de trechos da simulação;
- Incorporação do sistema de proteção para obter o parâmetro duração das VTCDs;
- Minimização do tempo de simulação.

As proteções consideradas admitem que as faltas sejam extintas logo na primeira tentativa de atuação das proteções, desconsiderando as funções de religamento dos dispositivos.

4.2 Justificativas para Utilização do Método de Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo é um método numérico poderoso para a exploração e solução de problemas matemáticos através da modelagem de variáveis aleatórias. Em geral, este método fornece soluções aproximadas para um problema, realizando experimentos computacionais de amostragem estatística. Visto que Monte Carlo resulta em soluções aproximadas, o erro associado nunca é nulo, mas pode ser reduzido com o aumento do

número de simulações. Normalmente, um programa computacional é desenvolvido para realizar a repetição das simulações de maneira independente e os resultados finais são manipulados estatisticamente (FISHMAN, 1995).

O fator chave da simulação de Monte Carlo é a utilização de números aleatórios (ou, sendo mais exato, pseudo-aleatórios) para modelar o comportamento de variáveis aleatórias. Ao invés de utilizar apenas o valor médio para modelar certas variáveis, a função distribuição completa é usada para descrever suas características. Certamente, esta modelagem necessita de mais informações acerca do desempenho histórico do sistema (OLGUIN, 2005a); (OLGUIN, 2005b).

A simulação de Monte Carlo aplicada na simulação de VTCDs permite que as diversas variáveis envolvidas nos cálculos sejam representadas por suas distribuições de probabilidades. Seguindo a tendência atual, é recomendado que sejam levadas em consideração tantas incertezas quantas forem possíveis. Normalmente, as simulações de VTCDs utilizando Monte Carlo, consideram as seguintes variáveis: linha ou trecho sob falta, posição, tipo e resistência de falta.

4.3 Proposta de Metodologia

Para a execução das simulações de VTCDs, propõe-se utilizar a metodologia sintetizada no fluxograma apresentado na Figura 4.1.

Os dois primeiros blocos se referem à modelagem dos sistemas a serem estudados.

Muitos dos nós representados nos sistemas de distribuição são fictícios, sendo incluídos apenas como artifício de modelagem e devem ser eliminados com o objetivo de simplificação, sem comprometer, contudo, o resultado final dos indicadores de VTCDs, conforme critérios descritos por Amasifen (2008) em métodos híbridos no capítulo anterior. Nos estudos realizados para este trabalho, foram observados casos em que a retirada dos nós fictícios resulta na redução de um terço dos nós do sistema original e essa diferença pode impactar fortemente no tempo de simulação.

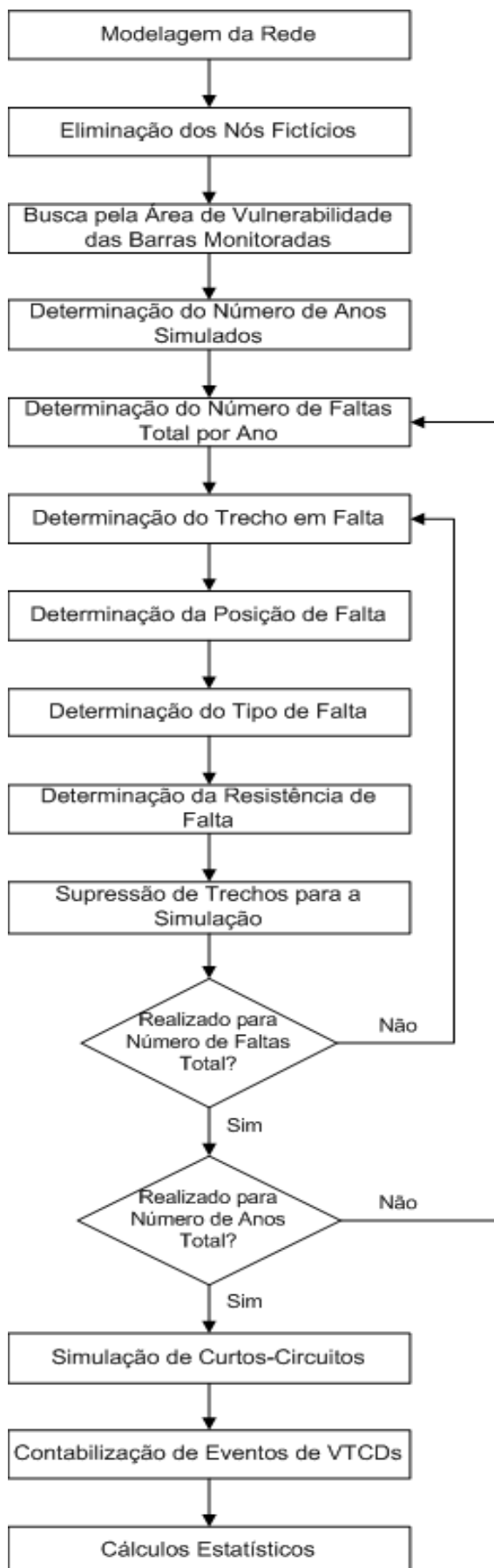


Figura 4.1 - Fluxograma do procedimento de simulação.

4.3.1 Busca pela Área de Vulnerabilidade das Barras Monitoradas

A determinação da área de vulnerabilidade é extremamente importante em estudos estocásticos. Em redes de distribuição, essa identificação minimiza bastante o tempo de simulação, já que conhecidos os trechos que não provocam afundamento de tensão pode-se tomar medidas eficazes que serão vistas nas próximas subseções.

Com o objetivo de se determinar a área de vulnerabilidade de cada barra de interesse, a metodologia proposta estabelece que seja realizada a simulação de curtos-circuitos em todos os nós do sistema, monitorando as tensões em cada barra de interesse. Os nós são classificados da seguinte forma: nós “1” são aqueles que pertencem à área de vulnerabilidade da barra monitorada e nós “0” são aqueles que, mesmo simulando as faltas mais severas, não fazem parte da área de vulnerabilidade. Esta informação será necessária na etapa de supressão dos trechos externos à área de vulnerabilidade.

4.3.2 Determinação do Número de Anos Simulados

Nesta etapa deve-se definir qual é o horizonte de observação do comportamento do sistema através das simulações. Visto que o aumento no número de simulações contribui para a redução dos erros inerentes ao processo das simulações de Monte Carlo, recomenda-se que se estendam estas simulações até que seja atingida uma faixa aceitável para estes erros (OLIVEIRA et al., 2008).

4.3.3 Determinação do Número de Faltas

Para o período de observação desejado, deve-se simular uma quantidade de faltas correspondente de modo a capturar o comportamento do sistema, por exemplo, ao longo de um ano. Assim, o número total de faltas em cada ano simulado, mostrado em (4.1), é obtido a partir da quantidade esperada de faltas em cada trecho de alimentador de distribuição ou linha de transmissão, conforme (4.2).

$$N_{\text{faltas_total}} = \sum_{j=1}^n N_{\text{faltas_trecho_j}} \quad (4.1)$$

$$N_{\text{faltas_trecho_j}} = \lambda_{\text{trecho}} \times L_{\text{trecho_j}} \quad (4.2)$$

onde:

$N_{\text{faltas_total}}$: número total de faltas por ano em toda a rede estudada (faltas/ano);

$N_{\text{faltas_trecho } j}$: número de faltas por ano para o trecho j (faltas/ano);

λ_{trecho} : taxa de falta para o trecho j (faltas/km/ano);

$L_{\text{trecho } j}$: comprimento do trecho j (km).

4.3.4 Determinação do Trecho em Falta

Para a escolha do trecho em falta são considerados todos os trechos dos ramais e alimentadores de distribuição do sistema, além das linhas de transmissão. Suas respectivas probabilidades de ocorrência $P_{\text{trecho } j}$ são mostradas em (4.3).

$$P_{\text{trecho } j} = \frac{N_{\text{faltas_trecho } j}}{N_{\text{faltas_total}}} \quad (4.3)$$

Com o objetivo de ilustrar o método de sorteio do trecho sob falta, a Figura 4.2 apresenta um sistema elétrico hipotético composto por cinco trechos.

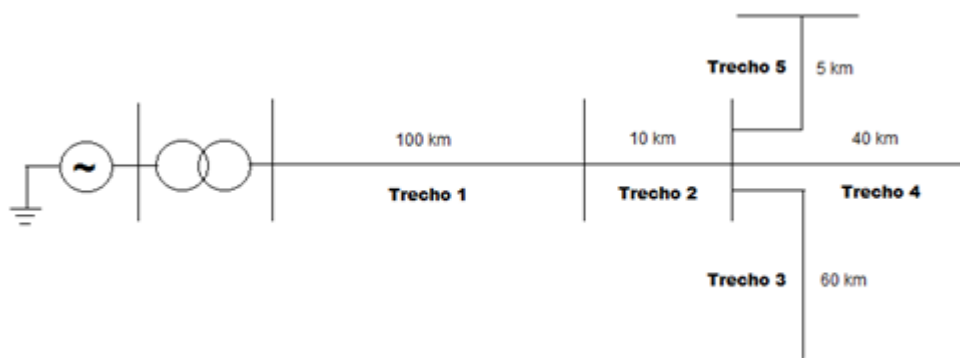


Figura 4.2 - Unifilar de sistema elétrico destacando seus trechos.

Na Figura 4.3 apresenta-se o esquemático dos sorteios dos trechos. Para esta etapa é feito um enfileiramento dos trechos para que o sorteio de um número aleatório entre 0 e 1 determine o trecho escolhido. O processo se repete $N_{\text{faltas_total}}$ vezes. Sendo o trecho 1 com comprimento de 100 km e o trecho 2 com comprimento de 10 km, 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.

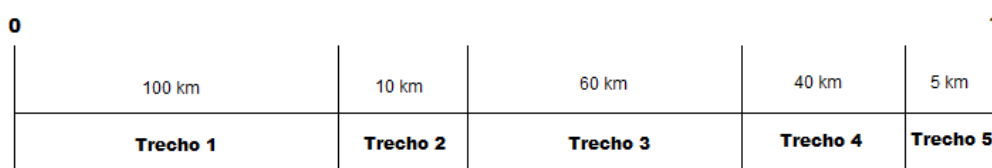


Figura 4.3 - Esquema representativo dos sorteios dos trechos de falta.

Para melhor entendimento, a Figura 4.4 mostra a probabilidade da falta ocorrer em cada trecho do sistema elétrico hipotético.

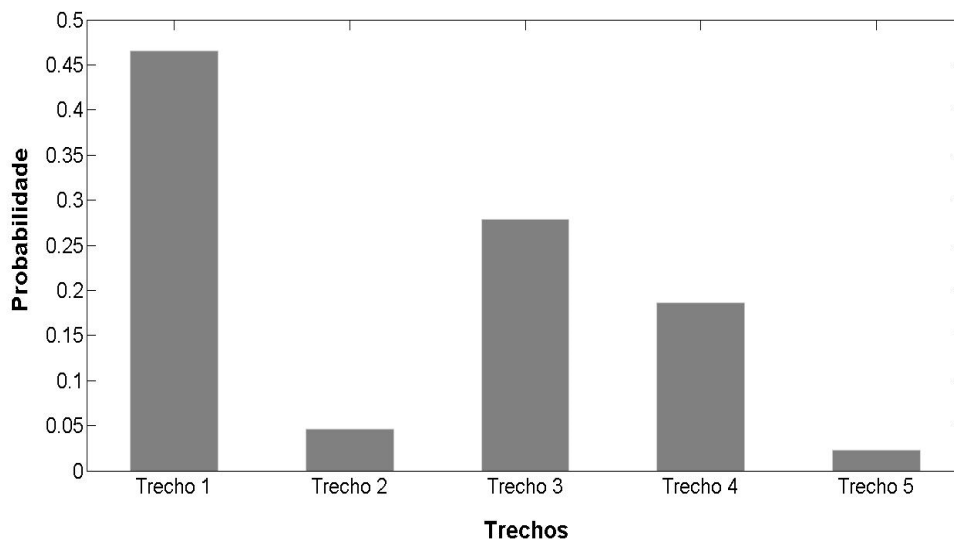


Figura 4.4 - Probabilidades para os trechos do exemplo hipotético

Assim, a partir da função distribuição acumulada, a Figura 4.5 mostra que um sorteio aleatório cujo valor seja 0,66 determina que a falta seja simulada no Trecho 3.

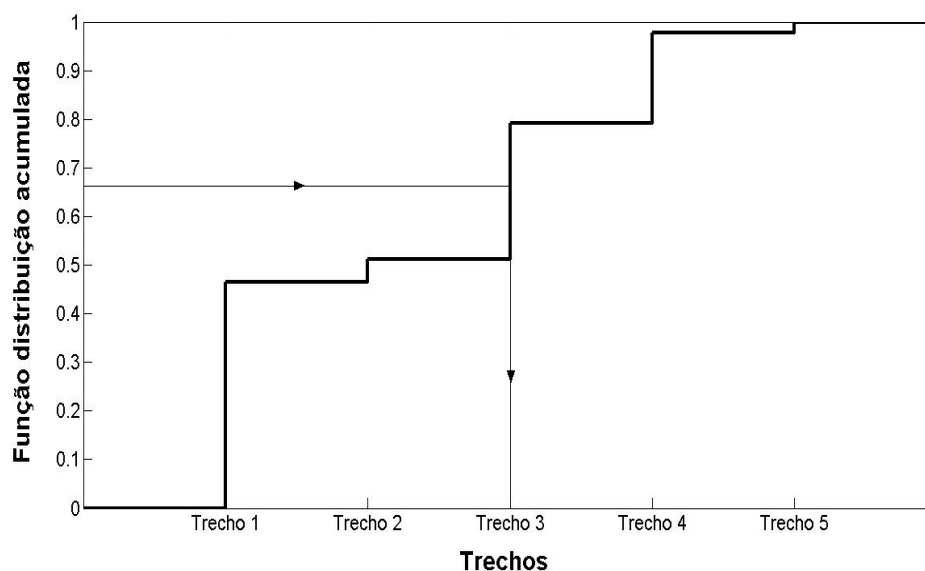


Figura 4.5 - Sorteio do trecho sob falta.

4.3.5 Determinação da Posição de Falta

Com os trechos sorteados, o próximo passo é saber em que ponto de cada trecho será aplicada a falta. Neste sorteio, a condição para uma falta em qualquer ponto do trecho é dada

pela distribuição uniforme, com as posições equiprováveis. Na Figura 4.6 é mostrado um esquema representativo dos sorteios dos pontos de falta.



Figura 4.6 - Esquema representativo dos sorteios dos pontos de falta.

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 (4.4).

$$L_{\text{falta } -j} = L_{\text{trecho } -j} \times \text{Rnd} \quad (4.4)$$

onde:

$L_{\text{falta } -j}$: valor do comprimento entre a barra DE até o ponto de falta j (km);

Rnd: número real aleatório no intervalo $[0,1]$.

4.3.6 Determinação do Tipo de Falta

Conhecido o local, deve-se então determinar o tipo desta falta. Neste trabalho serão sorteados quatro tipos de falta: trifásica, dupla fase-terra, fase-fase e fase-terra. O sorteio do tipo de falta é aleatório, considerando-se a probabilidade de ocorrência de cada um. Assumindo-se, por exemplo, que a falta dupla fase-terra tem menos chance de ocorrer do que a falta fase-terra e que as faltas fase-fase e trifásica têm chances menores ainda, pode-se representar o espaço de possibilidades do sorteio conforme a Figura 4.7.

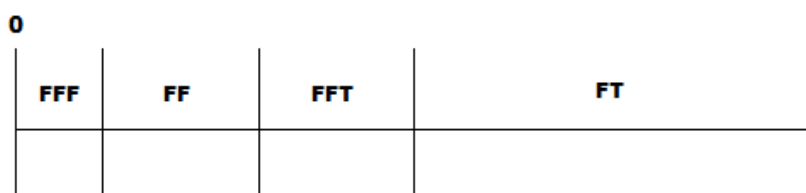


Figura 4.7 - Esquema representativo dos sorteios de tipo de falta.

O tipo de falta é determinado de maneira semelhante ao processo representado na Figura 4.4 e 4.5.

4.3.7 Determinação da Resistência de Falta

Este trabalho considera para a rede de alta tensão a resistência de falta se comportando como uma distribuição normal. Para sistemas de distribuição, a escolha dessa variável é sorteada dentro de um intervalo entre zero e um valor máximo pré-estabelecido de acordo com cada tipo de falta, segundo a distribuição uniforme.

4.3.8 Supressão de Trechos da Simulação

A partir da classificação dos nós pertencentes à área de vulnerabilidade, de acordo com a 1ª etapa desta proposta, esta 8ª etapa visa eliminar nós e trechos, nas redes de distribuição, onde a ocorrência de curtos-circuitos não resulta em VTCDs nas barras monitoradas, reduzindo, como consequência, o tempo de simulação envolvido. Sendo classificadas como “1” aquelas barras pertencentes à área de vulnerabilidade e “0” aquelas que não pertencem, a Figura 4.8 apresenta um esquemático das situações possíveis de se encontrar em cada trecho da rede, assumindo que a fonte está à montante do nó esquerdo, quando se trata de sistemas de distribuição radiais.

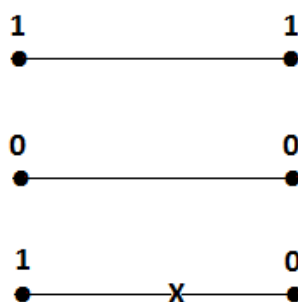


Figura 4.8 - Esquema lógico para supressão de trechos da simulação.

Considerando as três combinações possíveis de nós terminais de cada trecho, pode-se elaborar um algoritmo que desconsidere trechos 0-0 e também a parte X-0 dos trechos 1-0. Vale esclarecer que os trechos excluídos continuam fazendo parte da modelagem da rede, porém, quando o sorteio determina alguma falta neles, ela não é simulada, pois já se sabe previamente que a mesma não resultará em VTCDs nas barras de interesse.

4.4 Procedimento de Simulação

A partir da modelagem da rede e eliminação dos nós fictícios os passos para a simulação podem ser sintetizados da seguinte forma:

1) **Extração da base de dados** - etapa de obtenção de arquivo com informações dos códigos dos nós DE e PARA dos trechos e as outras informações correspondentes a estes, sendo elas: as fases existentes no trecho (ABC, AB, AC, BC, A, B ou C), o valor da tensão em kV, comprimento em km, taxa de falta em faltas/100 km.ano e identificação dos circuitos. Além disso, deve-se adicionar a este arquivo os nós classificados como “0” correspondentes àqueles nós que se encontram fora da área de vulnerabilidade da barra monitorada.

2) **Obtenção das características das faltas** - realização de uma sub-rotina baseada no sorteio de Monte Carlo com entrada do arquivo obtido na etapa anterior e saída de n arquivos correspondentes a n anos de dados de faltas para a simulação. Esta sub-rotina contabiliza o número de faltas a ser gerada e em seguida cria vetores com as informações sorteadas das características das faltas para cada ano, conforme o método proposto. No entanto, só escreve as informações em cada arquivo daquelas faltas cujos trechos são “1-1” ou “1-0”. Em cada arquivo ou ano de simulação deve conter a identificação da barra monitorada e o valor da tensão em kV da mesma, e para cada falta é necessário apresentar os nós DE e PARA, o valor da tensão em kV do trecho sorteado, a porcentagem da linha em que a falta é dada a partir do nó DE, o tipo de falta, a impedância de falta e por fim a identificação do circuito do trecho.

Desta etapa do procedimento, destacam-se três principais partes da sub-rotina realizada para o sistema de distribuição no programa MATLAB, em que foram realizados os exemplos de aplicação do próximo capítulo. A primeira parte indicada trata-se da Figura 4.9 em que é mostrada a entrada de dados.

```
[a,b,all]=xlsread('dados_A1.xlsx');  
  
for k=2:length(all)  
    barrade(k-1,:)=all(k,1);  
    barrapara(k-1,:)=all(k,2);  
    nfases(k-1,:)=all(k,3);  
    tensao(k-1,:)=a(k,4);  
    comprimento(k-1,:)=a(k,5);  
    taxa(k-1,:)=a(k,6);  
    circ(k-1,:)=a(k,7);  
    barranao(k-1,:)=all(k,8);  
end
```

Figura 4.9 - Parte 1 da sub-rotina do MATLAB

A Figura 4.10 mostra a segunda parte em que são apresentados o sorteio do número de faltas e também as variáveis associadas.

```

acumulado=0;
for k=1:length(comprimento)
    taxacomprimento(k)=comprimento(k)*(taxa(k)/100)+acumulado;
    acumulado=taxacomprimento(k);
end
nsorteio=round((comprimento')*(taxa/100));
for s=1:num_anos
    for n=1:nsorteio
        ponto_falta(n,1)=(rand(1)*acumulado);
        if ponto_falta(n,1)<=taxacomprimento(1)
            de_(n,1)=barrade(1);
            para_(n,1)=barrapara(1);
            comprimento_trecho_(n,1)=comprimento(1);
            fases_(n,1)=nfases(1);
            circuito_(n,1)=circ(1);
            valortensao_(n,1)=tensao(1);
            porcentagem_linha_(n,1)=((ponto_falta(n,1))/(taxacomprimento(1)))*100;
            if porcentagem_linha_(n,1)>=99.9
                porcentagem_linha_(n,1)=99.9;
            end
            if porcentagem_linha_(n,1)<=0.1
                porcentagem_linha_(n,1)=0.1;
            end
            tresf_(n,1)=rand;
            bif_(n,1)=rand;
            impedancia_ft_(n,1)=(rand(1)*30);
            impedancia_ff_(n,1)=(rand(1)*20);
            impedancia_fft_(n,1)=(rand(1)*30);
            impedancia_fff_(n,1)=(rand(1)*10);
        else
            for k=2:(length(all))
                if ponto_falta(n,1)<=taxacomprimento(k)
                    de_(n,1)=barrade(k);
                    para_(n,1)=barrapara(k);
                    comprimento_trecho_(n,1)=comprimento(k);
                    fases_(n,1)=nfases(k);
                    circuito_(n,1)=circ(k);
                    valortensao_(n,1)=tensao(k);
                    porcentagem_linha_(n,1)=((ponto_falta(n,1)-taxacomprimento(k-1))/(taxacomprimento(k)-taxacomprimento(k-1)))*100;
                    if porcentagem_linha_(n,1)>=99.9
                        porcentagem_linha_(n,1)=99.9;
                    end
                    if porcentagem_linha_(n,1)<=0.1
                        porcentagem_linha_(n,1)=0.1;
                    end
                    tresf_(n,1)=rand;
                    bif_(n,1)=rand;
                    impedancia_ft_(n,1)=(rand(1)*30);
                    impedancia_ff_(n,1)=(rand(1)*20);
                    impedancia_fft_(n,1)=(rand(1)*30);
                    impedancia_fff_(n,1)=(rand(1)*10);
                    break
                end
            end
        end
    end
end
end
end

```

Figura 4.10 - Parte 2 da sub-rotina do MATLAB

Por fim, a terceira parte mostrada na Figura 4.11 consta da exclusão dos trechos “0-0” dos trechos obtidos na segunda parte.

```

clear
('aux','comp','de','para','fases','circuito','valortensao','porcentagem_linha','tresf','bif','impedancia_ft','impedancia_ff','impedancia_fft','impedancia_fff','t','x','p','w');

w=1;
p=1;
for t=1:length(de_)
    flag1=0;
    flag2=0;
    for x=1:length(barranao)
        if isnan(cell2mat(barranao(x)))
            break;
        end
        if strcmp(de_(t),barranao(x))
            flag1=1;
        end
        if strcmp(para_(t),barranao(x))
            flag2=1;
        end
    end
    if flag1==1&&flag2==1
        aux(w,1)=de_(t);
        aux(w,2)=para_(t);
        comp(w,1)=comprimento_trecho_(t);
        w=w+1;
    else
        de(p,1)=de_(t);
        para(p,1)=para_(t);
        fases(p,1)=fases_(t);
        circuito(p,1)=circuito_(t);
        valortensao(p,1)=valortensao_(t);
        porcentagem_linha(p,1)=porcentagem_linha_(t);
        tresf(p,1)=tresf_(t);
        bif(p,1)=bif_(t);
        impedancia_ft(p,1)=impedancia_ft_(t);
        impedancia_ff(p,1)=impedancia_ff_(t);
        impedancia_fft(p,1)=impedancia_fft_(t);
        impedancia_fff(p,1)=impedancia_fff_(t);
        p=p+1;
    end
end
end

```

Figura 4.11 - Parte 3 da sub-rotina do MATLAB

O ANEXO B mostra nas Figuras B.3 e B.4 a janela do MATLAB apresentando a sub-rotina criada para os sorteios das faltas e também um modelo de arquivo gerado nesta etapa.

3) **Simulação das faltas** - a simulação das faltas é feita a partir da leitura dos arquivos criados no item anterior. Nesta simulação é gerado um arquivo para cada ano com os resultados das faltas, informando as características destas, as tensões de fase em p.u. e a duração da primeira atuação da proteção, ou seja, sem considerar religamento. A tensão pré-falta considerada é de 1 p.u..

No ANEXO B é apresentado entre as Figuras B.5 e B.7 como realiza a simulação desta etapa do procedimento através do *software* de simulação utilizado neste trabalho e também destaca o modelo de arquivo gerado pelo mesmo.

4) **Contabilização das VTCDs** - realização de uma sub-rotina para contabilização das faltas que provocaram afundamentos de tensão e elevações de tensão. Nesta etapa são quantificados os eventos de VTCDs de cada ano, obtendo então n valores para cada um dos tipos de eventos para cada barra monitorada. Para os afundamentos de tensão, a contabilização é mostrada através da tabela ONS modificada e também por uma tabela comparativa destacando a contribuição de cada sub-sistema: transmissão e subtransmissão, distribuição local e distribuições remotas. Já para as elevações de tensão a contagem é realizada apenas em uma tabela ONS modificada por se tratar de eventos com menos frequência de ocorrência.

5) **Tratamento Estatístico** - obtidas as quantidades de afundamentos e elevações de tensão, o tratamento estatístico deve ser realizado. Os resultados obtidos são mostrados sob a forma de histogramas junto de outras estatísticas inerentes à distribuição dos dados. Também procede-se a comparação das curvas de regressão das medições com as simulações, obtidas a partir das curvas de frequências acumuladas de duração e magnitude. O procedimento da regressão avalia a proximidade dos resultados reais e simulados.

Por fim, após apresentação da proposta de metodologia de simulação, no próximo capítulo são mostrados exemplos de aplicação utilizando o método em questão. Além disso, é efetuada uma análise para validação dos resultados de simulações com as medições de um período de um ano.

5. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

5.1 Considerações Iniciais

Esse capítulo apresenta resultados de simulação de VTCDs em dois sistemas reais e tem como objetivo principal aplicar a metodologia proposta no capítulo 4.

Os sistemas reais em questão se tratam das empresas Escelsa e Bandeirante do grupo EDP. Os dados utilizados fazem parte de um projeto de P&D de ambas as empresas, a FUPAI e a UNIFEI. As simulações são realizadas em parte das redes de transmissão, subtransmissão e distribuição das empresas citadas. Na distribuição da Escelsa são utilizadas duas subestações com uma barra secundária em cada, enquanto que na distribuição da Bandeirante a simulação foi realizada em uma subestação com três barras.

O estudo é estruturado em dois cenários para cada um dos cinco pontos monitorados. Ambos os cenários simulam as redes de transmissão e subtransmissão com as mesmas taxas de falta, enquanto que na rede de distribuição as taxas são diferentes. A Figura 5.1 mostra um esquema representativo de um unifilar para melhor entendimento da obtenção das taxas de falta em cada um dos cenários.

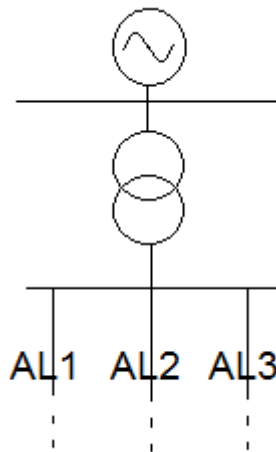


Figura 5.1 - Unifilar representativo para explicação dos cenários

No cenário 1 a taxa de falta é obtida pela média de todos os alimentadores conectados em cada barra monitorada. Assim, a taxa anual deste cenário para o exemplo mostrado na Figura 5.1 é dada pela equação (5.1).

$$\lambda_{\text{Barra}} = \frac{N_{\text{Eventos_AL1}} + N_{\text{Eventos_AL2}} + N_{\text{Eventos_AL3}}}{L_{\text{AL1}} + L_{\text{AL2}} + L_{\text{AL3}}} \times 100 \quad (5.1)$$

onde:

λ_{Barra} : taxa de falta definida pelo cenário 1 (faltas/100 km.ano);

$N_{\text{Eventos_AL1}}$, $N_{\text{Eventos_AL2}}$ e $N_{\text{Eventos_AL3}}$: número de desligamentos nos alimentadores 1, 2 e 3 respectivamente;

L_{AL1} , L_{AL2} e L_{AL3} : comprimento total dos alimentadores 1, 2 e 3, respectivamente (km).

Já no cenário 2, é adotada uma taxa de falta individualizada para cada alimentador, conforme mostrado nas equações (5.2), (5.3) e (5.4) baseadas, na representação da Figura 5.1.

$$\lambda_{\text{AL1}} = \frac{N_{\text{Eventos_AL1}}}{L_{\text{AL1}}} \times 100 \quad (5.2)$$

$$\lambda_{\text{AL2}} = \frac{N_{\text{Eventos_AL2}}}{L_{\text{AL2}}} \times 100 \quad (5.3)$$

$$\lambda_{\text{AL3}} = \frac{N_{\text{Eventos_AL3}}}{L_{\text{AL3}}} \times 100 \quad (5.4)$$

onde:

λ_{AL1} , λ_{AL2} e λ_{AL3} : taxa de falta definida pelo cenário 2 (faltas/100 km.ano);

Por fim, este trabalho visa simular faltas e quantificar o número de afundamentos e elevações de tensão nas redes modeladas. As durações dos eventos são também levadas em consideração. Também serão comparados os resultados de cem anos de simulações com um ano das medições realizadas em cada barra monitorada, para então verificar a aderência dos resultados obtidos por estes caminhos.

5.2 Escolha do Software de Simulação

Para a simulação de curtos-circuitos, quantificação de afundamentos e elevações de tensão e análise das durações é necessário um *software* que seja capaz de calcular muitos curtos-circuitos monitorando a tensão nas três fases de uma determinada barra e também ofereça a possibilidade de modelar a rede e as principais funções de proteção de forma a extrair as durações dos eventos.

O ANAFAS é um programa computacional para cálculo de curtos-circuitos que permite a execução de grande número de faltas, inclusive deslizantes, e resultados orientados a pontos de falta ou de monitoração. Possui também serviços auxiliares como cálculo de equivalentes e

estudo de superação de equipamentos. A versão integrada ao SAPRE dispõe de editor gráfico de diagramas (CEPEL, 2006).

O ANAFAS permite também execução em *Batch*, através de arquivo com *script* em linguagem própria, com todos os recursos do programa disponíveis. O *script* contém uma sequência de comandos que serão realizados pelo programa, como abrir arquivos, executar estudos, salvar os resultados em qualquer local desejado. A execução neste modo auxilia na realização de tarefas repetitivas e permite que um usuário guarde ou compartilhe com outros seu arquivo de comandos, de forma a manter registro exato do que foi feito.

Para as atividades deste trabalho, o ANAFAS aliado ao SAPRE foram úteis durante a modelagem da base de dados de alta tensão. Entretanto, apesar de vários pontos positivos, para este trabalho não se mostrou adequado já que a proposta de inserir proteção para obtenção das durações dos eventos de VTCDs não é atendida pelo mesmo.

Nos estudos realizados, a simulação, tal como a modelagem da rede e a configuração dos dados de proteção foram feitos a partir do 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). Além disso, é a evolução do software ASPEN OneLiner cuja finalidade é voltada apenas para sistemas de transmissão. A chegada do DistriView propiciou a expansão dos estudos para redes de distribuição.

Este recente *software* foi desenvolvido para sistemas que possuem componentes monofásicos, bifásicos e trifásicos, permite a representação de barras de subestações, nós de distribuição, linhas de distribuição (monofásica, bifásica e trifásica), chaves (de dois e três terminais), transformadores de dois enrolamentos, transformadores de três enrolamentos, transformadores de distribuição, reguladores de tensão, cargas localizadas e distribuídas por seção, shunts: capacitores, reatores e filtros de harmônicos, geradores e motores síncronos, geradores e motores de indução (monofásicos e trifásicos) e transformadores de aterramento (ASPEN, 2011).

A escolha do *software* DistriView foi atribuída à sua eficácia diante de uma grande quantidade de faltas e também pela capacidade de captura das durações dos eventos. Além disso, também foi escolhido diante da facilidade na interface gráfica para modelagem do sistema e da proteção. Algumas caixas de diálogos são mostradas no ANEXO A e B para exemplificar as entradas de dados no sistema e também para o procedimento de simulação, respectivamente.

5.3 Características do Sistema da Escelsa em Estudo

A Figura 5.2 mostra a topologia do diagrama unifilar destacando os sistemas considerados da Escelsa, sendo o sistema acima a transmissão e subtransmissão, o sistema abaixo mais a direita a rede de distribuição da subestação A e o lado esquerdo a rede de distribuição da subestação B. O sistema de transmissão e subtransmissão utilizado para esta simulação consta de 242 linhas em 2932 km. Do total de comprimento, 1577 km são de linhas de 138 kV, 901 km são de linhas de 69 kV e 454 km são de linhas de 34 kV.

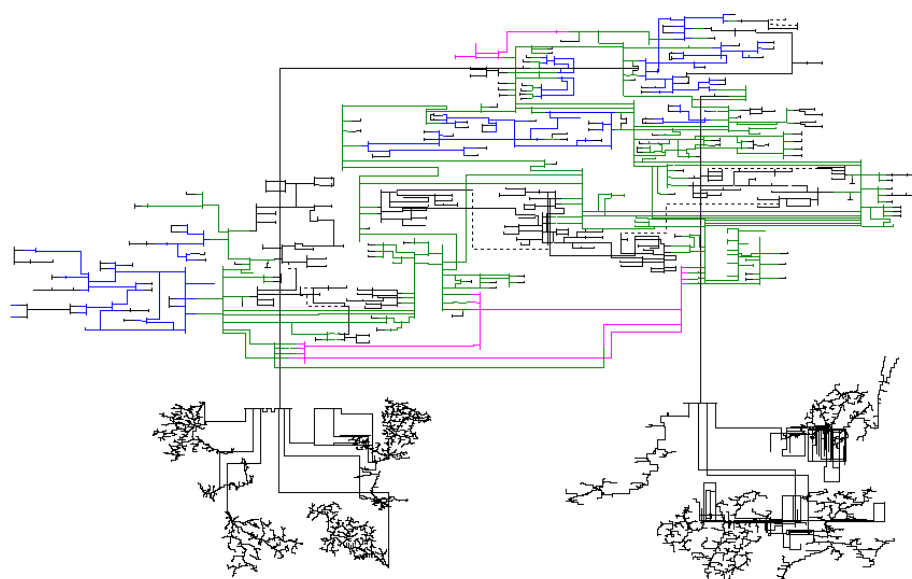


Figura 5.2 - Topologia do diagrama unifilar destacando as redes de transmissão, subtransmissão e distribuição utilizadas na simulação da Escelsa.

A Figura 5.3 mostra mais detalhes sobre as subestações em questão. O unifilar da esquerda representa a subestação A com uma barra de 13,8 kV e quatro alimentadores. Já o unifilar da direita apresenta a subestação B com duas barras de 13,8 kV acopladas a dois transformadores de três enrolamentos. De acordo com a ligação das chaves na subestação, observa-se que ambas as barras estão interligadas, o que, do ponto de vista de VTCDs, as tornam uma só contendo seis alimentadores. Além disso, vale ressaltar que os alimentadores da Escelsa têm como principais características o longo comprimento e também a predominância em áreas rurais.

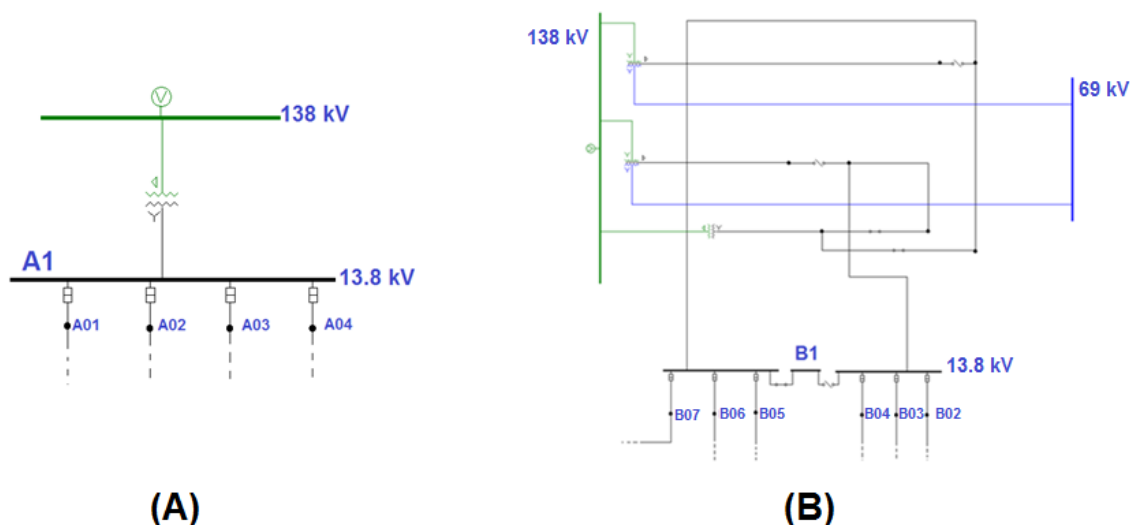


Figura 5.3 - Diagrama unifilar das subestações da Escelsa utilizadas nas simulações.

Nas Tabelas 5.1 e 5.2 são mostrados parâmetros de entrada importantes para a simulação. Na Tabela 5.1 as informações apresentadas se tratam das taxas de falta das redes de transmissão e subtransmissão obtidas a partir de dados de ocorrências enviados pela concessionária. Nessa mesma tabela são mostradas as distribuições percentuais entre os tipos de falta para todos os níveis de tensão do estudo.

Tabela 5.1 - Taxa de falta (faltas/100 km.ano) para simulações na rede da Escelsa.

Nível de Tensão	Taxa de Falta	Fase-Terra	Bifásica-Terra	Bifásica	Trifásica
138 kV	2,33	75%	13%	10%	2%
69 kV	6,34	58%	25%	11%	6%
34,5 kV	43,13	70%	15%	10%	5%
13,8 kV	(*)	78%	10%	9%	3%

(*) informação tratada na Tabela 5.2

A Tabela 5.2 apresenta as taxas de falta calculadas para o nível de tensão de 13,8 kV, os comprimentos dos subsistemas considerados e as respectivas quantidades de faltas aplicadas por ano. O número de faltas por ano é obtido através do produto da taxa de falta e o comprimento do local estudado, conforme discutido no capítulo 4.

Tabela 5.2 - Dados de taxa de falta (faltas/100 km.ano) por barra e por alimentador, comprimento dos subsistemas e número total de faltas por ano da Escelsa.

	Dados para cada subsistema de 13,8 kV		
	Taxa de Falta	Comprimento (km)	Número total de faltas por ano
Barra A1	206,68	862,0	1782
Barra B1	174,26	1893,0	3299
Alimentador A01	254,17	44,0	112
Alimentador A02	144,01	318,0	458
Alimentador A03	236,42	163,0	385
Alimentador A04	141,88	337,0	478
Alimentador B02	129,31	580,0	750
Alimentador B03	427,40	32,0	137
Alimentador B04	99,73	514,0	513
Alimentador B05	155,77	270,0	421
Alimentador B06	205,73	131,0	270
Alimentador B07	144,76	366,0	530

A taxa de falta identificada na Tabela 5.2 é resultado da média de três anos consecutivos entre 2010 e 2012. Cada ano dessa taxa foi determinado a partir da soma de duas parcelas. Uma das parcelas se trata da taxa de falta aqui intitulada de longa duração que foi determinada a partir de registros de desligamentos nas linhas da empresa com tempo superior a 3 minutos. A outra parcela, a taxa de falta denominada de curta duração, foi obtida através de eventos agregados em até 3 minutos vindos da comunicação de religadores da barra da subestação e da rede de distribuição.

Assim, conforme explicado anteriormente para o exemplo da Figura 5.1, as taxas de falta para cada ano, representada pelo cenário 1, são obtidas através das equações (5.5), (5.6) e (5.7).

$$\lambda_{\text{Barra}} = \lambda_{\text{Barra_LD}} + \lambda_{\text{Barra_CD}} \quad (5.5)$$

$$\lambda_{\text{Barra_LD}} = \frac{N_{\text{Eventos_AL1_LD}} + N_{\text{Eventos_AL2_LD}} + N_{\text{Eventos_AL3_LD}}}{L_{\text{AL1}} + L_{\text{AL2}} + L_{\text{AL3}}} \times 100 \quad (5.6)$$

$$\lambda_{\text{Barra_CD}} = \frac{N_{\text{Eventos_AL1_CD}} + N_{\text{Eventos_AL2_CD}} + N_{\text{Eventos_AL3_CD}}}{L_{\text{AL1}} + L_{\text{AL2}} + L_{\text{AL3}}} \times 100 \quad (5.7)$$

onde:

$\lambda_{\text{Barra_LD}}$: taxa de falta de longa duração definida pelo cenário 1 (faltas/100 km.ano);

$\lambda_{\text{Barra_CD}}$: taxa de falta de curta duração definida pelo cenário 1 (faltas/100 km.ano);

$N_{\text{Eventos_AL1_LD}}$, $N_{\text{Eventos_AL2_LD}}$ e $N_{\text{Eventos_AL3_LD}}$: número de eventos que ocorreram desligamentos de longa duração nos alimentadores 1, 2 e 3 respectivamente;

$N_{\text{Eventos_AL1_CD}}$, $N_{\text{Eventos_AL2_CD}}$ e $N_{\text{Eventos_AL3_CD}}$: número de eventos que ocorreram desligamentos de curta duração nos alimentadores 1, 2 e 3 respectivamente.

Já para o cenário 2, a taxa é definida pelas equações (5.8) e (5.9) para o alimentador 1. Para os outros alimentadores o procedimento é o mesmo.

$$\lambda_{\text{AL1}} = \lambda_{\text{AL1_LD}} + \lambda_{\text{AL1_CD}} \quad (5.8)$$

$$\lambda_{\text{AL1}} = \left(\frac{N_{\text{Eventos_AL1_LD}}}{L_{\text{AL1}}} + \frac{N_{\text{Eventos_AL1_CD}}}{L_{\text{AL1}}} \right) \times 100 \quad (5.9)$$

onde:

$\lambda_{\text{AL1_LD}}$: taxa de falta de longa duração definida pelo cenário 2 no alimentador 1 (faltas/100 km.ano);

$\lambda_{\text{AL1_CD}}$: taxa de falta de curta duração definida pelo cenário 2 no alimentador 1 (faltas/100 km.ano);

A resistência de falta na simulação do sistema de transmissão e subtransmissão é sorteada através da função distribuição normal com média de 5 Ohms e desvio-padrão de 1 Ohm. Já na rede de distribuição, a resistência de falta é sorteada pela função distribuição uniforme entre zero e um valor máximo. Esse valor máximo é atribuído para cada tipo de falta, sendo 10 Ohms para faltas 3LG, 30 Ohms para faltas 2LG, 20 Ohms para faltas 2L e 30 Ohms para faltas do tipo LG.

5.4 Características do Sistema da Bandeirante em Estudo

A Figura 5.4 mostra a topologia do diagrama unifilar destacando os sistemas de transmissão localizado mais abaixo na figura e a rede distribuição da subestação C da Bandeirante. As linhas de transmissão de 88 kV contabilizam 212 km em 219 trechos.

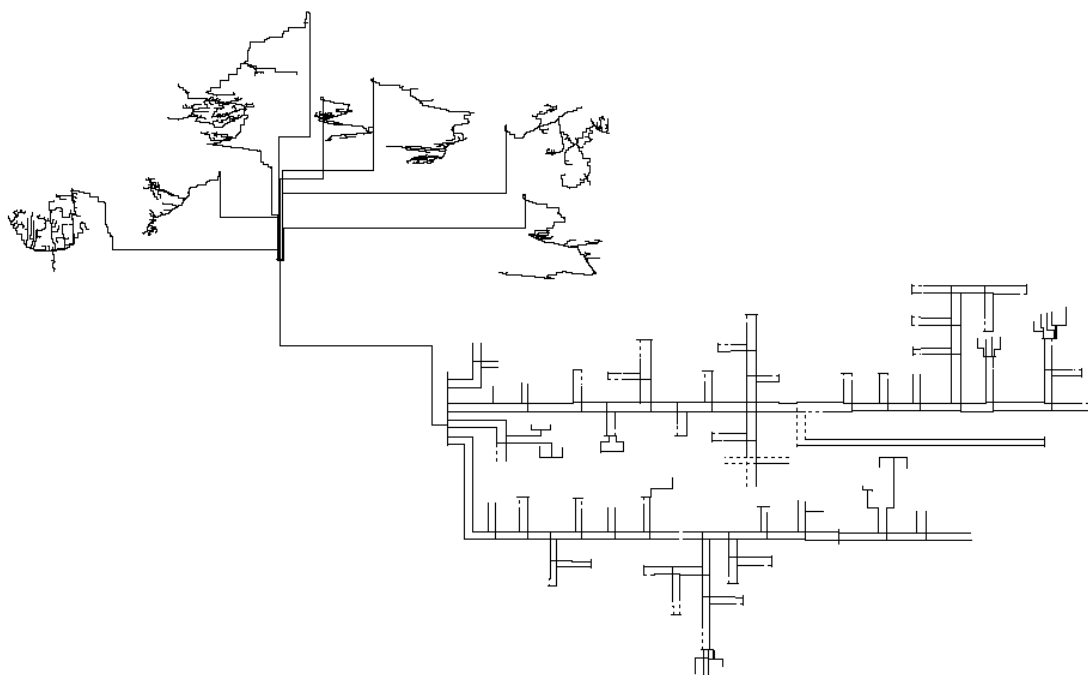


Figura 5.4 - Topologia do diagrama unifilar destacando as redes de transmissão e distribuição utilizadas na simulação da Bandeirante.

A Figura 5.5 mostra o diagrama unifilar da subestação C da Bandeirante. Essa subestação consta de três barras de 13,8 kV, a barra C1 com dois alimentadores e as barras C2 e C3 com três alimentadores cada. Além disso, os alimentadores da Bandeirante são de comprimentos curtos comparados aos da Escelsa e estão localizados em regiões predominantemente industriais.

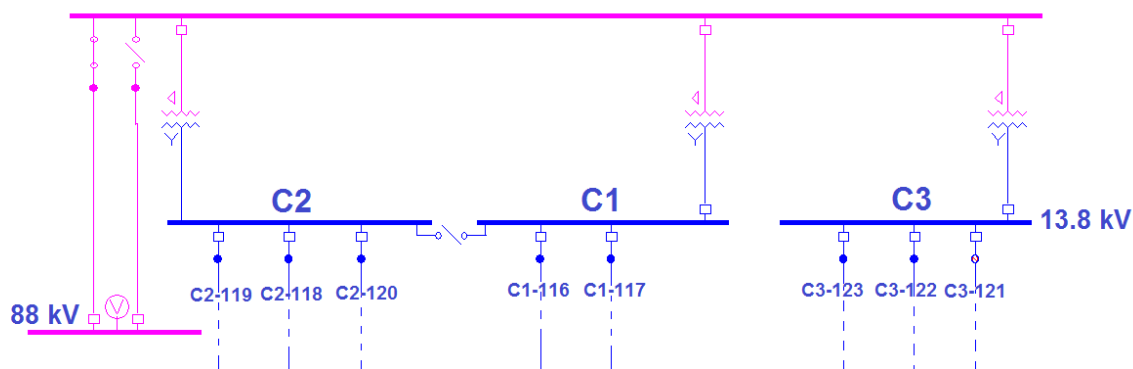


Figura 5.5 - Diagrama unifilar da subestação da Bandeirante utilizada nas simulações.

O sistema da Bandeirante segue o mesmo procedimento de obtenção de parâmetros de entrada da Escelsa, sendo assim, seguem nas Tabelas 5.3 e 5.4 as taxas de falta com sua

distribuição percentual entre os tipos de falta, comprimentos em km dos subsistemas e o número de faltas aplicadas por ano.

Tabela 5.3 - Taxa de falta (faltas/100 km.ano) para simulações na rede da Bandeirante.

Nível de Tensão	Taxa de Falta	Fase-Terra	Bifásica-Terra	Bifásica	Trifásica
88 kV	2,98	73%	17%	6%	4%
13,8 kV	(**)	78%	10%	9%	3%

(**) informação tratada na Tabela 5.4

Tabela 5.4 - Dados de taxa de falta (faltas/100 km.ano) por barra e por alimentador, comprimento dos subsistemas e número total de faltas por ano da Bandeirante.

	Dados para cada subsistema de 13,8 kV		
	Taxa de Falta	Comprimento (km)	Número total de faltas
Barra C1	1258,27	45,0	566
Barra C2	813,48	28,0	228
Barra C3	1295,71	48,0	622
Alimentador C1-118	844,47	20,0	169
Alimentador C1-119	1005,52	20,0	201
Alimentador C1-120	602,43	5,0	30
Alimentador C2-116	589,38	14,0	83
Alimentador C2-117	564,83	14,0	79
Alimentador C3-121	716,44	12,0	86
Alimentador C3-122	735,74	15,0	110
Alimentador C3-123	1005,52	21,0	211

5.5 Apresentação dos Resultados

Os primeiros resultados, para medições e simulações, são mostrados em tabelas no padrão do ONS (2009) para contagem dos eventos por faixas de amplitude e duração.

A tabela utilizada neste trabalho, para afundamentos de tensão, contém três modificações com relação ao formato original. A primeira delas consiste em adicionar uma coluna para eventos cuja duração esteja entre 0,5 ciclo e 1 ciclo. Esta modificação foi realizada devido à existência de muitos eventos com durações dentro deste intervalo. A segunda modificação foi acrescentar uma faixa de duração entre 1 e 3 minutos, visto que a definição de VTCDs pelo PRODIST (2014) prevê até este limite. Na terceira sugestão, a faixa de duração que, na proposta do ONS, contempla eventos com duração entre 1 ciclo e 300 ms, foi dividida em duas, por concentrar boa parte dos eventos registrados. Assim, a primeira

parte apresenta eventos entre 1 ciclo e 100 ms e a segunda entre 100 e 300 ms, permitindo uma melhor visualização destes resultados. Já o modelo de tabela apresentada, para elevações de tensão, contém apenas as duas últimas sugestões descritas anteriormente. Os modelos das tabelas de afundamentos e elevações de tensão são mostrados nas Tabelas 5.5 e 5.6.

Tabela 5.5 - Modelo da tabela de contabilização de afundamentos de tensão.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.80 - 0.85]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.70 - 0.80]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.60 - 0.70]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.50 - 0.60]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.40 - 0.50]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.30 - 0.40]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.20 - 0.30]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[0.10 - 0.20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 5.6 - Modelo da tabela de contabilização de elevações de tensão.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Posteriormente, são mostradas as variações da quantidade de eventos obtidos das simulações, para os afundamentos de tensão, de cada cenário, no período de 100 anos que é destacada na cor azul. Além disso, é apresentada a evolução da média, na cor vermelha, de acordo com o crescimento do número de anos simulados. A Figura 5.6 mostra um exemplo deste gráfico.

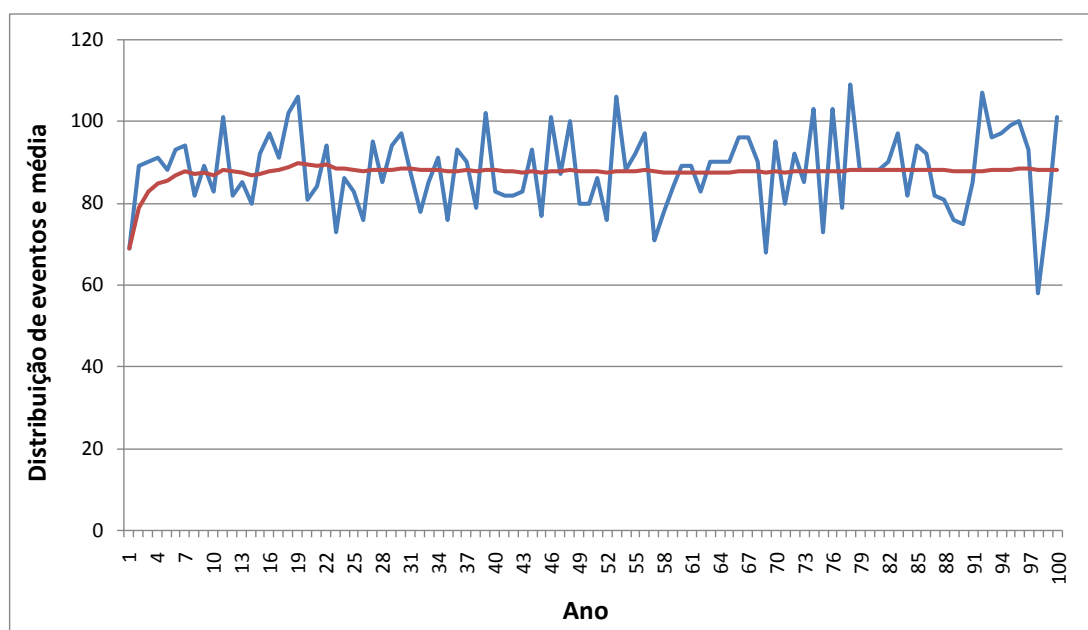


Figura 5.6 - Distribuição anual de afundamentos de tensão

Em seguida, apresentam-se as tabelas com a contribuição de afundamentos de tensão de cada subsistema, a saber, transmissão e subtransmissão como primeira contribuição, distribuição local e também a contribuição dos sistemas de distribuição remotos. Para cada contribuição são apresentados os valores mínimo, médio e máximo no período de simulação. A distribuição remota trata dos trechos de alimentadores da subestação vizinha ou de alimentadores de outras barras da mesma subestação do ponto monitorado em estudo, que pode contribuir com eventos de afundamentos de tensão. Como exemplo, a Tabela 5.7 mostra a apresentação de resultados para o cenário 1. Para o cenário 2 procede de forma semelhante, no entanto, trata as informações por alimentadores.

Tabela 5.7 - Exemplo de tabela com as contribuições de cada subsistema

	Contribuição de cada subsistema		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão			
Subestação Local			
Subestação Remota			

Por fim, são obtidas as informações estatísticas de cada simulação e também da comparação destas com a medição da barra monitorada, para os eventos de afundamentos de tensão. Estas estatísticas são discutidas mais adiante.

Os eventos de elevações de tensão não tiveram o mesmo tratamento de dados dos eventos de afundamentos de tensão já que esses são raros de ocorrer, por isso foram apresentados apenas no padrão de tabela do ONS.

5.5.1 Resultados para o Sistema da Escelsa

Como já comentado anteriormente, os resultados da Escelsa serão apresentados para as barras A1 e B1 das subestações A e B, respectivamente. Ambas as subestações têm suas respectivas redes de distribuição como remotas uma da outra.

5.5.1.1 VTCDs na Barra A1

A Tabela 5.8 apresenta a medição de eventos de afundamentos de tensão que foram agregados temporalmente em um período de até três minutos. Conforme pode ser observado, foram registrados 83 eventos com uma concentração na região de magnitudes próximas de 0,9 p.u. e durações entre meio ciclo e 300 ms. Essa medição que ocorreu durante um ano pode ser

utilizada como base de referência para os dois cenários de simulações apresentados a seguir.

Tabela 5.8 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra A1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	6	10	12	6	0	0	0	0	34
(0.80 - 0.85]	11	4	3	2	0	2	0	1	23
(0.70 - 0.80]	6	0	4	0	2	2	0	0	14
(0.60 - 0.70]	1	0	1	1	0	0	0	0	3
(0.50 - 0.60]	0	0	0	0	5	0	0	0	5
(0.40 - 0.50]	0	0	0	0	1	0	0	0	1
(0.30 - 0.40]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.20 - 0.30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
[0.10 - 0.20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0.10	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Subestação A Medição	24	14	23	9	8	4	0	1	83

A Tabela 5.9 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão considerando 100 anos de simulações. Este resultado foi obtido a partir da utilização das taxas de falta do cenário 1. A tabela mostra o valor médio de 88,81 eventos de afundamentos de tensão por ano, com concentração nas faixas de magnitude entre 0,7 p.u. e 0,9 p.u. e na duração entre 0,5 ciclo e 300 ms.

Tabela 5.9 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	3.92	18.52	2.64	1.37	1.88	7.23	1	0	36.56
(0.80 - 0.85]	3.06	7.96	2.03	0.69	1.36	4.08	0.02	0	19.2
(0.70 - 0.80]	2.97	6.03	1.69	0.66	2.45	2.14	0	0	15.94
(0.60 - 0.70]	2.35	3.48	0.24	0.09	2.07	0.04	0	0	8.27
(0.50 - 0.60]	1.92	1.74	0.95	0.12	1.61	0	0	0	6.34
(0.40 - 0.50]	0.05	0.52	0.42	0.11	0.41	0	0	0	1.51
(0.30 - 0.40]	0	0.29	0.01	0.01	0.05	0	0	0	0.36
(0.20 - 0.30]	0	0.21	0.04	0	0.02	0	0	0	0.27
[0.10 - 0.20]	0	0.1	0	0	0	0	0	0	0.1
<0.10	0	0.26	0	0	0	0	0	0	0.26
Subestação A Cenário 1	14.27	39.11	8.02	3.05	9.85	13.49	1.02	0	88.81

Na Figura 5.7 é apresentado o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média. Esse gráfico, que permite observar a variabilidade dos eventos ano a ano, foi obtido através das simulações do cenário 1, ou seja, com a taxa definida por barra. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 58 e 109 afundamentos por ano, com média tendendo a 89 eventos.

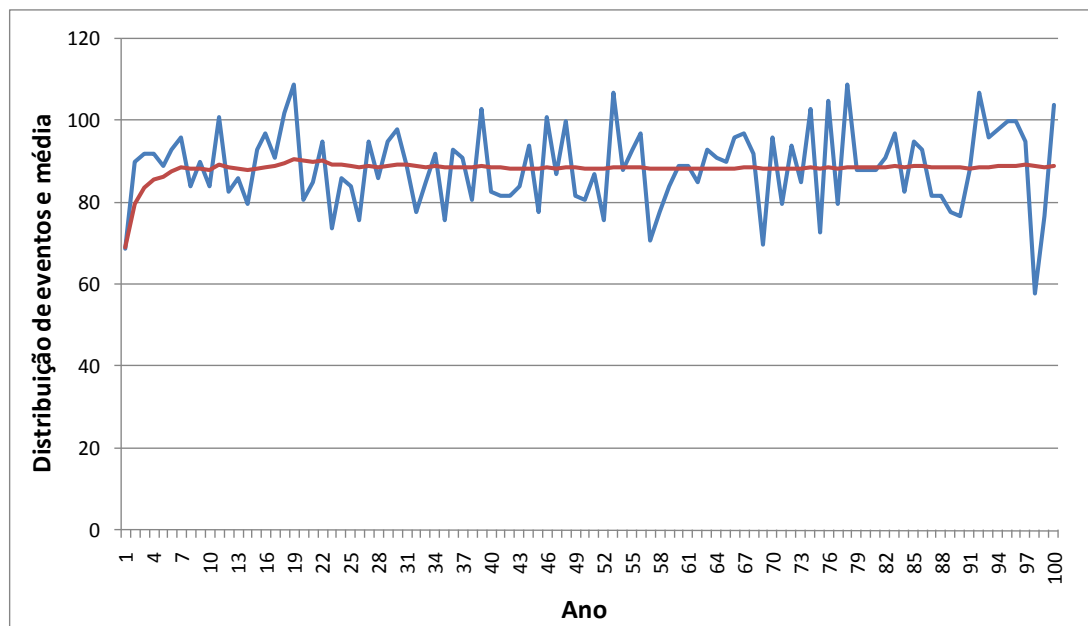


Figura 5.7 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 1.

A Tabela 5.10 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra A1 do cenário 1. Nota-se que a maior contribuição vem por parte da rede de distribuição local e é praticamente desprezível a contribuição do subsistema remoto.

Tabela 5.10 - Contribuições com afundamentos de tensão em A1 - Cenário 1.

	Contribuição de cada subsistema na Barra A1		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	19	30,28	44
Subestação A (local)	39	57,77	74
Subestação B (remota)	0	0,76	3

Adiante são tratados os resultados do cenário 2. A Tabela 5.11 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão em 100 anos simulados. A tabela apresenta valor médio de 81,95 eventos por ano, com concentrações de dados semelhantes ao cenário 1.

Tabela 5.11 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	3.08	17.74	2.29	1.37	1.94	6.59	0.72	0	33.73
(0.80 - 0.85]	2.48	7.6	1.42	0.36	1.57	3.37	0.02	0	16.82
(0.70 - 0.80]	3.01	5.79	1.47	0.38	2.43	2.16	0	0	15.24
(0.60 - 0.70]	2.38	3.45	0.14	0.07	2.26	0.02	0	0	8.32
(0.50 - 0.60]	1.6	1.76	0.5	0.22	1.47	0	0	0	5.55
(0.40 - 0.50]	0.03	0.52	0.14	0.08	0.53	0	0	0	1.3
(0.30 - 0.40]	0	0.29	0.04	0.01	0.04	0	0	0	0.38
(0.20 - 0.30]	0	0.21	0.02	0	0.02	0	0	0	0.25
[0.10 - 0.20]	0	0.1	0	0	0	0	0	0	0.1
<0.10	0	0.26	0	0	0	0	0	0	0.26
Subestação A Cenário 2	12.58	37.72	6.02	2.49	10.26	12.14	0.74	0	81.95

Já a Figura 5.8 apresenta o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média para o cenário 2. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 58 e 98 afundamentos por ano, com média tendendo a 82 eventos. Os valores destes resultados são um pouco inferiores aos do cenário 1.

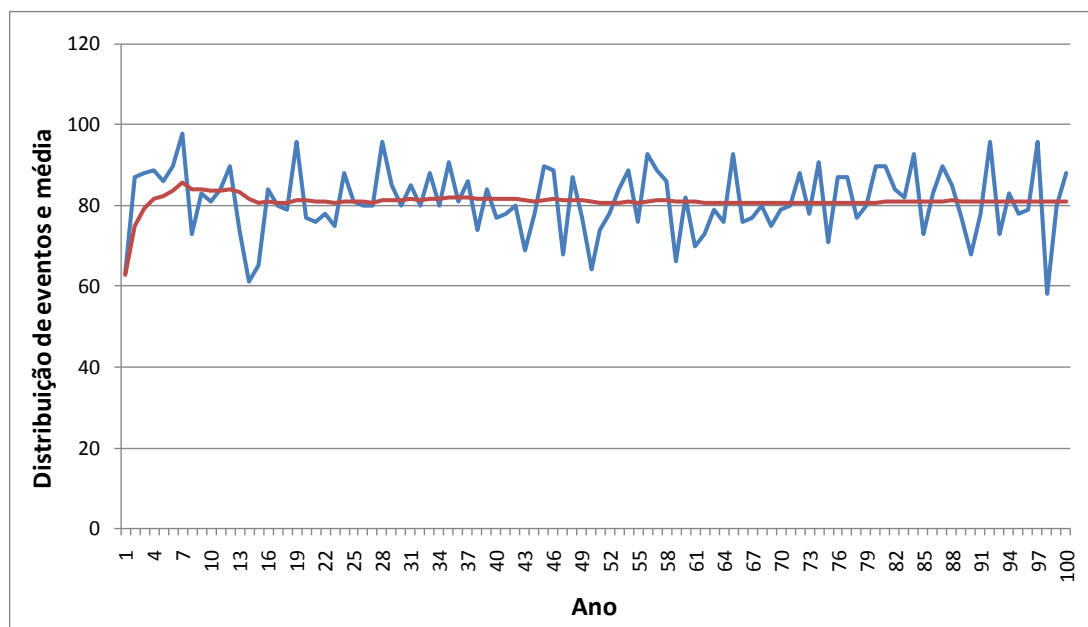


Figura 5.8 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra A1 – Cenário 2.

A Tabela 5.12 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra A1 do cenário 2. Nota-se que a maior contribuição vem por parte dos alimentadores locais, também podendo se considerar a contribuição dos subsistemas remotos.

Tabela 5.12 - Contribuições com afundamentos de tensão em A1 - Cenário 2.

	Contribuição de cada subsistema na Barra A1		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	19	30,28	44
Alimentador A01 (local)	0	3,16	9
Alimentador A02 (local)	8	16,47	24
Alimentador A03 (local)	12	22,05	34
Alimentador A04 (local)	2	9,05	17
Alimentador B02 (remoto)	0	0,13	1
Alimentador B03 (remoto)	0	0,29	2
Alimentador B04 (remoto)	0	0,04	1
Alimentador B05 (remoto)	0	0,24	2
Alimentador B06 (remoto)	0	0,14	2
Alimentador B07 (remoto)	0	0,1	2

Comparação dos Cenários com as Medições

Os histogramas apresentados na Figura 5.9 comparam os resultados das simulações de afundamentos de tensão de cada cenário. As informações mostradas no lado esquerdo se tratam das simulações do cenário 1 e as do lado direito se referem ao cenário 2.

Observa-se que, para a barra monitorada A1, o cenário 1 se mostra muito mais parecido com a função distribuição normal do que o cenário 2. Porém pelo teste de Anderson-Darling, ambos são considerados normais pelo P-value maior que 0,05. Além disso, as simulações contêm a medição, com os seus 83 eventos, dentro da região de maior concentração de eventos.

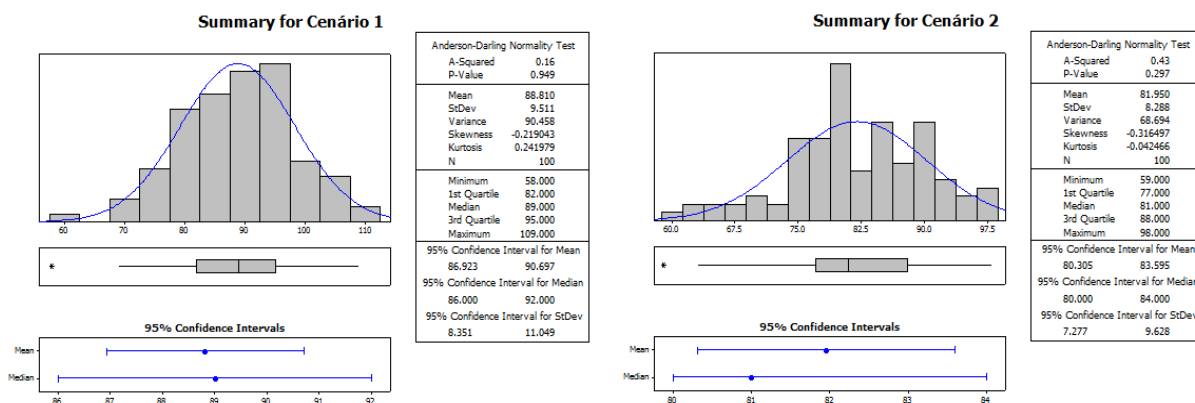


Figura 5.9 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra A1.

A Figura 5.10 mostra os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude dos cenários comparados com a medição. O lado esquerdo trata dos gráficos de valor absoluto, enquanto que o lado direito trata dos valores relativos. Comparando os dois gráficos verifica-se a proximidade das simulações o que mostra aderência dos resultados.

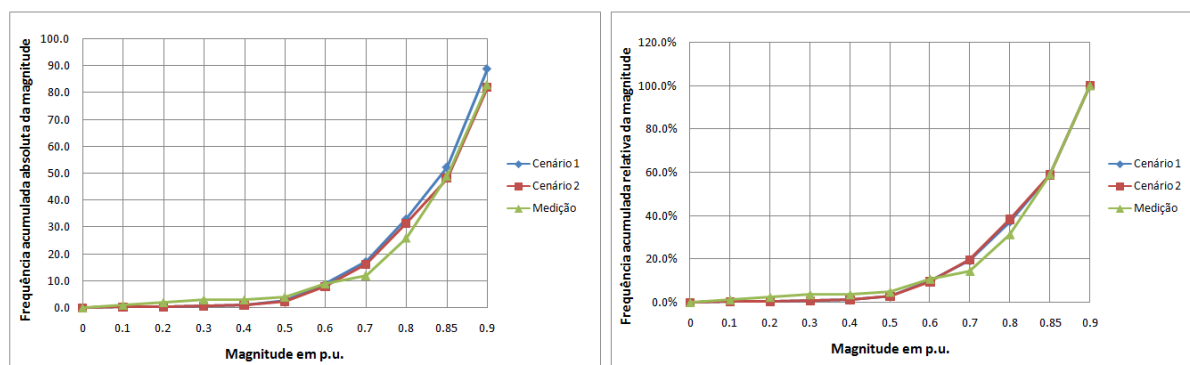


Figura 5.10 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em A1.

Já a Figura 5.11 apresenta os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de duração dos cenários comparados com a medição. O lado esquerdo trata dos gráficos de valor absoluto, enquanto que o lado direito trata dos valores relativos. Comparando os dois gráficos verifica-se a proximidade das simulações. Na frequência acumulada relativa, as curvas dos dois cenários são absolutamente coincidentes.

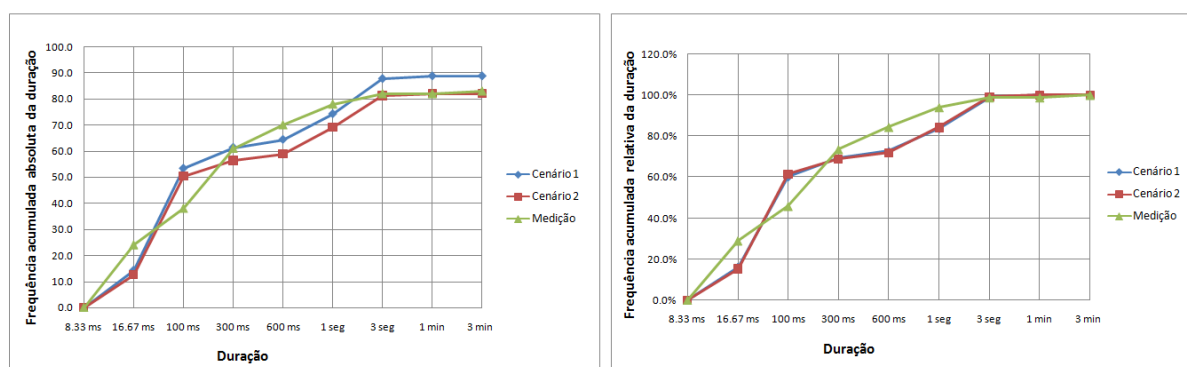


Figura 5.11 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em A1.

No entanto, os gráficos mostrados anteriormente não permitem, de maneira objetiva, analisar a validação recíproca da medição e simulação. Sendo assim, é proposta uma análise de regressão, uma técnica estatística para a modelagem e a investigação de relações entre duas ou mais variáveis (MONTGOMERY; RUNGER, 2003). Esta técnica é melhor explicada no ANEXO C.

A validação foi realizada tanto para as frequências acumuladas absolutas quanto relativas de magnitude e duração de ambos os cenários. Desta forma, tratou-se de calcular a regressão das simulações (curva preta) e seus respectivos intervalos de confiança e previsão. Em seguida, é verificado se a curva de regressão da medição (curva azul) permanece dentro do intervalo de previsão das simulações (linhas verdes).

Os intervalos foram calculados pela simulação visto que é este estudo que contém 100 anos diferentes do comportamento dos eventos de VTCDs. Diante disto, a medição, que ocorre apenas em um cenário de um ano, deve estar dentro desse universo de possibilidades para que a validação seja confirmada. Os cálculos estatísticos realizados foram feitos no *software* Minitab 16 (2010).

Os valores de R^2 ajustado foram mostrados para todos os cenários e barras monitoradas na Tabela 5.39 para visualização geral. Para todos estes, foram realizadas as análises residuais através de testes de hipóteses e verificou-se a normalidade na distribuição dos erros e também

a variância constante. Estas são condições indispensáveis para a condução dos testes através de regressão.

As Figuras 5.12 a 5.15 mostram as curvas de regressão da simulação e medição para o processo de validação. Em cada figura são mostradas as curvas absolutas e relativas, respectivamente. Para tanto, foram utilizados os mesmos dados da frequência acumulada das Figuras 5.10 e 5.11 para montagem do diagrama de dispersão.

A Figura 5.12 mostra que a magnitude do cenário 1 é validada tanto para os dados absolutos quanto relativos. A curva de medição, cor azul, se encontra dentro do intervalo de previsão e isto significa que a base de dados simulada é coerente com a base de dados medida.

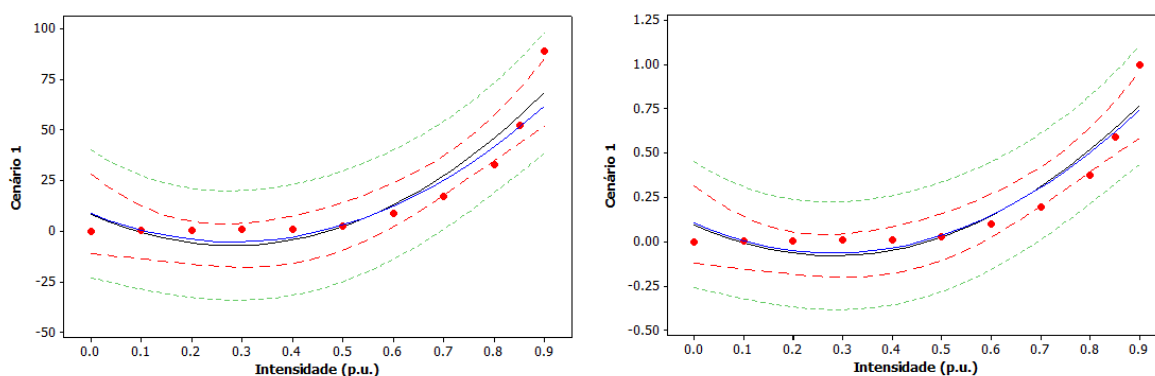


Figura 5.12 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em A1 – Cenário 1.

A Figura 5.13 mostra a validação da magnitude do cenário 2 para os dois gráficos apresentados, o que implica dizer que também há coerência nas bases de dados simulada e medida.

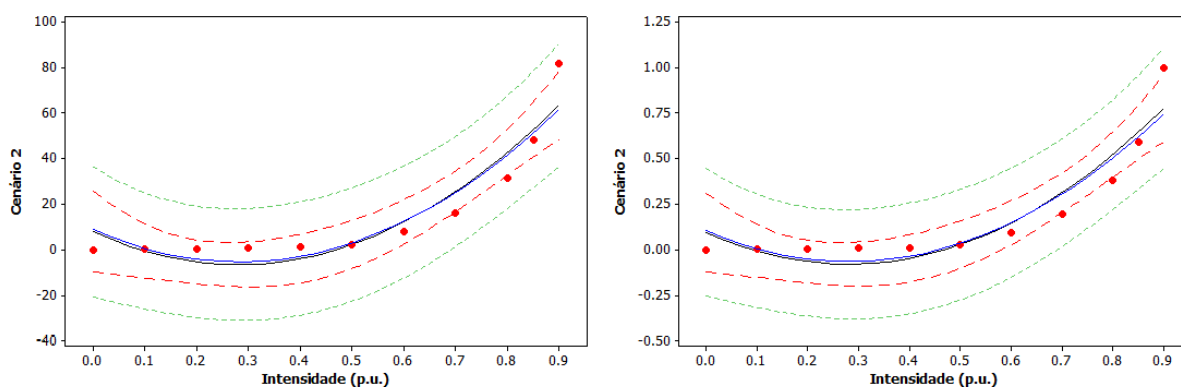


Figura 5.13 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em A1 – Cenário 2.

Já a Figura 5.14 mostra a validação da duração para o cenário 1. Esta validação mostra a coerência nos ajustes da proteção.

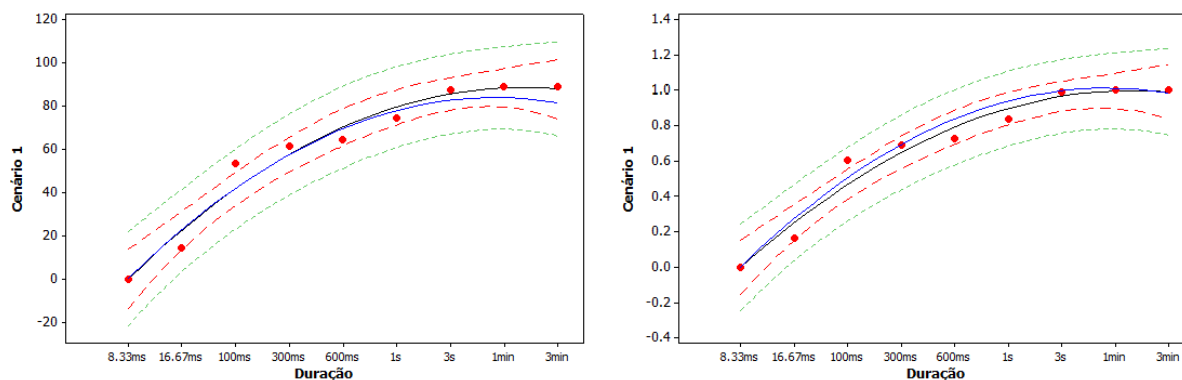


Figura 5.14 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em A1 – Cenário 1.

Da mesma forma que a figura anterior, a Figura 5.15 também valida a duração para o cenário 2.

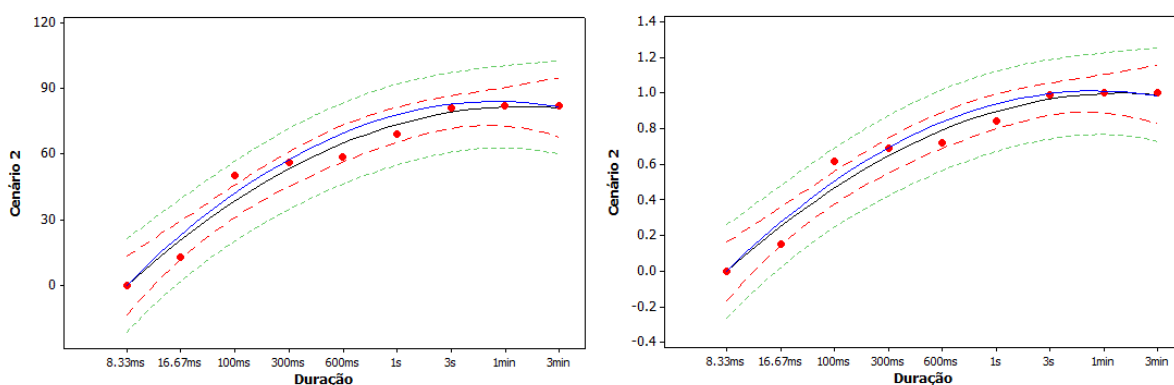


Figura 5.15 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em A1 – Cenário 2.

Por fim, nas simulações de ambos os cenários, para esta barra monitorada A1, não foram encontrados eventos de elevações de tensão, nem mesmo nas medições.

5.5.1.2 VTCDs na Barra B1

A Tabela 5.13 contempla a medição de eventos de afundamentos de tensão na barra B1. Estes eventos também foram agregados temporalmente em um período de até três minutos. Conforme pode ser observado, foram registrados 118 eventos com uma concentração na região de magnitudes entre 0,7 p.u. e 0,9 p.u. e durações entre meio ciclo e 100 ms. Tal como apresentado para a barra A1, essa medição é utilizada como base de referência para os dois cenários de simulação.

Tabela 5.13 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra B1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	16	7	2	3	2	1	0	0	31
(0.80 - 0.85]	12	3	6	1	2	3	0	0	27
(0.70 - 0.80]	11	8	2	3	1	4	0	0	29
(0.60 - 0.70]	4	1	3	0	3	2	0	0	13
(0.50 - 0.60]	0	2	0	0	2	0	0	0	4
(0.40 - 0.50]	0	0	2	0	3	0	0	0	5
(0.30 - 0.40]	0	1	0	4	0	0	0	0	5
(0.20 - 0.30]	0	0	2	1	1	0	0	0	4
[0.10 - 0.20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subestação B Medição	43	22	17	12	14	10	0	0	118

A Tabela 5.14 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão considerando 100 anos de simulações. Este resultado foi obtido a partir da utilização das taxas de falta do cenário 1. A tabela mostra o valor médio de 123,79 eventos de afundamentos de tensão por ano, com concentração nas faixas de magnitude entre 0,7 p.u. e 0,9 p.u. e na duração entre 0,5 ciclo e 300 ms.

Tabela 5.14 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	7.34	17.04	22.42	0.96	0.84	1.35	0.02	0	49.97
(0.80 - 0.85]	4.77	6.71	9.57	0.66	0.55	0.26	0	0	22.52
(0.70 - 0.80]	4.56	5.62	10.01	1.11	1.19	0.19	0	0	22.68
(0.60 - 0.70]	2.33	3.25	5.28	0.58	0.44	0	0	0	11.88
(0.50 - 0.60]	1.6	2.08	3.79	0.7	0.37	0	0	0	8.54
(0.40 - 0.50]	1.2	1.26	2.07	1.44	0.22	0	0	0	6.19
(0.30 - 0.40]	0.08	0.43	0.2	0.13	0.03	0	0	0	0.87
(0.20 - 0.30]	0	0.4	0.03	0.05	0.02	0	0	0	0.5
[0.10 - 0.20]	0	0.3	0.02	0	0.01	0	0	0	0.33
<0.10	0	0.29	0	0	0.02	0	0	0	0.31
Subestação B Cenário 1	21.88	37.38	53.39	5.63	3.69	1.8	0.02	0	123.79

Na Figura 5.16 é apresentado o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média. Esse gráfico, que permite observar a variabilidade dos eventos, foi obtido através das simulações do cenário 1, ou seja, com a taxa definida por barra. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 95 e 156 afundamentos por ano, com média tendendo a 124 eventos.

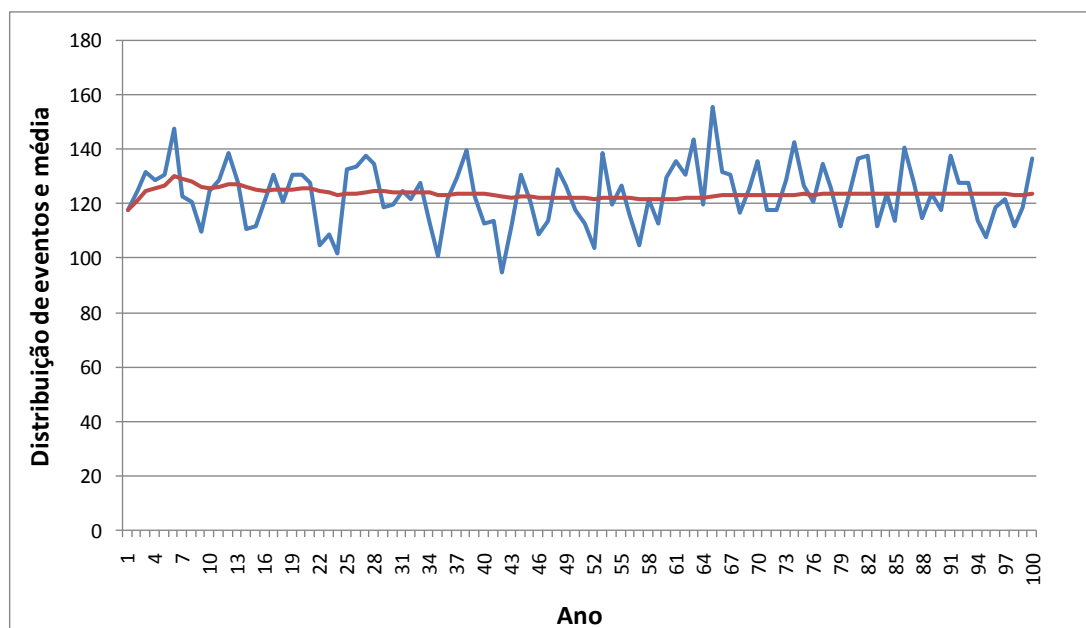


Figura 5.16 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 1.

A Tabela 5.15 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra B1 do cenário 1. Observe que a maior contribuição vem por parte da rede de distribuição local enquanto que uma insignificante contribuição se origina no subsistema remoto.

Tabela 5.15 - Contribuições com afundamentos de tensão em B1 - Cenário 1.

	Contribuição de cada subsistema na Barra B1		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	19	33,29	48
Subestação B (local)	68	89,45	112
Subestação A (remota)	0	1,05	4

Adiante são tratados os resultados do cenário 2. A Tabela 5.16 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão em 100 anos simulados. A tabela apresenta o valor médio de 128,02 eventos por ano, com dados concentrados para a magnitude entre 0,7 p.u e 0,9 p.u. e entre meio ciclo a 600 ms para a duração.

Tabela 5.16 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67)ms	(16.67 - 100)ms	(100 - 300)ms	(300 - 600)ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	8.85	16.61	6.66	3.96	5.58	5.63	1.83	0	49.12
(0.80 - 0.85]	5.47	6.54	3.55	2.42	2.59	2.23	0	0	22.8
(0.70 - 0.80]	5.31	5.43	4.95	3.57	3.02	0.93	0	0	23.21
(0.60 - 0.70]	2.54	3.23	2.06	2.55	1.4	0	0	0	11.78
(0.50 - 0.60]	2.24	2.09	2.26	2.53	0.82	0	0	0	9.94
(0.40 - 0.50]	2.43	1.26	2.07	3.28	0.2	0	0	0	9.24
(0.30 - 0.40]	0.14	0.43	0.02	0.18	0.03	0	0	0	0.8
(0.20 - 0.30]	0	0.4	0.01	0.06	0.02	0	0	0	0.49
[0.10 - 0.20]	0	0.3	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0.33
<0.10	0	0.29	0	0	0.02	0	0	0	0.31
Subestação B Cenário 2	26.98	36.58	21.59	18.56	13.69	8.79	1.83	0	128.02

Já a Figura 5.17 apresenta o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média para o cenário 2. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 72 e 114 afundamentos por ano, com média tendendo a 128 eventos, o que mostra ser pouco superior ao cenário 1.

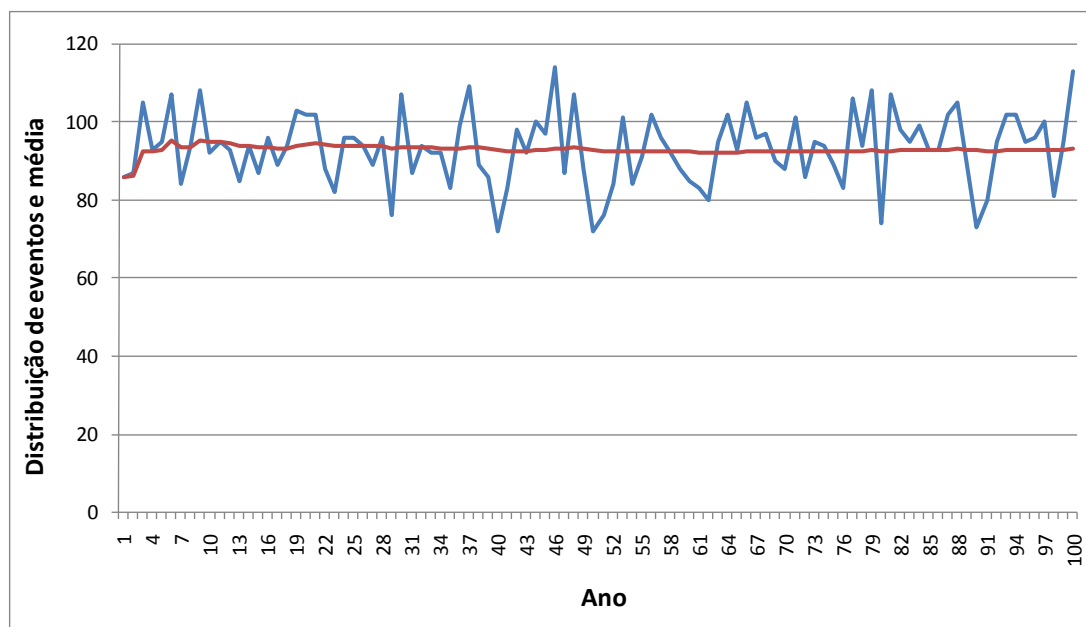


Figura 5.17 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra B1 – Cenário 2.

A Tabela 5.17 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra B1 do cenário 2. Nota-se que a maior contribuição vem por parte dos alimentadores locais e uma contribuição diminuta vem dos subsistemas remotos.

Tabela 5.17 - Contribuições com afundamentos de tensão em B1 - Cenário 2.

	Contribuição de cada subsistema na Barra B1		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	19	33.29	48
Alimentador B02 (local)	4	10.92	24
Alimentador B03 (local)	15	23.56	35
Alimentador B04 (local)	1	9.52	19
Alimentador B05 (local)	6	15.84	24
Alimentador B06 (local)	10	20	35
Alimentador B07 (local)	7	14.1	26
Alimentador A01 (remoto)	0	0.1	2
Alimentador A02 (remoto)	0	0.15	1
Alimentador A03 (remoto)	0	0.4	2
Alimentador A04 (remoto)	0	0.14	2

Comparação dos Cenários com as Medições

Os histogramas apresentados na Figura 5.18 comparam os resultados das simulações de cada cenário. O teste Anderson-Darling confirma pelo P-value, maior que 0,05, que a distribuição dos dados das simulações se aproxima a uma função distribuição normal. Além disso, as simulações contêm a medição, com seus 118 eventos, dentro da região de maior concentração de eventos.

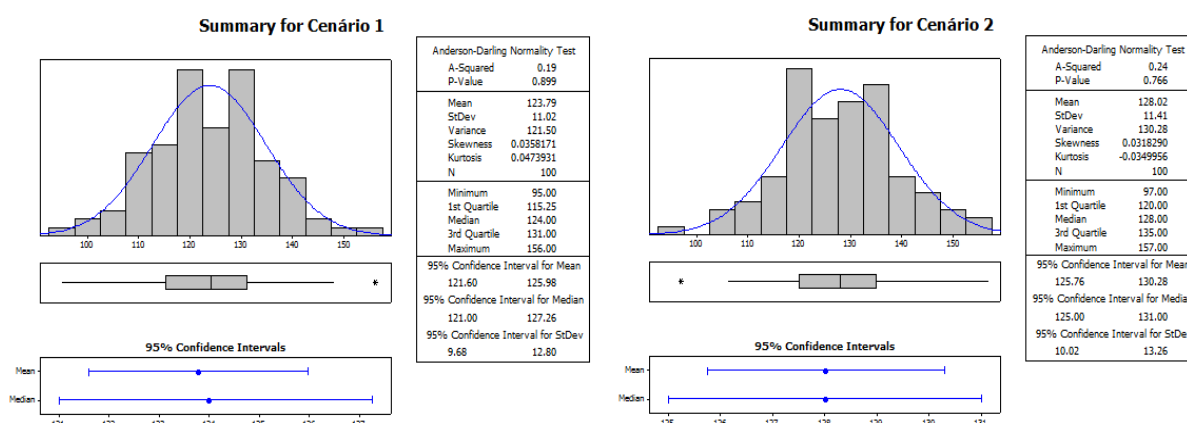


Figura 5.18 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra B1.

A Figura 5.19 apresenta os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude dos cenários comparados com a medição. O lado esquerdo trata dos gráficos de valor absoluto, enquanto que o lado direito trata dos valores relativos. Comparando os dois gráficos verifica-se que as simulações se mostram muito próximas da medição.

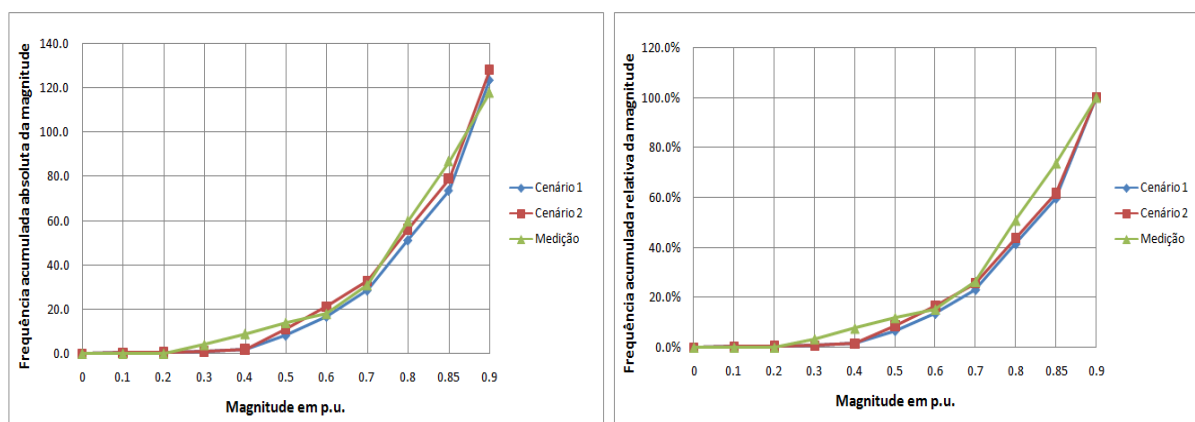


Figura 5.19 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em B1.

Já a Figura 5.20 apresenta os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de duração. Nestes gráficos, a proximidade entre as simulações e medição existe apenas no estudo relativo. No entanto, observa-se que para o estudo absoluto as simulações de ambos os cenários se aproximam entre si, mas ficam abaixo da curva de medição o que pode destacar alguma incompatibilidade de ajuste nas proteções consideradas nas simulações, por exemplo, diferenças nos ajustes dos valores de corrente de pick-up, entre outras.

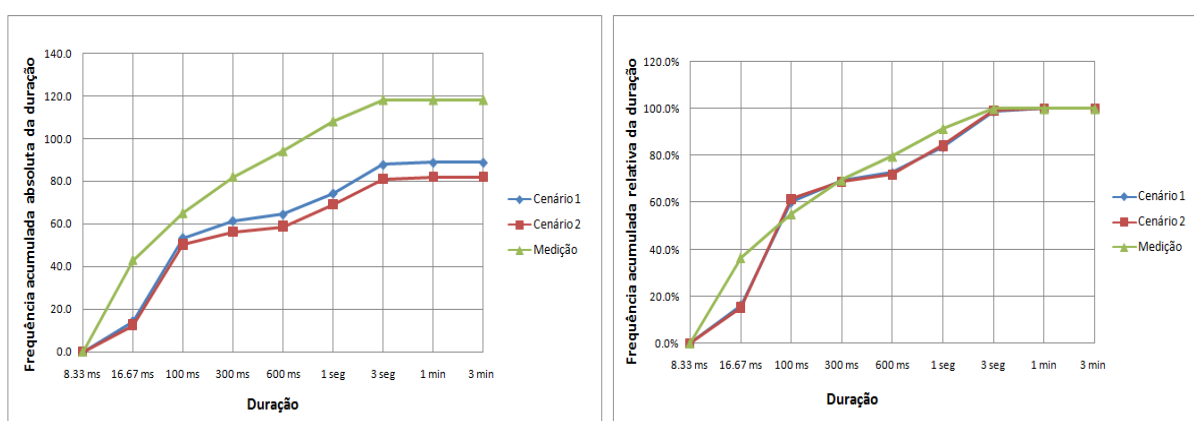


Figura 5.20 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em B1.

As Figuras 5.21 a 5.24 mostram as curvas de regressão da simulação e medição para o processo de validação na barra B1. Em cada figura são mostradas as curvas absolutas e relativas, respectivamente. Para tanto, foram utilizados os mesmos dados da frequência acumulada das Figuras 5.19 e 5.20 para montagem do diagrama de dispersão.

A Figura 5.21 mostra que a magnitude do cenário 1 é validada tanto para os dados absolutos quanto relativos. Como a curva de medição está dentro do intervalo de previsão da simulação, pode-se dizer que a base de dados simulada é semelhante a base de dados medida.

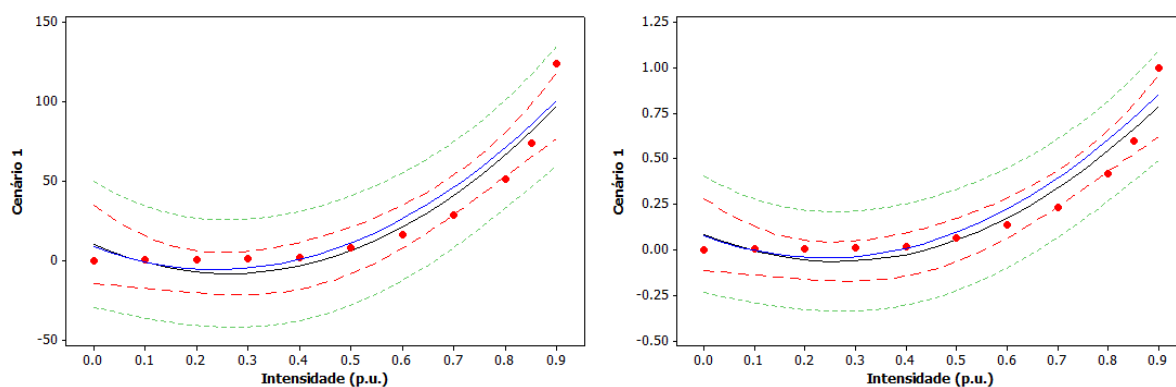


Figura 5.21 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em B1 – Cenário 1.

Como a figura anterior, a Figura 5.22 também mostra a validação da magnitude no cenário 2.

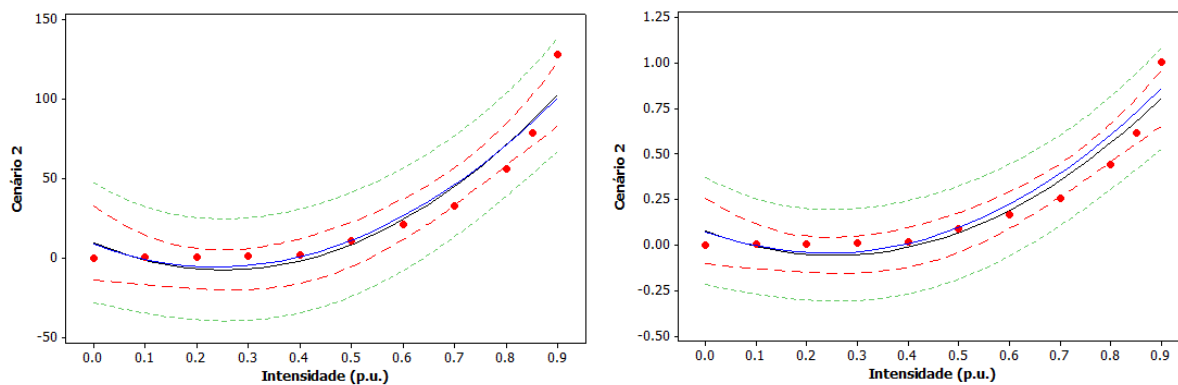


Figura 5.22 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em B1 – Cenário 2.

Já a Figura 5.23 mostra a validação da duração para o cenário 1. As curvas da medição estão dentro do intervalo de previsão da simulação tanto para o gráfico relativo quanto absoluto. Assim, o que parecia ser problema de ajuste no gráfico da Figura 5.20, neste se observa que está dentro da margem estatística aceitável.

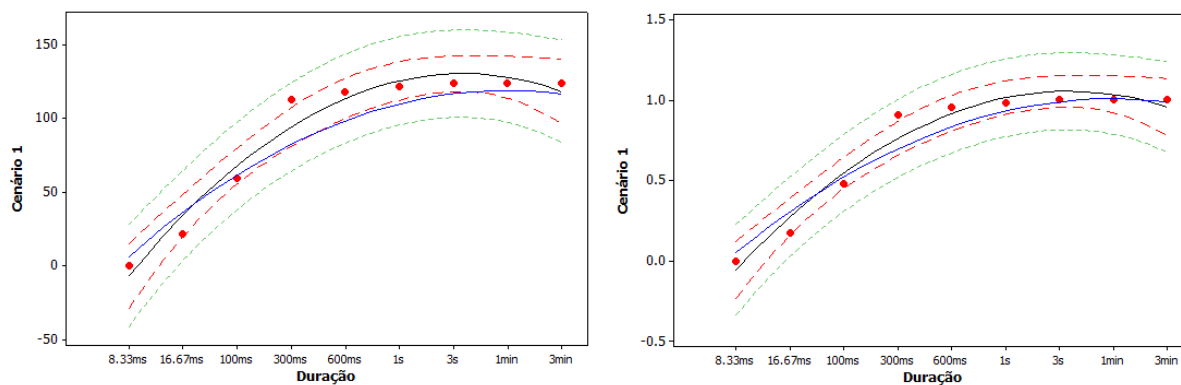


Figura 5.23 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em B1 – Cenário 1.

Na Figura 5.24 a validação ocorreu para a curva de duração relativa, mas ultrapassou a fronteira do intervalo de previsão da simulação para a curva de duração absoluta, o que implica em dizer que na simulação do cenário 2 foi detectado diferença de ajuste de proteção com a base de dados da medição.

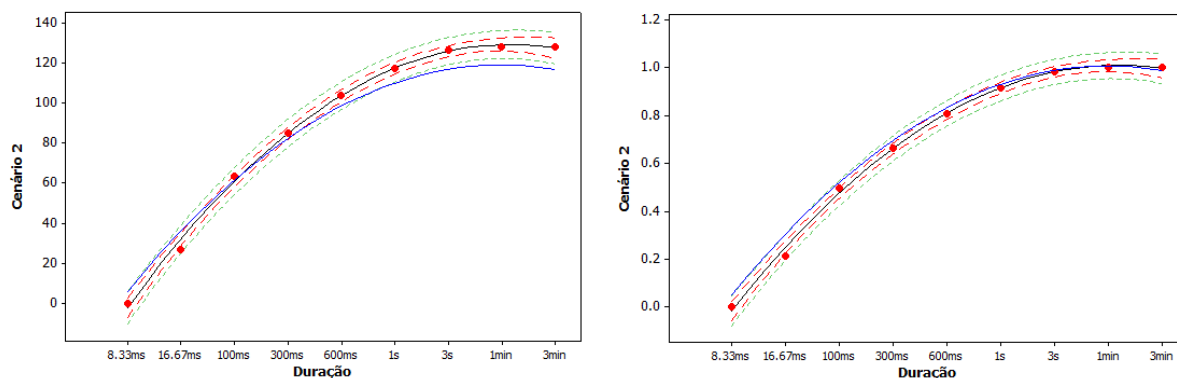


Figura 5.24 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em B1 – Cenário 2.

Por fim, as simulações de ambos os cenários, para esta barra monitorada B1, não foram encontrados eventos de elevações de tensão, nem mesmo nas medições.

5.5.2 Resultados para o Sistema da Bandeirante

Os resultados obtidos da Bandeirante são tratados para as barras C1, C2 e C3 da subestação C. Estas barras não contêm nenhum trecho de rede de distribuição remota que provoque VTCDs nelas. Desta forma, por exemplo, para a barra C1 somente os alimentadores conectados a esta barra são considerados para as análises. Mesmo os alimentadores ligados a C2 e C3 são irrelevantes para os eventos em C1.

5.5.2.1 VTCDs na Barra C1

A Tabela 5.18 apresenta a medição de eventos de afundamentos de tensão na barra C1. Estes eventos foram agregados temporalmente em um período de até três minutos. Dos dados, foram registrados 171 eventos com uma concentração na região de magnitudes entre 0,7 p.u. e 0,9 p.u. e durações entre meio ciclo e 100 ms. Essa medição de um ano pode ser utilizada como base de referência para os cenários de simulações apresentados a seguir.

Tabela 5.18 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra C1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	10	15	0	0	1	0	0	0	26
(0.80 - 0.85]	10	16	2	1	0	0	0	0	29
(0.70 - 0.80]	29	26	4	1	0	0	0	0	60
(0.60 - 0.70]	9	15	1	0	1	0	0	0	26
(0.50 - 0.60]	0	6	2	0	4	0	0	0	12
(0.40 - 0.50]	0	0	1	1	2	0	0	0	4
(0.30 - 0.40]	0	0	0	2	2	0	0	0	4
(0.20 - 0.30]	0	1	1	3	0	0	0	0	5
[0.10 - 0.20]	0	1	2	0	0	0	0	0	3
<0.10	0	2	0	0	0	0	0	0	2
Subestação C - C1 Medição	58	82	13	8	10	0	0	0	171

A Tabela 5.19 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão considerando 100 anos de simulações. Este resultado foi obtido a partir da utilização das taxas de falta do cenário 1. A tabela mostra o valor médio de 100,86 eventos de afundamentos de tensão por ano, com concentração nas faixas de magnitude entre 0,5 p.u. e 0,9 p.u. e na duração entre 0,5 ciclo e 600 ms.

Tabela 5.19 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67)ms	(16.67 - 100)ms	(100 - 300)ms	(300 - 600)ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	2.04	10.35	3.1	0.81	0.98	1.22	0	0	18.5
(0.80 - 0.85]	2.05	7.28	2.34	0.54	0.97	0.57	0	0	13.75
(0.70 - 0.80]	4.64	6.82	3.73	1.97	0.71	0.28	0	0	18.15
(0.60 - 0.70]	6.05	8.59	4.35	1.85	0.45	0	0	0	21.29
(0.50 - 0.60]	6	5.71	7.97	5.46	0.1	0.03	0	0	25.27
(0.40 - 0.50]	0.07	0.29	1.15	1.27	0	0.02	0	0	2.8
(0.30 - 0.40]	0	0.19	0.16	0.31	0	0	0	0	0.66
(0.20 - 0.30]	0	0.12	0.09	0.1	0	0	0	0	0.31
[0.10 - 0.20]	0	0.03	0.05	0.02	0	0	0	0	0.1
<0.10	0	0.03	0	0	0	0	0	0	0.03
Subestação C - C1 Cenário 1	20.85	39.41	22.94	12.33	3.21	2.12	0	0	100.86

Na Figura 5.25 é apresentado o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média. Esse gráfico, que permite observar a variabilidade dos eventos, foi obtido através das simulações do cenário 1. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 77 e 125 afundamentos por ano, com média tendendo a 101 eventos. Este resultado é consideravelmente inferior às medições.

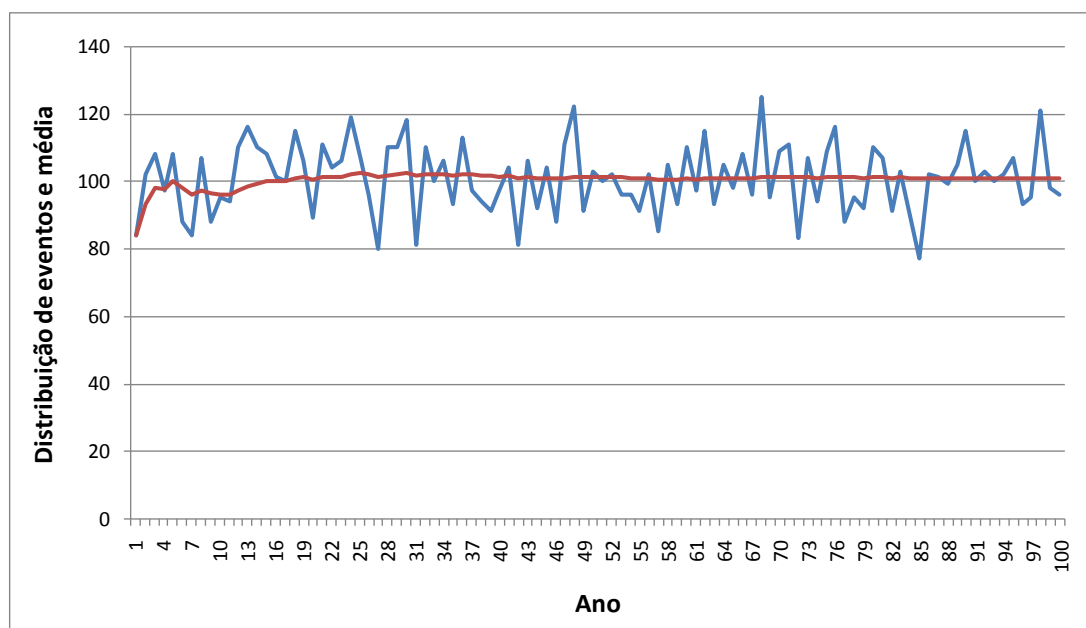


Figura 5.25 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 1.

A Tabela 5.20 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra C1 do cenário 1. Observa-se que a contribuição da rede de transmissão é muito menor comparada à rede de distribuição local.

Tabela 5.20 - Contribuições com afundamentos de tensão em C1 - Cenário 1.

	Contribuição de cada subsistema na Barra C1		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	0	1,55	6
Subestação C – C1 (local)	76	99,31	123

Adiante são tratados os resultados do cenário 2. A Tabela 5.21 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão em 100 anos simulados. A tabela apresenta o valor médio de 48,52 eventos por ano, com dados concentrados entre 0,5 p.u e 0,9 p.u. para a magnitude e entre 1 ciclo a 100 ms para a duração. Também observa-se uma grande disparidade com relação às medições.

Tabela 5.21 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	1.08	6.05	0.9	0.45	0.34	0.65	0	0	9.47
(0.80 - 0.85]	0.93	4.14	0.68	0.37	0.2	0.44	0	0	6.76
(0.70 - 0.80]	2.2	4.08	1.12	0.7	0.36	0.07	0	0	8.53
(0.60 - 0.70]	2.41	6.38	1.05	0.85	0.31	0	0	0	11
(0.50 - 0.60]	1.85	3.18	2.01	3.4	0.07	0	0	0	10.51
(0.40 - 0.50]	0.02	0.16	0.52	0.94	0	0	0	0	1.64
(0.30 - 0.40]	0	0.11	0.08	0.09	0	0	0	0	0.28
(0.20 - 0.30]	0	0.04	0.06	0.08	0	0	0	0	0.18
[0.10 - 0.20]	0	0.03	0.04	0.02	0	0	0	0	0.09
<0.10	0	0.03	0.03	0	0	0	0	0	0.06
Subestação C - C1 Cenário 2	8.49	24.2	6.49	6.9	1.28	1.16	0	0	48.52

Já a Figura 5.26 apresenta o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média para o cenário 2. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 34 e 72 afundamentos por ano, com média tendendo a 49 eventos.

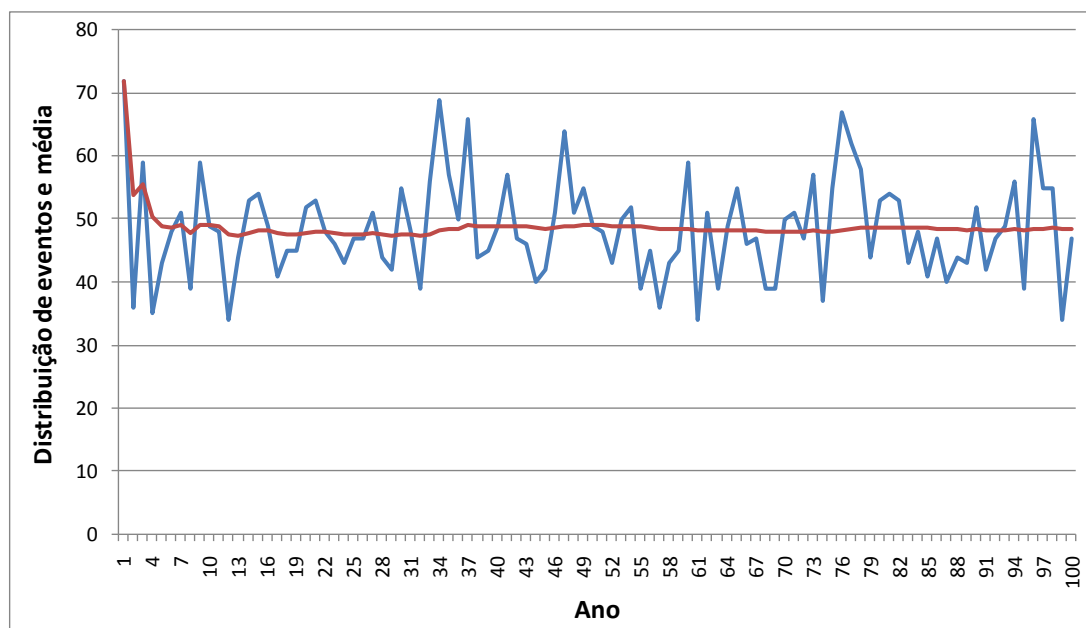


Figura 5.26 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C1 – Cenário 2.

A Tabela 5.22 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra C1 do cenário 2. Nota-se que a maior contribuição vem por parte do alimentador 119, pois é o que tinha a maior previsão do total de faltas, segundo a Tabela 5.4.

Tabela 5.22 - Contribuições com afundamentos de tensão em C1 - Cenário 2.

	Contribuição de cada subsistema na Barra C1		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	0	1,55	6
Alimentador C1-118 (local)	0	9,62	37
Alimentador C1-119 (local)	18	30,14	41
Alimentador C1-120 (local)	1	7,21	15

Comparação dos Cenários com as Medições

Os histogramas apresentados na Figura 5.27 comparam os resultados das simulações de cada cenário. O teste Anderson-Darling confirma pelo P-value, maior que 0,05, que a distribuição dos dados das simulações se aproxima a uma função distribuição normal. No entanto, a medição com seus 171 eventos, não se encontra dentro dos dados obtidos pelas simulações.

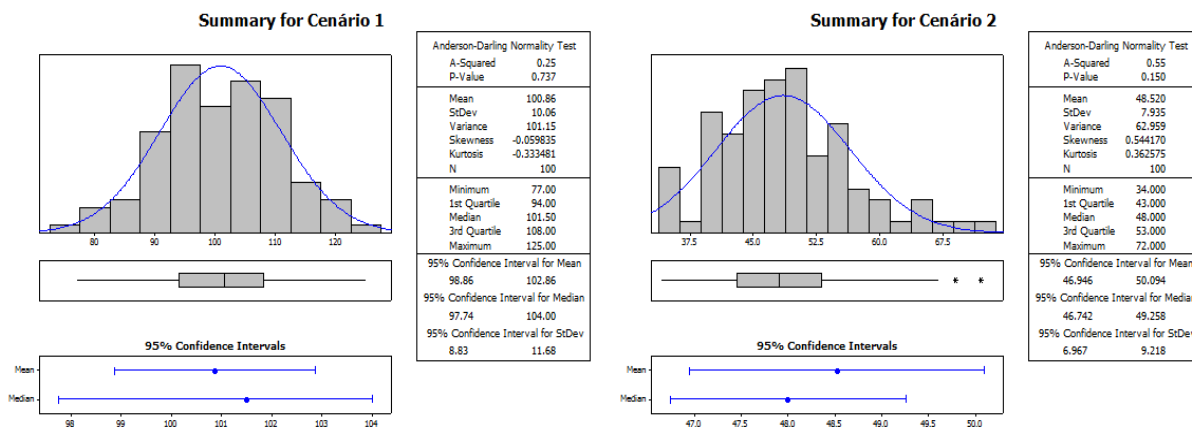


Figura 5.27 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra C1.

A Figura 5.28 mostra os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude dos cenários comparados com a medição.

No gráfico relativo, as simulações estão bem próximas da medição. Já para o gráfico absoluto, as simulações distam da medição, porém o cenário 1 se mostra mais próximo dos dados medidos.

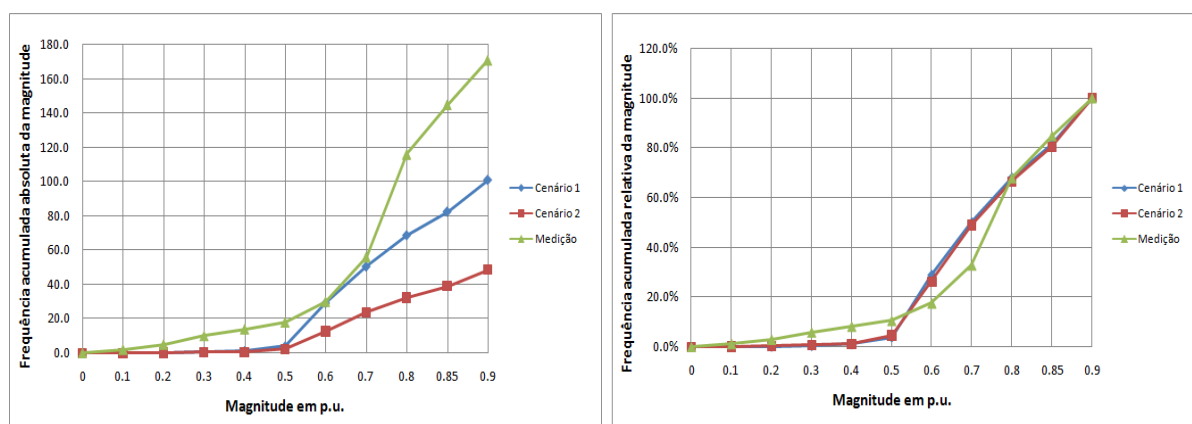


Figura 5.28 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em C1.

Já a Figura 5.29 apresenta os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de duração dos cenários comparados com a medição. Nos gráficos de durações, a proximidade entre as simulações e medição existe apenas no estudo relativo, no entanto, observa-se que para o estudo absoluto as simulações de ambos os cenários se distanciam significativamente da medição, estando o cenário 1 menos distante.

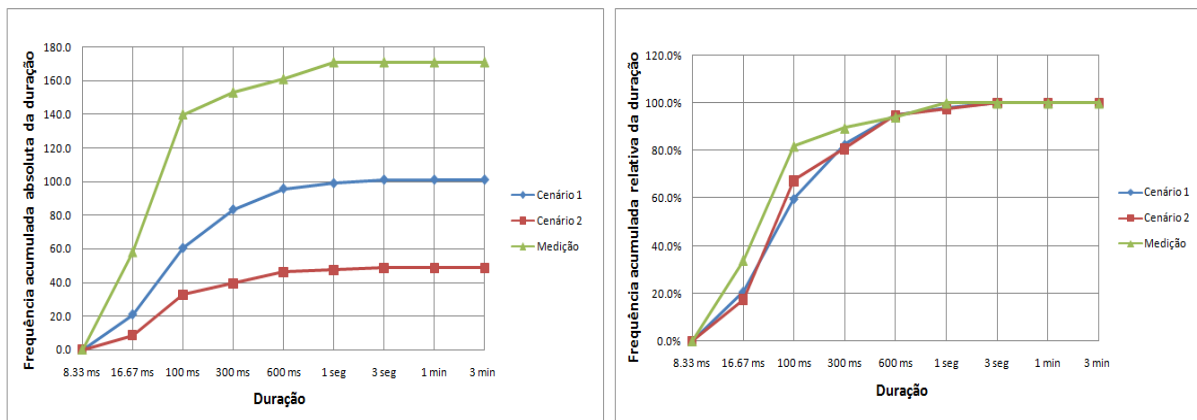


Figura 5.29 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em C1.

As Figuras 5.30 a 5.33 mostram as curvas de regressão da simulação e medição para o processo de validação na barra C1. Em cada figura são mostradas as curvas absolutas e relativas, respectivamente. Para tanto, foram utilizados os mesmos dados da frequência acumulada das Figuras 5.28 e 5.29 para montagem do diagrama de dispersão.

A Figura 5.30 mostra que a magnitude do cenário 1 é validada para os dados relativos. Já para os dados absolutos não se pode dizer o mesmo visto que a curva de medição avançou os limites de previsão da simulação.

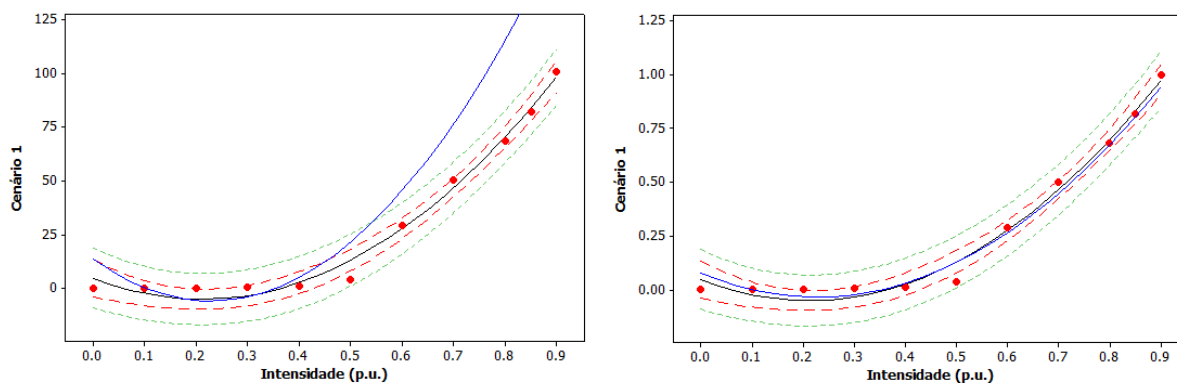


Figura 5.30 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C1 – Cenário 1.

A Figura 5.31 procede a mesma interpretação da figura anterior no cenário 1, ou seja, a magnitude do cenário 2 é validada para os dados relativos, mas não para os dados absolutos.

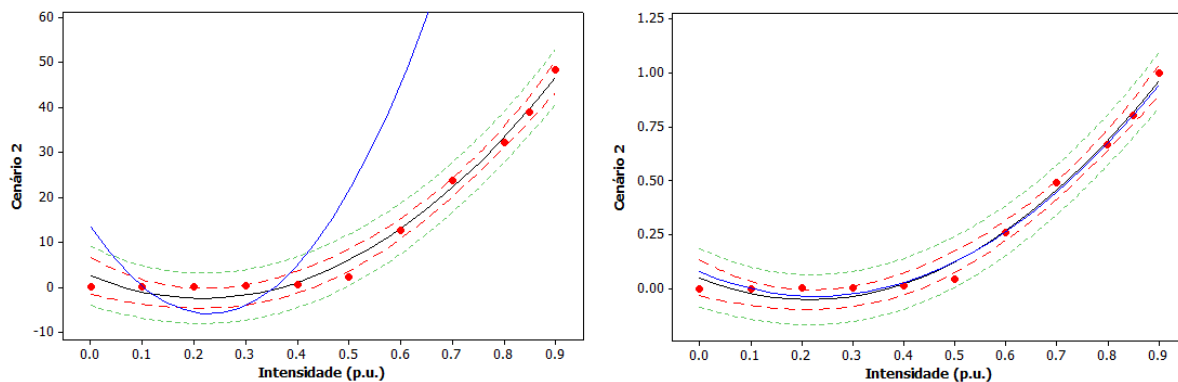


Figura 5.31 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C1 – Cenário 2.

A Figura 5.32 mostra a validação da duração para os dados relativos no cenário 1. No entanto, para os dados absolutos o mesmo não ocorre.

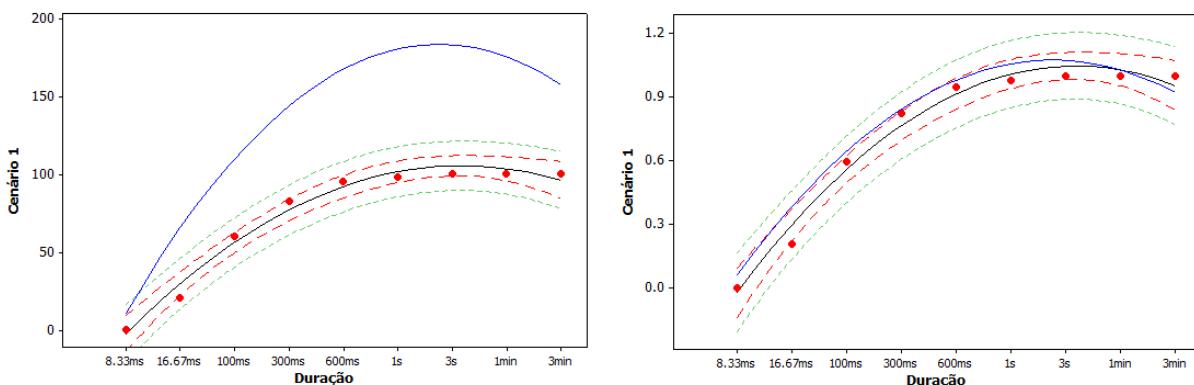


Figura 5.32 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C1 – Cenário 1.

A Figura 5.33 apresenta os mesmos resultados da figura anterior. No entanto, a distância da curva de medição para os intervalos de previsão da simulação são maiores no cenário 2 do que no cenário 1. Isso ocorre também na validação da magnitude.

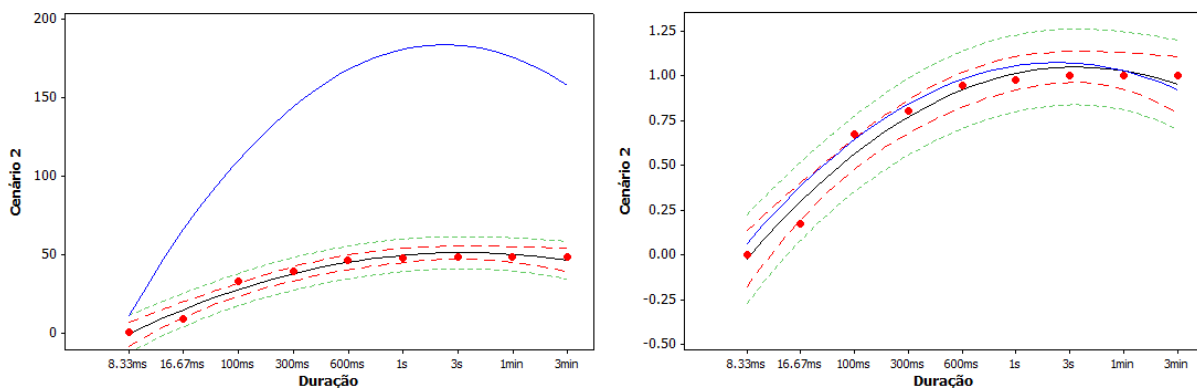


Figura 5.33 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C1 – Cenário 2.

A falta de aderência comprovada pelo estudo de regressão têm as possíveis explicações:

- A medição teve um ano completamente atípico;
- Necessidade de melhorar o processo de obtenção das taxas de falta;
- A rede modelada na simulação (parâmetros de rede e proteção) não corresponde exatamente à rede medida, devido à dinâmica de crescimento das redes de distribuição;
- A rede modelada e simulada não contempla toda a área de vulnerabilidade das barras. Certamente ocorrem curtos-circuitos em certas regiões no sistema de transmissão que provocam afundamentos de tensão nas barras e consequentemente registrados nos medidores, e que não foram representados na simulação;
- Divergência entre as condições operacionais (topologia de rede) simulada e efetivamente medida. Tais topologias podem variar dia a dia nos sistemas reais.

Na medição, monitorando a barra C1, não foram encontrados eventos de elevações de tensão. Já para as simulações, são mostradas as Tabelas 5.23 e 5.24 para os cenários 1 e 2, respectivamente.

Tabela 5.23 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C1 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.00	0.00	0.38	0.59	2.12	0.90	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabela 5.24 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C1 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.00	0.00	0.08	0.28	0.99	0.48	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

As tabelas anteriores mostram como são raros os eventos de elevações de tensão com 3,99 e 1,83 elevações anuais nos cenários 1 e 2, respectivamente. Ainda assim, a maior concentração é estabelecida na região de 1 a 3 s, apesar da existência de eventos entre 300 ms e 1 min. Além disso, todas as ocorrências foram abaixo de 1,4 p.u..

5.5.2.2 VTCDs na Barra C2

A Tabela 5.25 contempla a medição de eventos de afundamentos de tensão na barra C2. Estes eventos foram agregados temporalmente em um período de até três minutos. Dos dados, foram registrados 105 eventos com uma concentração na região de magnitudes entre 0,5 p.u. e

0,9 p.u. e durações entre meio ciclo e 300 ms. Essa medição de um ano pode ser utilizada como base de referência para os cenários de simulações apresentados a seguir.

Tabela 5.25 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra C2.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67)ms	(16.67 - 100)ms	(100 - 300)ms	(300 - 600)ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	12	9	1	1	0	0	0	0	23
(0.80 - 0.85]	5	14	0	0	0	0	0	0	19
(0.70 - 0.80]	4	16	10	1	0	0	0	0	31
(0.60 - 0.70]	0	1	4	1	0	0	0	0	6
(0.50 - 0.60]	1	2	6	0	0	0	0	0	9
(0.40 - 0.50]	0	0	2	0	0	0	0	0	2
(0.30 - 0.40]	0	0	1	3	0	0	0	0	4
(0.20 - 0.30]	0	0	0	3	0	0	0	0	3
[0.10 - 0.20]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
<0.10	1	1	4	0	0	0	0	0	6
Subestação C - C2 Medição	23	43	28	11	0	0	0	0	105

A Tabela 5.26 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão considerando 100 anos de simulações. Este resultado foi obtido a partir da utilização das taxas de falta do cenário 1. A tabela mostra o valor médio de 49,41 eventos de afundamentos de tensão por ano, com concentração nas faixas de magnitude entre 0,5 p.u. e 0,9 p.u. e na duração entre 0,5 ciclo e 600 ms. Este valor médio é inferior à metade dos eventos medidos durante um ano nesta barra.

Tabela 5.26 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67)ms	(16.67 - 100)ms	(100 - 300)ms	(300 - 600)ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	0.96	3.35	0.61	1.73	0.2	1.38	0	0	8.23
(0.80 - 0.85]	0.95	2.4	0.96	0.78	0.18	0.81	0	0	6.08
(0.70 - 0.80]	2.03	2.34	2.34	1.21	0.83	0.38	0	0	9.13
(0.60 - 0.70]	3.08	2.17	1.93	1.81	0.96	0	0	0	9.95
(0.50 - 0.60]	4.07	0.14	5.93	3.77	0.07	0	0	0	13.98
(0.40 - 0.50]	0.08	0.13	0.51	0.73	0	0	0	0	1.45
(0.30 - 0.40]	0	0.09	0.16	0.1	0	0	0	0	0.35
(0.20 - 0.30]	0	0.04	0.09	0	0	0	0	0	0.13
[0.10 - 0.20]	0	0.02	0.04	0	0	0	0	0	0.06
<0.10	0	0.03	0.02	0	0	0	0	0	0.05
Subestação C - C2 Cenário 1	11.17	10.71	12.59	10.13	2.24	2.57	0	0	49.41

Na Figura 5.34 é apresentado o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média considerando o cenário 1. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 35 e 63 afundamentos por ano, com média tendendo a 49 eventos.

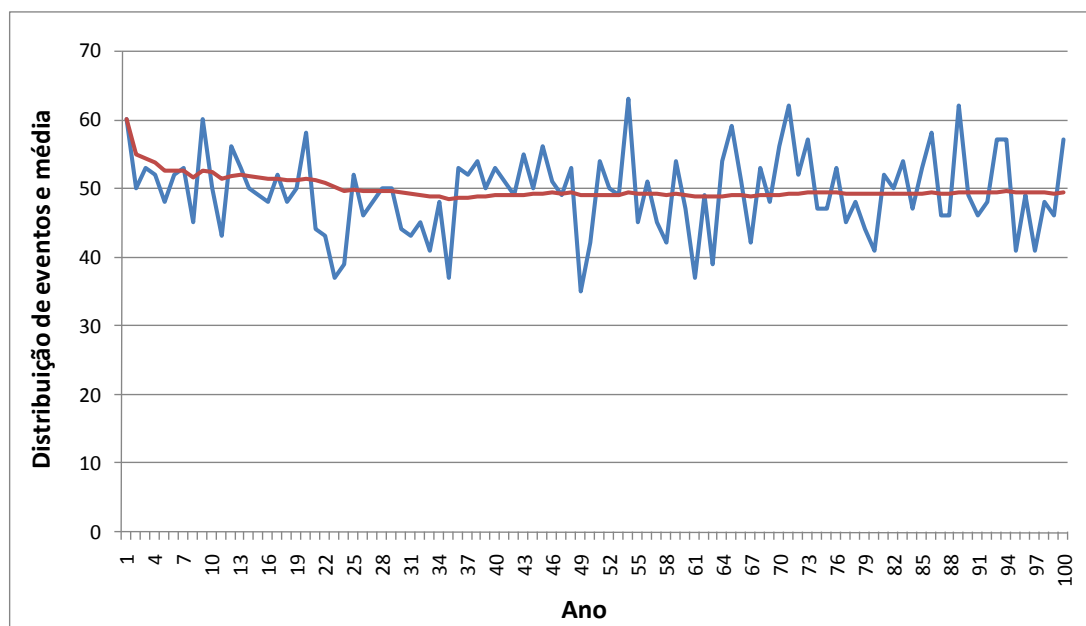


Figura 5.34 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 1.

A Tabela 5.27 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra C2 do cenário 1. Observa-se que a contribuição da rede de transmissão é muito menor comparada à rede de distribuição local.

Tabela 5.27 - Contribuições com afundamentos de tensão em C2 - Cenário 1.

	Contribuição de cada subsistema na Barra C2		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	0	1,55	6
Subestação C – C2 (local)	33	47,86	60

Adiante são tratados os resultados do cenário 2. A Tabela 5.28 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão em 100 anos simulados. A tabela apresenta o valor médio de 30,36 eventos por ano, com dados concentrados entre 0,5 p.u e 0,9 p.u. para a magnitude e entre meio ciclo a 600 ms para a duração. Este resultado é consideravelmente inferior ao resultado de medição.

Tabela 5.28 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	0.66	2.02	0.37	1.13	0.19	0.91	0	0	5.28
(0.80 - 0.85]	0.56	1.34	0.76	0.63	0.15	0.43	0	0	3.87
(0.70 - 0.80]	1.05	1.34	1.52	0.54	0.54	0.27	0	0	5.26
(0.60 - 0.70]	1.65	1.28	1.4	1.17	0.66	0	0	0	6.16
(0.50 - 0.60]	2.23	0.18	3.81	2.34	0.02	0	0	0	8.58
(0.40 - 0.50]	0.01	0.13	0.29	0.36	0	0	0	0	0.79
(0.30 - 0.40]	0	0.09	0.09	0.08	0	0	0	0	0.26
(0.20 - 0.30]	0	0.04	0.06	0	0	0	0	0	0.1
(0.10 - 0.20]	0	0.02	0.01	0	0	0	0	0	0.03
<0.10	0	0.03	0	0	0	0	0	0	0.03
Subestação C - C2 Cenário 2	6.16	6.47	8.31	6.25	1.56	1.61	0	0	30.36

Já a Figura 5.35 apresenta o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média para o cenário 2. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 13 e 52 afundamentos por ano, com média tendendo a 30 eventos.

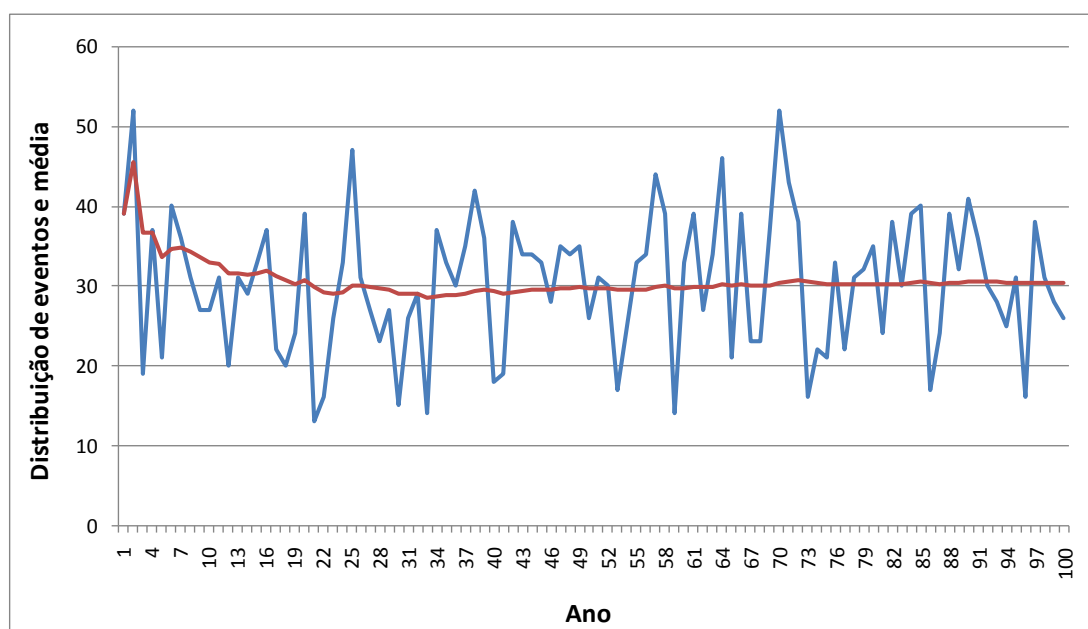


Figura 5.35 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C2 – Cenário 2.

A Tabela 5.29 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra C2 do cenário 2. Nota-se que a maior contribuição vem por parte dos alimentadores locais e a mínima contribuição vem dos sistemas de transmissão e subtransmissão.

Tabela 5.29 - Contribuições com afundamentos de tensão em C2 - Cenário 2.

	Contribuição de cada subsistema na Barra C2		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	0	1,55	6
Alimentador C2-116 (local)	0	14,12	31
Alimentador C2-117 (local)	7	14,69	24

Comparação dos Cenários com as Medições

Os histogramas apresentados na Figura 5.36 comparam os resultados das simulações de cada cenário. O teste Anderson-Darling confirma pelo P-value, maior que 0,05, que a distribuição dos dados das simulações se aproxima a uma função distribuição normal. No entanto, a medição com seus 105 eventos, se encontra muito acima das simulações em qualquer cenário analisado.

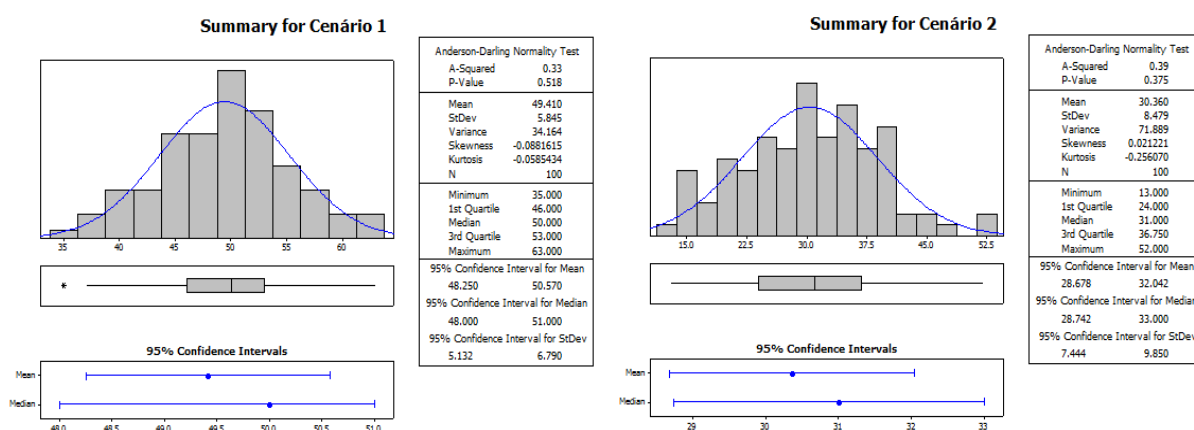


Figura 5.36 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra C2.

A Figura 5.37 mostra os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude dos cenários comparados com a medição.

No gráfico relativo, as simulações estão próximas da medição. Já para o gráfico absoluto, as simulações distam da medição entre 0,7 p.u. e 0,9 p.u. e não mostra tanto destaque para as outras faixas. Além disso, observa-se que o cenário 1 se mostra mais próximo dos dados medidos do que o cenário 2.

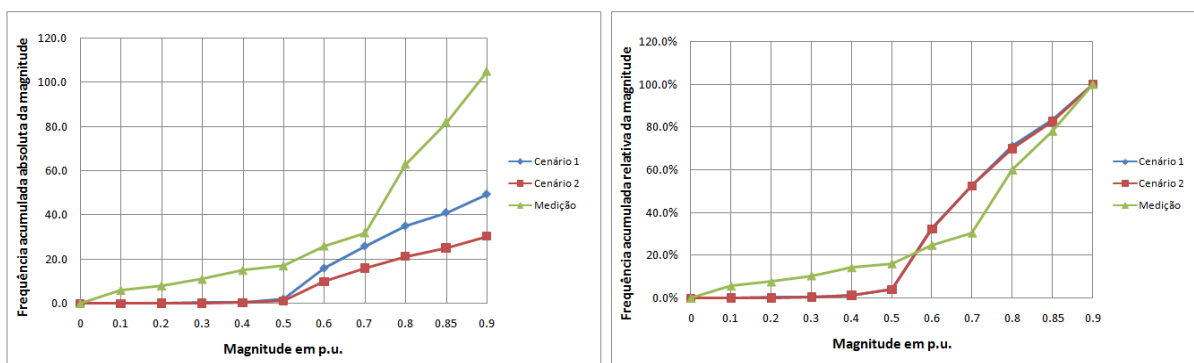


Figura 5.37 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em C2.

Já a Figura 5.38 apresenta os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de duração dos cenários comparados com a medição. Nos gráficos de durações, a proximidade entre as simulações e medição existe apenas no estudo relativo, no entanto, observa-se que para o estudo absoluto as simulações de ambos os cenários se distanciam da medição, estando o cenário 1 menos distante.

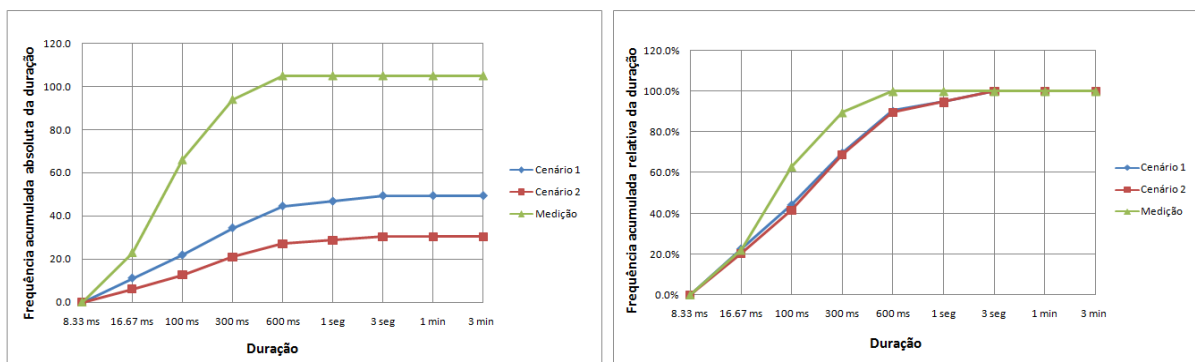


Figura 5.38 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em C2.

As Figuras 5.39 a 5.42 mostram as curvas de regressão da simulação e medição para o processo de validação na barra C2. Em cada figura são mostradas as curvas absolutas e relativas, respectivamente. Para tanto, foram utilizados os mesmos dados da frequência acumulada das Figuras 5.37 e 5.38 para montagem do diagrama de dispersão.

A Figura 5.39 mostra que a magnitude do cenário 1 é validada para os dados relativos. Já para os dados absolutos não se pode dizer o mesmo já que a curva de medição avançou os limites de previsão da simulação.

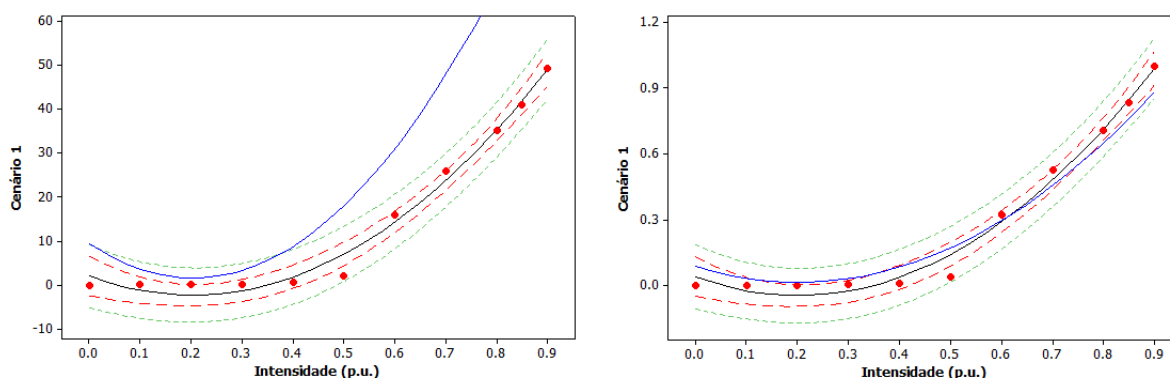


Figura 5.39 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C2 – Cenário 1.

A Figura 5.40 procede a mesma interpretação da figura anterior no cenário 1, ou seja, a magnitude do cenário 2 é validada para os dados relativos, mas não para os dados absolutos.

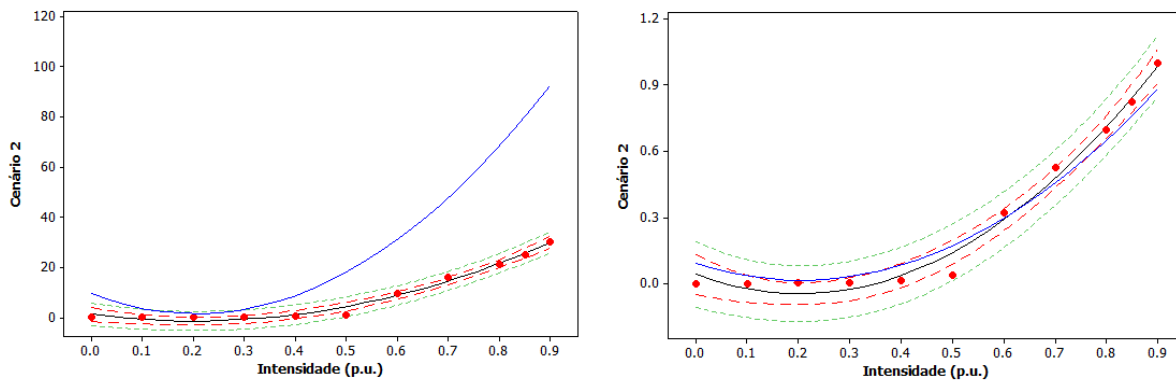


Figura 5.40 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C2 – Cenário 2.

A Figura 5.41 mostra que não ocorreu validação tanto no gráfico relativo quanto no absoluto de duração para o cenário 1.

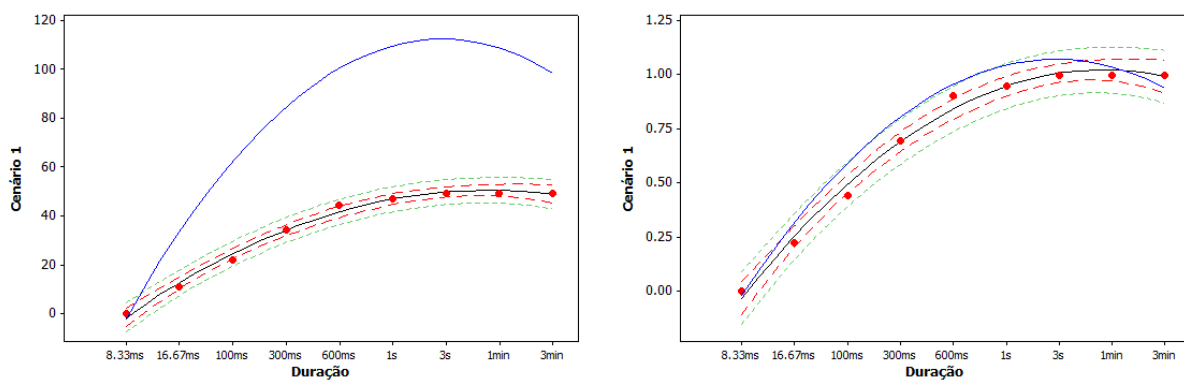


Figura 5.41 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C2 – Cenário 1.

Da mesma forma, a Figura 5.42 mostra que não ocorreu validação no gráfico relativo e nem no absoluto de duração para o cenário 2.

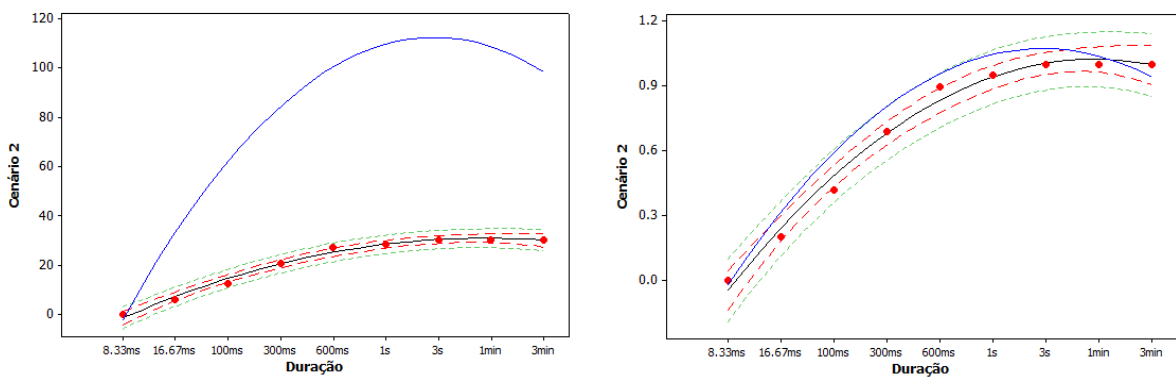


Figura 5.42 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C2 – Cenário 2.

Das figuras anteriores, observa-se que a validação ocorreu apenas para os casos relativos de magnitude. Neste caso, acredita-se que a diferença nos resultados seja uma consequência de valores inconsistentes para as taxas de falta repassadas pelas concessionárias e também problemas com os ajustes de proteção.

Na medição, monitorando a barra C2, não foram encontrados eventos de elevações de tensão. Já para as simulações, são mostradas as Tabelas 5.30 e 5.31 para os cenários 1 e 2, respectivamente.

Tabela 5.30 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C2 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.00	0.00	0.00	0.19	0.79	0.47	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabela 5.31 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C2 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.00	0.00	0.01	0.06	0.34	0.16	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

As tabelas anteriores mostram como são raros os eventos de elevações de tensão, sendo 1,45 e 0,57 eventos anuais para os cenários 1 e 2, respectivamente. Ainda assim, a maior concentração é estabelecida na região de 1 a 3 s, apesar da existência de eventos entre 600 ms e 1 min. Além disso, todas as ocorrências foram abaixo de 1,4 p.u..

5.5.2.3 VTCDs na Barra C3

A Tabela 5.32 apresenta a medição de eventos de afundamentos de tensão na barra C3. Estes eventos foram agregados temporalmente em um período de até três minutos. Dos dados, foram registrados 148 eventos com uma concentração na região de magnitudes entre 0,5 p.u. e 0,9 p.u. e durações entre meio ciclo e 300 ms.

Tabela 5.32 - Contabilização de afundamentos de tensão na medição da Barra C3.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	15	8	1	0	1	0	0	0	25
(0.80 - 0.85]	12	18	3	0	0	0	0	0	33
(0.70 - 0.80]	16	18	6	1	0	0	0	0	41
(0.60 - 0.70]	5	9	3	2	3	0	0	0	22
(0.50 - 0.60]	1	7	4	1	5	0	0	0	18
(0.40 - 0.50]	0	1	1	0	0	0	0	0	2
(0.30 - 0.40]	0	0	1	1	0	0	0	0	2
(0.20 - 0.30]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
(0.10 - 0.20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0.10	0	3	0	0	0	0	0	0	3
Subestação C - C3 Medição	49	64	19	7	9	0	0	0	148

A Tabela 5.33 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão considerando 100 anos de simulações. Este resultado foi obtido a partir da utilização das taxas de falta do cenário 1. A tabela mostra o valor médio de 150,25 eventos de afundamentos de tensão por ano, com concentração nas faixas de magnitude entre 0,5 p.u. e 0,9 p.u. e na duração entre 0,5 ciclo e 600 ms.

Tabela 5.33 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67)ms	(16.67 - 100)ms	(100 - 300)ms	(300 - 600)ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	7.26	7.28	0.82	5.11	3.78	4.38	0.44	0	29.07
(0.80 - 0.85]	5.82	4.27	1.15	4.62	1.82	3.48	0	0	21.16
(0.70 - 0.80]	9.41	4.82	3.12	4.89	3.4	3.36	0	0	29
(0.60 - 0.70]	13.16	0.75	4.24	9.95	4.21	0	0	0	32.31
(0.50 - 0.60]	10.78	0.15	8.04	9.61	0.43	0	0	0	29.01
(0.40 - 0.50]	2.96	0.13	1.65	3.69	0	0	0	0	8.43
(0.30 - 0.40]	0.01	0.09	0.46	0.28	0	0	0	0	0.84
(0.20 - 0.30]	0	0.04	0.18	0.03	0	0	0	0	0.25
[0.10 - 0.20]	0	0.02	0.09	0	0	0	0	0	0.11
<0.10	0	0.03	0.04	0	0	0	0	0	0.07
Subestação C - C3 Cenário 1	49.4	17.58	19.79	38.18	13.64	11.22	0.44	0	150.25

Na Figura 5.43 é apresentado o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média. Esse gráfico, que permite observar a variabilidade dos eventos, foi obtido através das simulações do cenário 1. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 123 e 175 afundamentos por ano, com média tendendo a 150 eventos.

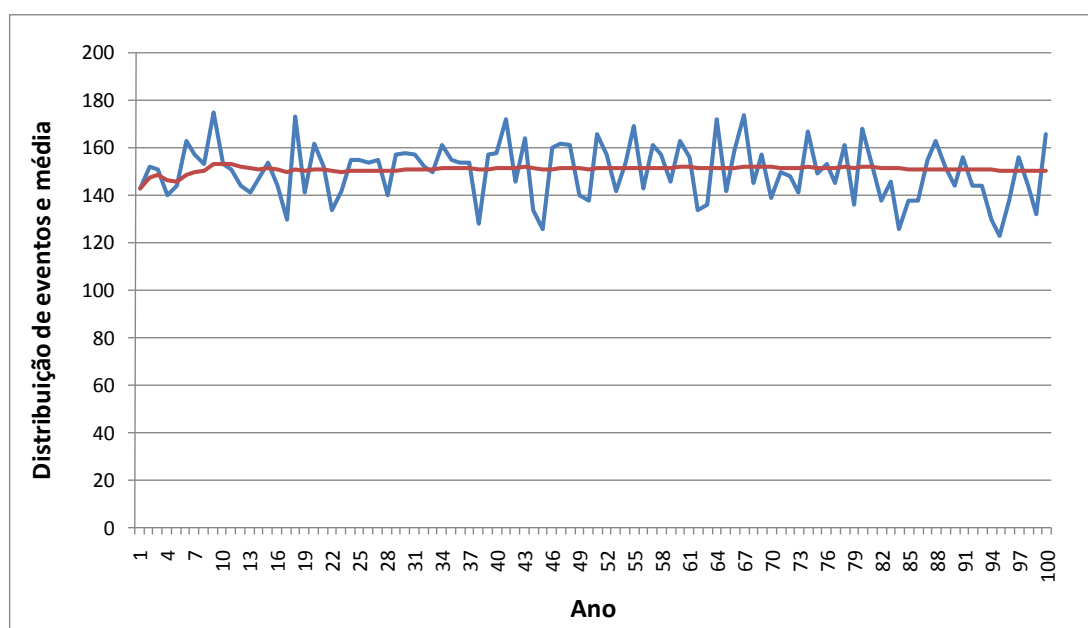


Figura 5.43 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 1.

A Tabela 5.34 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra C3 do cenário 1. Observa-se que a contribuição da rede de transmissão é muito menor comparada à rede de distribuição local.

Tabela 5.34 - Contribuições com afundamentos de tensão em C3 - Cenário 1.

	Contribuição de cada subsistema na Barra C3		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	0	1,55	6
Subestação C – C3 (local)	121	148,7	173

Adiante são tratados os resultados do cenário 2. A Tabela 5.35 mostra a frequência média anual de afundamentos de tensão em 100 anos simulados. A tabela apresenta o valor médio de 97,31 eventos por ano, com dados concentrados entre 0,4 p.u e 0,9 p.u. para a magnitude e entre meio ciclo a 3 segundos para a duração.

Tabela 5.35 - Frequência média anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	4.68	4.92	0.8	3.2	2.11	3.06	0.21	0	18.98
(0.80 - 0.85]	3.63	2.9	0.63	2.66	0.93	1.81	0	0	12.56
(0.70 - 0.80]	6.16	3.2	2.13	2.74	2	2.36	0	0	18.59
(0.60 - 0.70]	9.3	0.49	2.63	5.42	2.69	0	0	0	20.53
(0.50 - 0.60]	7.77	0.13	5.74	5.71	0.34	0	0	0	19.69
(0.40 - 0.50]	2.36	0.13	1.15	2.35	0	0	0	0	5.99
(0.30 - 0.40]	0	0.09	0.27	0.25	0	0	0	0	0.61
(0.20 - 0.30]	0	0.04	0.09	0.08	0	0	0	0	0.21
[0.10 - 0.20]	0	0.02	0.06	0	0	0	0	0	0.08
<0.10	0	0.03	0.04	0	0	0	0	0	0.07
Subestação C - C3 Cenário 2	33.9	11.95	13.54	22.41	8.07	7.23	0.21	0	97.31

Já a Figura 5.44 apresenta o gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e a evolução de sua média para o cenário 2. Tal resultado mostra que foram verificadas frequências entre 77 e 127 afundamentos por ano, com média tendendo a 97 eventos.

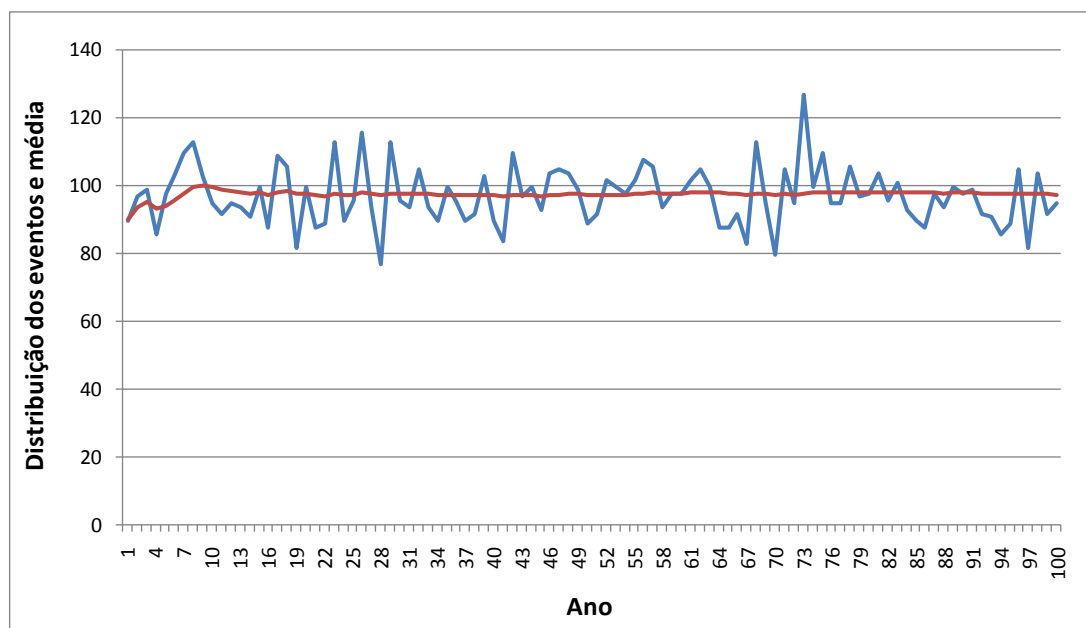


Figura 5.44 - Distribuição anual de afundamentos de tensão na barra C3 – Cenário 2.

A Tabela 5.36 apresenta a contribuição de cada subsistema na barra C3 do cenário 2. Nota-se que a maior contribuição vem por parte dos alimentadores locais e a mínima contribuição vem dos sistemas de transmissão e subtransmissão.

Tabela 5.36 - Contribuições com afundamentos de tensão em C3 - Cenário 2.

	Contribuição de cada subsistema na Barra C3		
	Mínima	Média	Máxima
Transmissão e Subtransmissão	0	1,55	6
Alimentador C3-121 (local)	12	21,97	30
Alimentador C3-122 (local)	13	23,84	32
Alimentador C3-123 (local)	37	49,95	68

Comparação dos Cenários com as Medições

Os histogramas apresentados na Figura 5.45 comparam os resultados das simulações de cada cenário. O teste Anderson-Darling confirma pelo P-value, maior que 0,05, que a distribuição dos dados das simulações se aproxima a uma função distribuição normal.

A medição, com seus 148 eventos, se encontra dentro dos dados do cenário 1. No entanto, não procede para o cenário 2.

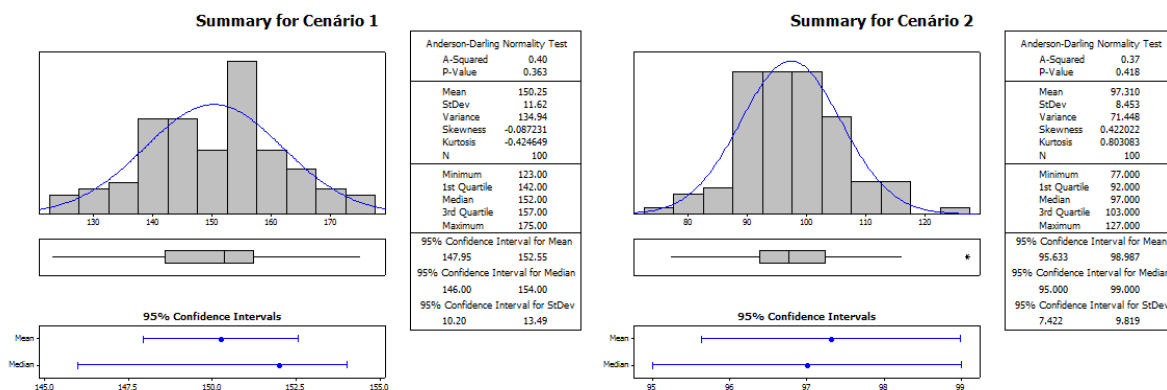


Figura 5.45 - Histograma dos afundamentos de tensão na barra C3.

A Figura 5.46 mostra os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude dos cenários comparados com a medição. No gráfico de frequência acumulada relativa, as simulações estão muito próximas da medição e nos gráficos da absoluta a simulação do cenário 1 está compatível com a medição, enquanto que, a da outra simulação está um pouco abaixo entre 0,7 p.u. e 0,9 p.u..

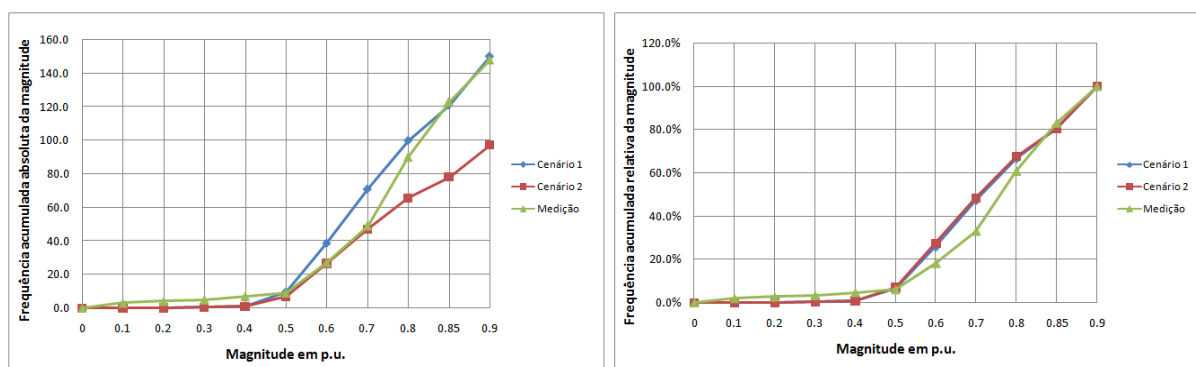


Figura 5.46 - Frequência acumulada absoluta e relativa de magnitude em C3.

Já a Figura 5.47 apresenta os gráficos de frequência acumulada absoluta e relativa de duração dos cenários comparados com a medição. Nos gráficos de durações, a proximidade entre as simulações e medição existe no estudo relativo, exceto na faixa entre 1 ciclo e 3 segundos. Já para o estudo absoluto, o cenário 1 é semelhante ao estudo relativo enquanto que no cenário 2 há uma distância considerável da medição.

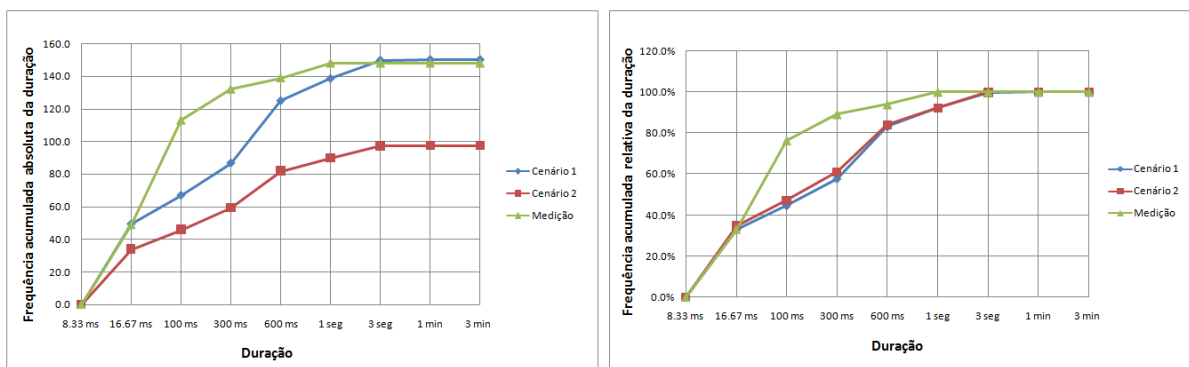


Figura 5.47 - Frequência acumulada absoluta e relativa de duração em C3.

As Figuras 5.48 a 5.51 mostram as curvas de regressão da simulação e medição para o processo de validação na barra C3. Em cada figura são mostradas as curvas absolutas e relativas, respectivamente. Para tanto, foram utilizados os mesmos dados da frequência acumulada das Figuras 5.46 e 5.47 para montagem do diagrama de dispersão.

A Figura 5.48 mostra que a magnitude do cenário 1 é validada para os dados relativos e absolutos.

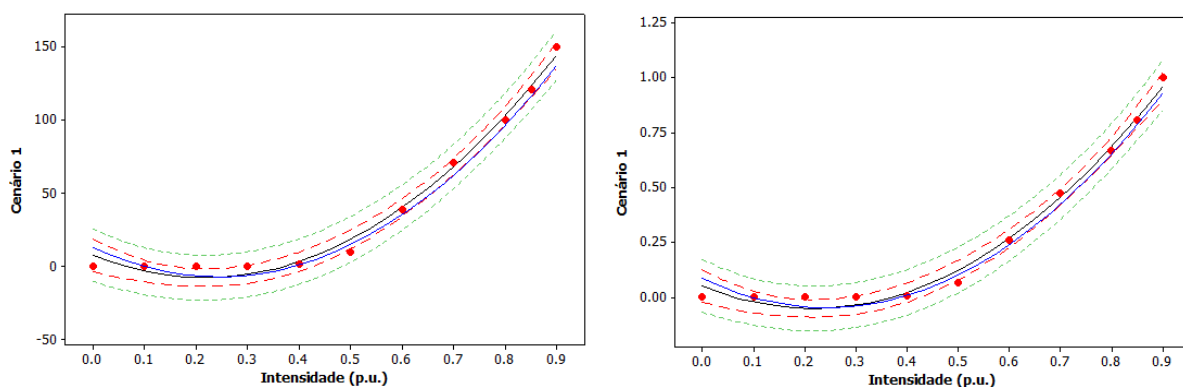


Figura 5.48 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C3 – Cenário 1.

Já na Figura 5.49 o gráfico relativo valida a simulação do cenário 2, mas não ocorre para o gráfico absoluto.

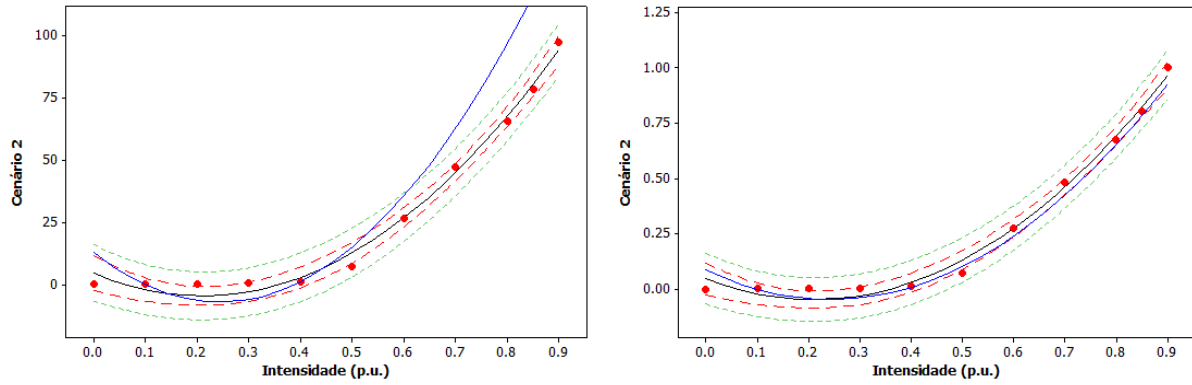


Figura 5.49 - Curvas de regressão absoluta e relativa de magnitude em C3 – Cenário 2.

A Figura 5.50 mostra que não ocorreu validação nos gráficos relativos e absolutos de duração para o cenário 1.

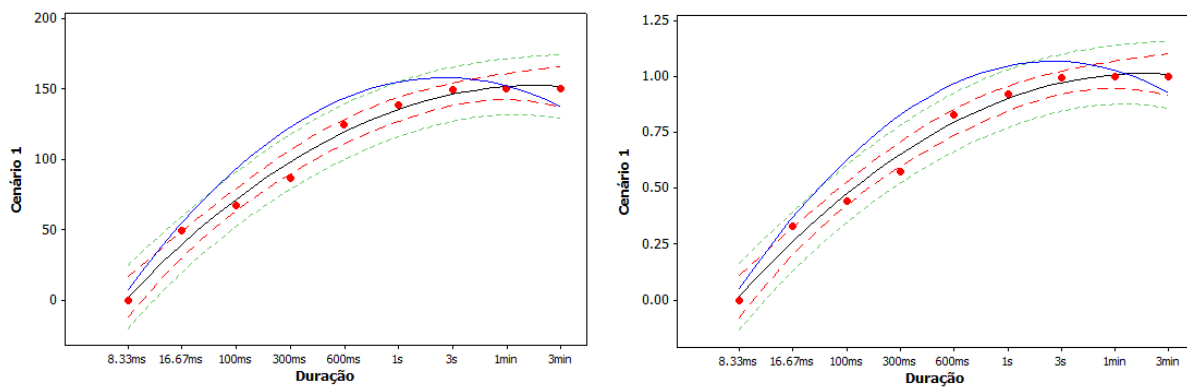


Figura 5.50 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C3 – Cenário 1.

O mesmo que na figura anterior, a Figura 5.51 mostra que não ocorreu validação nos gráficos relativo e absoluto de duração para o cenário 2.

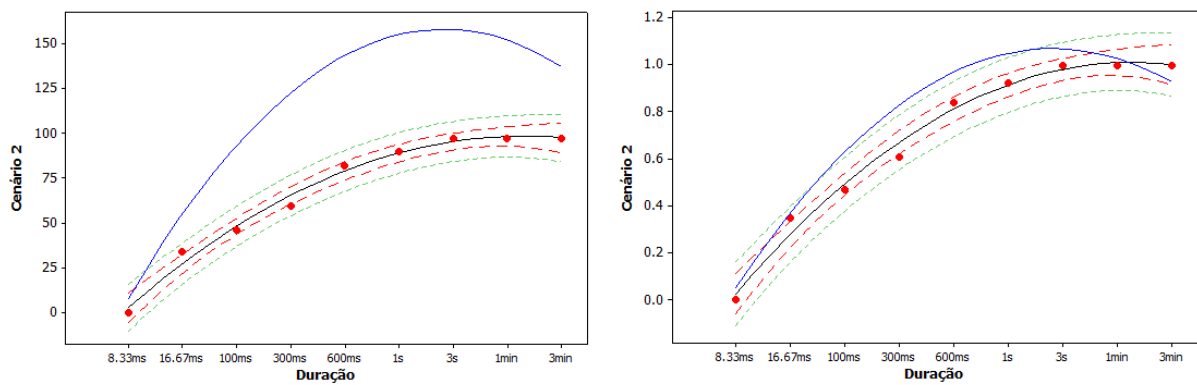


Figura 5.51 - Curvas de regressão absoluta e relativa de duração em C3 – Cenário 2.

Das figuras anteriores, observou-se que a validação relativa das magnitudes se deu para ambos os casos, porém para a absoluta apenas foi validado o cenário 1. Já para as durações, nem as curvas relativas e nem as absolutas foram validadas. Neste caso, o que se pode dizer é que os dados de taxa de falta do cenário 2 não representam satisfatoriamente a realidade, provavelmente por problemas com os ajustes de proteção considerados na simulação.

Na medição, monitorando a barra C3, não foram encontrados eventos de elevações de tensão. Já para as simulações, são mostradas as Tabelas 5.37 e 5.38 para os cenários 1 e 2, respectivamente.

Tabela 5.37 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C3 – Cenário 1.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.54	0.00	0.08	0.53	2.82	1.97	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabela 5.38 - Frequência média anual de elevações de tensão para a barra C3 – Cenário 2.

Amplitude [pu]\Duração	[16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min
[1.10 - 1.40]	0.35	0.00	0.05	0.32	1.86	1.33	0.00
>1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

As tabelas anteriores mostraram como são raros os eventos de elevações de tensão, sendo 5,94 e 3,91 eventos anuais para os cenários 1 e 2, respectivamente. Ainda assim, a maior concentração é estabelecida na região de 1 a 3 segundos, apesar da existência de eventos entre 16,67 ms e 1 min. Além disso, todas as ocorrências foram abaixo de 1,4 p.u..

A Tabela 5.39 mostra os valores de R^2 ajustado para todas as barras monitoradas e cenários apresentados. Pode-se afirmar que esses valores são suficientemente altos para se aceitar os modelos de regressões obtidos com as respectivas análises de aderência entre as curvas.

Tabela 5.39 - Valores de R^2 ajustado das regressões obtidas.

	R^2 ajustado (%)					
	Cenário 1		Cenário 2		Medição	
	Magnitude	Duração	Magnitude	Duração	Magnitude	Duração
A1	86,0	95,5	86,5	94,6	79,8	99,3
B1	88,7	95,0	90,5	99,7	92,5	98,7
C1	98,5	97,6	98,5	95,8	95,6	92,8
C2	98,3	99,0	98,3	98,6	92,8	96,2
C3	98,8	98,2	98,9	98,5	95,9	94,9

5.6 Considerações Finais

Conforme resultados apresentados neste capítulo, a validação da simulação através da medição ocorreu para as duas barras do sistema da Escelsa em todos os cenários, tanto para a magnitude quanto para a duração. A única exceção foi o caso da duração absoluta do cenário 2 na Barra B1.

Quanto às barras do sistema da Bandeirante, as magnitudes foram validadas em sua frequência relativa para todos os cenários, mas não foram validadas em valores absolutos. Apenas o cenário 1 na barra C3 apresentou a validação tanto na escala relativa quanto absoluta. Já as durações destas barras não foram validadas nem de forma absoluta e nem relativa, exceto para o caso dos cenários relativos da barra C1, onde a validação das durações em frequência relativa obteve sucesso.

Assim, a falta de aderência entre resultados de medição e simulação, comprovada estatisticamente pelo estudo de regressão, pode ser justificada por diversos fatores, entre estes:

- Ocorrência de um ano atípico no comportamento do sistema e consequente retrato somente nos resultados de medição;
- Valores adotados para taxas de falta podem não retratar a realidade do sistema, principalmente, no nível de distribuição, em que se pode encontrar relativa dificuldade para obtenção destes dados;
- A rede modelada na simulação pode não corresponder exatamente à rede medida, pois a dinâmica dos sistemas de distribuição produz alterações constantes na configuração da rede que não foram consideradas nas simulações;
- A amplitude da rede modelada nas simulações pode não contemplar toda a área de vulnerabilidade das barras analisadas, principalmente no que tange a algumas linhas de transmissão excluídas do escopo deste trabalho;
- Divergência entre as condições operacionais da rede simulada e medida, não só no nível de topologia de rede, mas também de diversas variáveis importantes, como a tensão pré-falta e os ajustes de proteção.

6. CONCLUSÕES

6.1 Conclusões Gerais

A utilização de um método de simulação de VTCDs constitui uma importante alternativa às medições, evitando-se os gastos de recursos financeiros com a implantação de medidores e também com a espera de um longo tempo de monitoramento.

Uma medida adotada por concessionárias tem sido utilizar medições de VTCDs obtidas em um curto prazo de tempo. No entanto, essa medida pode não retratar o valor médio, mas apenas uma situação atípica. Assim, a tomada de decisão neste assunto deve ser complementada ou substituída pelas simulações.

Como a maior parte dos trabalhos publicados sobre simulações consideram apenas as redes de transmissão e subtransmissão, este trabalho apresentou uma proposta de procedimento de simulação de VTCDs para sistemas de distribuição e transmissão.

Uma das contribuições deste trabalho são as taxas de falta obtidas, por barra e por alimentador, através de dados de ocorrências de desligamentos obtidos das concessionárias. Esse parâmetro de entrada é de extrema importância para as simulações já que ele influencia diretamente no número de faltas aplicadas por ano. Também é um valor muito particular para cada sistema, não podendo ser definido um único valor para todas as barras e alimentadores. Assim, é difícil adotar valores típicos da literatura para estas taxas de falta, pois as características dos sistemas são muito diferentes. Além disso, se alguns exemplos de aplicação deste trabalho, que utilizou a mesma taxa média para os alimentadores da mesma barra, não conseguiram alcançar o resultado esperado, é de se esperar que valores típicos de literatura não atendam as expectativas.

Neste trabalho também se destaca a contribuição de obtenção das durações na caracterização dos eventos, uma vez que a modelagem da proteção foi inserida no *software* utilizado. De toda base de dados, pode-se ressaltar que os ajustes das proteções são parâmetros de grande dificuldade de obtenção e também de muito trabalho devido à expressiva quantidade de dispositivos a serem representados.

A proposta de modificação na tabela do ONS também contribuiu com o trabalho já que foram sugeridas três expressivas alterações. A primeira delas consistiu na adição da coluna entre 0,5 e 1 ciclo, onde foi observada uma expressiva frequência de eventos tanto nas medições quanto nas simulações. A segunda foi o acréscimo de uma coluna entre 1 e 3 minutos que visou atender o conceito de VTCDs apresentado pelo PRODIST (2014).

Finalmente, a separação dos eventos com durações entre 1 ciclo e 300 ms em duas colunas, sendo a primeira para os eventos entre 1 ciclo e 100 ms e a outra para durações entre 100 ms e 300 ms, o que permitiu uma melhor caracterização do maior grupo de eventos registrados.

Outro importante ponto, reflexo das taxas de faltas calculadas de dados reais, são as contribuições vindas de cada sistema. Observou-se que a contribuição de afundamentos de tensão vindas dos sistemas de transmissão e subtransmissão são bem menores do que a contribuição dos sistemas de distribuição local, e menores ainda são as contribuições por parte dos sistemas de distribuição remotos.

As simulações realizadas mostraram que a média do número de afundamentos de tensão converge logo nos primeiros trinta anos. No entanto, é necessário definir um tempo de observação considerável das simulações para que se obtenha uma variabilidade maior dos eventos, permitindo uma melhor visualização do comportamento estatístico dos dados.

Os resultados também mostraram, através dos dois cenários simulados, que o cenário 1 é mais próximo da medição que o cenário 2, já que o primeiro acaba equilibrando as quantidades de faltas aplicadas por ano.

Foram apresentados resultados de medição, tanto para magnitude como duração, com o intuito de validar as simulações realizadas. Observa-se, entretanto, que a comparação entre simulações e medição na Escelsa teve melhores resultados do que na Bandeirante.

A validação da simulação através da medição ocorreu para as duas barras do sistema da Escelsa em todos os cenários, tanto para a magnitude quanto para a duração. A única exceção foi o caso da duração absoluta do cenário 2 na Barra B1.

Quanto às barras do sistema da Bandeirante, as magnitudes foram validadas em sua frequência relativa para todos os cenários, mas não foram validadas em valores absolutos. Apenas o cenário 1 na barra C3 apresentou a validação tanto na escala relativa quanto absoluta. Já as durações destas barras não foram validadas nem de forma absoluta e nem relativa, exceto para o caso dos cenários relativos da barra C1, onde a validação das durações em frequência relativa obteve sucesso.

Com isto, a falta de aderência entre resultados de medição e simulação, comprovada estatisticamente pelo estudo de regressão, pode ser justificada por diversos fatores, entre estes:

- Ocorrência de um ano atípico no comportamento do sistema e consequente retrato somente nos resultados de medição;

- Valores adotados para taxas de falta podem não retratar a realidade do sistema, principalmente, no nível de distribuição, em que se pode encontrar relativa dificuldade para obtenção destes dados;
- A rede modelada na simulação pode não corresponder exatamente à rede medida, pois a dinâmica dos sistemas de distribuição produz alterações constantes na configuração da rede que não foram consideradas nas simulações;
- A amplitude da rede modelada nas simulações pode não contemplar toda a área de vulnerabilidade das barras analisadas, principalmente no que tange a algumas linhas de transmissão excluídas do escopo deste trabalho;
- Divergência entre as condições operacionais da rede simulada e medida, não só no nível de topologia de rede, mas também de diversas variáveis importantes, como a tensão pré-falta e os ajustes de proteção.

6.2 Proposta para Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, pode-se implementar novos exemplos de aplicação contemplando as falhas nos sistemas de proteção, permitindo-se assim agregar os eventos temporalmente e então avaliar uma situação ainda mais real.

Por fim, pode-se reconfigurar os sistemas, com abertura e fechamento de chaves, para analisar o comportamento das ocorrências de VTCDs. Podem também ser simuladas algumas alternativas de soluções para o problema deste distúrbio. Por último, e não menos importante, pode-se utilizar as simulações para estabelecer padrões de referência para os indicadores analisados.

6.3 Artigos Publicados

Esse trabalho resultou na publicação dos seguintes artigos:

HONORATO, K. S.; CARVALHO FILHO, J. M.; OLIVEIRA, T. C.; MIRANDA FILHO, J.; SIQUEIRA, M. J.; PEREIRA, N. B.; CARNEIRO, J. R. Simulação Estocástica de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição. **Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Foz do Iguaçu – PR, Brasil, 22 a 25/04/2014.**

HONORATO, K. S.; CARVALHO FILHO, J. M.; OLIVEIRA, T. C.; MIRANDA FILHO, J. Simulação Estocástica de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição. **XXI SENDI. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Santos – SP, Brasil, 08 a 13/11/2014.**

MIRANDA FILHO, J.; CARNEIRO, J. R.; HONORATO, K. S.; CARVALHO FILHO, J. M.; OLIVEIRA, T. C.; SIQUEIRA, M. J. Gerenciamento das Variações de Tensão de Curta Duração nas barras de média tensão do grupo EDP na Escelsa e Bandeirante. **XXI SENDI. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Santos – SP, Brasil, 08 a 13/11/2014.**

CARNEIRO, J. R.; ENCARNAÇÃO, L.; HONORATO, K. S.; OLIVEIRA, T. C.; CARVALHO FILHO, J. M.; MIRANDA FILHO, J.; MACEDO JUNIOR, J. R.; SIQUEIRA, M. J.; PEREIRA, N. B. Gerenciamento das Variações de Tensão de Curta Duração nas Barras de Média Tensão das Concessionárias do Grupo EDP (Escelsa e Bandeirante). **11th INDUSCON. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, Juiz Fora – MG, Brasil, 07 a 10/12/2014.**

REFERÊNCIAS

ABREU, J. P. G. Reflexões sobre Qualidade da Energia. **I Seminário Brasileiro da Qualidade de Energia Elétrica - Uberlândia**, p. 1–5, 1996.

ALVES, M. F.; FONSECA, V. R. C. Voltage Sag Stochastic Estimate. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 00, n. C, p. 1665–1669, 2001.

AMASIFEN, J. C. C. **Metodologias para Avaliação de Riscos e dos Custos de Interrupções em Processos Causados por Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, 2008. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

ASPEN. CD - Manual de Treinamento da versão 9 do DistriView, 2011. Itajubá.

ASPEN. DistriView. Disponível em:

<http://www.aspeninc.com/web/index27cb.html?option=com_content&view=article&id=87&Itemid=68>. .

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 Concladis - Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, 1999. São Paulo.

BECKER, C.; JUNIOR, W. B.; 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, n. 3, p. 805–821, 1994.

BLACKBURN, J. L.; DECKKER, M. Protective Relaying. **Electrical Engineering and Electronics, New York**, , n. 37, 1987.

BOLLEN, M. H. J. The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sags. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 30, n. N^o.3, p. 805–821, 1994.

BOLLEN, M. H. J. Fast Assessment Methods for Voltage Sags in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 32, n. 6, p. 1414–1423, 1996.

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. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions**. IEEE Press ed. 2000.

BOLLEN, M. H. J.; HAGER, M. Power Quality: Interactions Between Distributed Energy Resources, the Grid, and Other Customers. **Electrical Power Quality and Utilization - Vol.1**, 2005.

BOLLEN, M. H. J.; YALCINKAYA, G.; HAZZA, G. The Use of Electromagnetic Transient Programs for Voltage Sags Analysis. **IEEE-PES-International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 1998a. Athens.

BOLLEN, M. H. J.; QADER, M. R.; ALLAN, R. N. Stochastic and Statistical Assessment of Voltage Dips. **IEE Colloquium on Tools and Techniques for Dealing with Uncertainty**, v. 27, p. 5/1–5/4, 1998b.

CABRAL, R. J. **Análise Numérica de Curto Circuito Utilizando Componentes Simétricas e Componentes de Fases para Obter Índices de Afundamentos de Tensão**, 2010. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

CARVALHO FILHO, J. M. **Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores**, 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.

CEPEL. ANAFAS. Disponível em: <<http://www.anafas.cepel.br/>>. Acesso em: 28/1/2014.

CIGRÉ. International Council on Large Electric System. Disponível em: <<http://www.cigre.org/>>. .

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.

DAGENHART, J. B. The 40 Ω ground-fault phenomenon. *IEEE Transactions on Industry Applications*. **NJ: IEEE**, v. 36, n. 1, p. 30–32, 2000.

DNAEE. Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. ,1996. Relatório do Grupo de Trabalho Criado pela Portaria do DNAEE N°163/93.

DORR, D. S. Interpreting Recent Power Quality Surveys to Define the Electrical Environment. **Conference Record of 1996 IEEE Industry Applications Conference**, v. 4, n. Thirty-first IAS Annual Meeting, p. 2251–2258, 1996.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. McGraw-Hill, 2012.

FISHMAN, G. S. **Monte Carlo: Concepts, Algorithms and Applications**. New York: Springer-Verlag, 1995.

FONSECA, V. R. DE C. **Cálculo Estocástico do Afundamento de Tensão**, 1999. 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.

IEC 61000-4-30. **Electromagnetic Compatibility, (EMC) -Testing and measurement techniques - quality measurements methods**. International Electrotechnical Commission, 2006.

IEEE 1159, S. **IEEE Std 1159TM-2009, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. 2009.

IEEE 493, S. **IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Commercial Power (The Gold Book)**. 2007.

KAJIHARA, H. H. Quality Power for Eletronics. **Electro-Technology**, v. 82, n. 5, p. 46, 1968.

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. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

LEBORGNE, R. C. **Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Afundamentos de Tensão**, 2003. Universidade Federal de Itajubá.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 4, p. 1975–1982, 2004.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage Sag Studies in Distribution Networks — Part II : Voltage Sag Assessment. , v. 21, n. 3, p. 1679–1688, 2006.

MCGRANAGHAN, M.; MUELLER, D.; SAMOTYJ, M. Voltage Sags in Industrial Systems. Technical Conference on Industrial and Commercial Power Systems. p.18–24, 1991.

MINITAB 16. Minitab Statistical Software, Release 16.1.0.0. ,2010. State College, USA.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 2^o ed. 2003.

NAIDU, S. R.; ANDRADE, G. V. DE; COSTA, E. G. Voltage Sag Performance of a Distribution System and Its Improvement. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 48, n. 1, p. 218–224, 2012.

NRS 048-2. **Electricity supply – Quality of supply: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods**. 3rd ed. 2007.

OLGUIN, G. Voltage Dip (Sag) Estimation in Power System Based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring. **Chalmers Univ. of Tech. Gothenburg, Sweden**, 2005a.

OLGUIN, G. An Optimal Trade-off between Monitoring and Simulation for Voltage Dip Characterization of Transmission Systems. **IEEE – PES, Asia and Pacific**, 2005b.

OLGUIN, G.; KARLSSON, D.; C., L. R. Stochastic Assessment of Voltage Dips (Sags): The Method of Fault Positions versus a Monte Carlo Simulation Approach. Power Tech Conference Proceedings. 2003. Bologna.

OLIVEIRA, T. C. **Desenvolvimento e Aplicação de Um Sistema de Software para Estudos de Afundamentos de Tensão**, 2004. Universidade Federal de Itajubá.

OLIVEIRA, T. C.; CARVALHO FILHO, J. M.; ABREU, J. P. G.; LEBORGNE, R. C. Análise da Influência da Conexão de Transformadores Δ -Yaterrado na Propagação de Afundamentos de Tensão. Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica - SBQEE - Aracajú. 2003.

OLIVEIRA, T. C. DE. **Afundamentos de Tensão: Avaliação Estatística de Resultados de Medição com Base em Simulações.**, 2008. Universidade Federal de Itajubá.

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 10th 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. Universidade Federal de Itajubá.

PRODIST. **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2014.

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.

RAMOS, A. J. P. Proposta de Ação Integrada Entre Empresas de Energia Elétrica, Consumidores e Fabricantes de Equipamentos Visando Melhoria na Qualidade da Energia Elétrica. **XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 1997.

RIBEIRO, T. N. **Uma Discussão dos Critérios e Normas Relativos à Qualidade da Energia Elétrica**, 1998. PUC-MG.

SABIN, D. D.; GREBE, T. E.; SUNDARAM, A. RMS Voltage Variation Statistical Analysis for a Survey of Distribution System Power Quality Performance. **PES WM1999**, v. 2, p. 1235–1240, 1999.

SEESP. Projeto de Qualidade do Fornecimento de Energia, Indicadores, Padrões e Penalidades. ,1997. Secretaria de Energia do Estado de São Paulo.

SIKES, D. L. Comparison Between Power Quality Monitoring Results and Predicted Stochastic Assessment of Voltage Sags-“Real” Reliability for the Customer. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 36, n. 2, p. 677–682, 2000.

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, J. S. E. **Avaliação Estocástica de Afundamentos de Tensão Através de Análise de Curtos-Circuitos Deslizantes e Banco de Dados Relacional**, 2006. Universidade Federal do Pará.

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.

SOUSA, M.; COSTA, C. A.; JUNIOR, I. H. P. Sistema de Localização Automática de Faltas em Linhas de Transmissão. **Anais do XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2005. Curitiba.

STYVAKTAKIS, E. **Automating Power Quality Analysis**, 2002. Chalmers University of Technology - Goteborg, Sweden.

STYVAKTAKIS, E.; BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H. Automatic Classification of Power System Events Using RMS Voltage Measurements. **IEEE, Power Engineering Society Summer Meeting**, v. 2, p. 824–829, 2002.

UNIPEDE. **Measurement Guide for Voltage Characteristics - Report 23002 Ren 9531**. 1995.

XU, W. Component Modeling Issues for Power Quality Assessment. **IEEE Power Engineering Review**, v. 21, n. 11, 2001.

ANEXO A – Entrada de Dados

A Figura A.1 mostra a tela principal do *software* DistriView utilizado para modelagem da rede, extração de dados e simulação de curtos-circuitos deste trabalho. Conforme mostrado na figura, o menu *Tools* em *Data Browser* permite acessar todos os componentes modelados no arquivo, destacando no formato de tabela todos os parâmetros inseridos. Desta forma, neste ANEXO A, são mostradas as principais janelas de configuração para modelagem da rede.

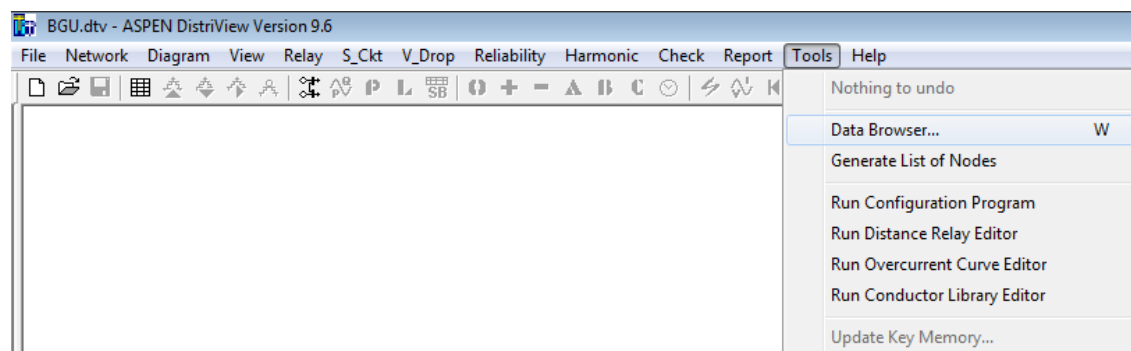


Figura A.1 - Tela principal de acesso ao *software* DistriView.

Quanto a representação de uma linha de transmissão ou distribuição no *software* DistriView a Figura A.2 mostra a caixa de diálogo com a aba de dados gerais para entrada do nome da linha, seu comprimento e identificação de circuito. A Figura A.3 mostra a mesma caixa, porém na aba de parâmetros onde são inseridos os valores de impedâncias e susceptâncias de sequências positiva e zero em p.u..

The dialog box is titled "3-Phase Line / Cable Section Data" and has three tabs: "General", "Parameters", and "Reliability". The "General" tab is active. The title bar shows "A.LAGE 138 138kV - CARIACIC138 138kV". The "Name" field contains "ESC", "Circuit ID" is empty, and "Length" is "7.2 km". Under "I²T Rating", the value is "0.0" with units "Amp² sec.". The "Section Load" section includes "Total kVA = 0.00", radio buttons for "L-N" (selected) and "L-L", and "No. of Consumers = 0". There are buttons for "Edit Consumer & Load Alloc. Param." and "Copy from Library". At the bottom, "Impedances" is set to "Manual" and "Phases" is "ABC". "OK" and "Cancelar" buttons are at the bottom right.

Figura A.2 - Caixa de diálogo para configuração de uma linha de transmissão.

The dialog box is titled "3-Phase Line / Cable Section Data" and has three tabs: "General", "Parameters", and "Reliability". The "Parameters" tab is active. The "Type" section has radio buttons for "Line" (selected), "Cable", and a checkbox for "Has neutral wire". The "Impedances" section contains input fields for: R = 0.0061, X = 0.0141, B = 0, Ro = 0.0141, Xo = 0.0533, and Bo = 0. A note states: "Impedances are in PU for the entire length of the line." "OK" and "Cancelar" buttons are at the bottom right.

Figura A.3 - Caixa de diálogo para configuração de uma linha de transmissão.

A Figura A.4 mostra a caixa de diálogo para a representação de um transformador de dois enrolamentos. Nesta caixa configura-se o valor da potência do transformador, a impedância em pu na sequência positiva e zero, o nome e o circuito do mesmo, a tensão de ambos lados e também a conexão que está conectado.

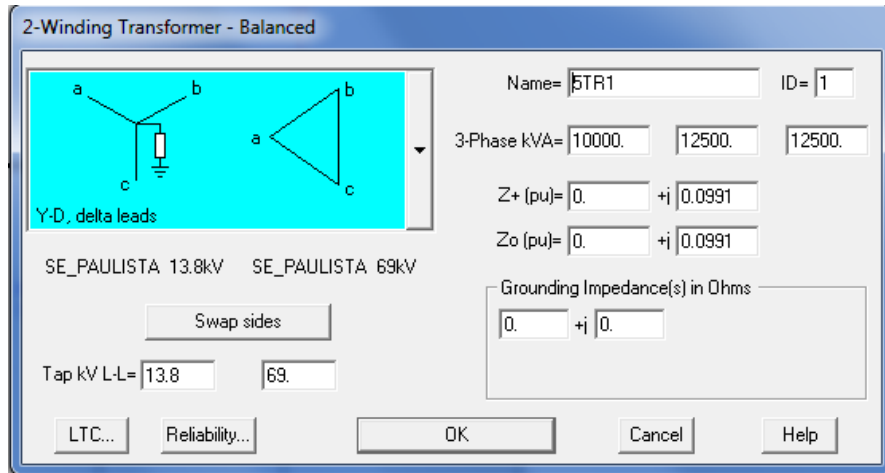


Figura A.4 - Caixa de diálogo para configuração de um transformador.

Outras configurações realizadas no *software* DistriView podem ser vistas nas Figuras A.5, A.6 e A.7 para representação de geradores ou motores síncronos, chaves e banco de capacitores ou reatores, respectivamente.

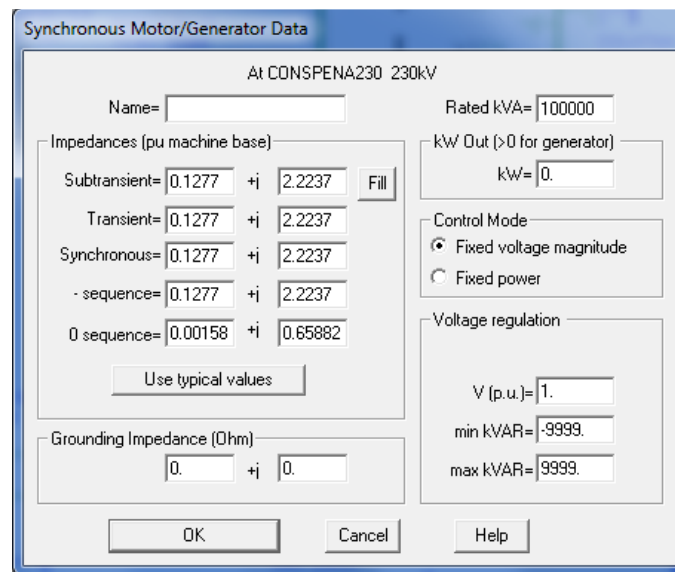


Figura A.5 - Caixa de diálogo para configuração de um motor ou gerador síncrono.

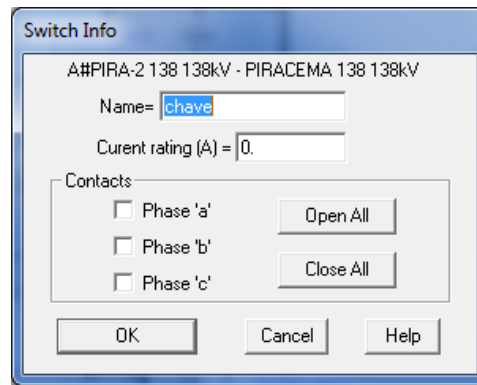


Figura A.6 - Caixa de diálogo para configuração de uma chave.

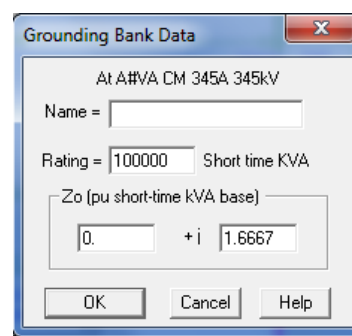


Figura A.7 - Caixa de diálogo para configuração de um banco de capacitor ou reator.

Para representação das proteções dos sistemas utilizados na simulação, o *software DistriView* permite o cadastro de disjuntores e seus relés associados a algumas funções, fusíveis, religadores e seccionalizadores. As proteções utilizadas neste trabalho serão mostradas a seguir com mais detalhes.

Os disjuntores são associados aos relés e suas funções de sobrecorrente de fase, sobrecorrente de neutro, direcional de fase, direcional de neutro, distância de fase e/ou distância de neutro. A Figura A.8 mostra a janela de configuração para parametrização de um disjuntor.

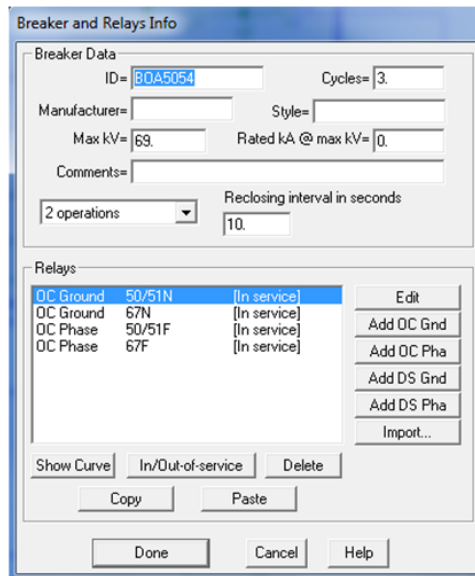


Figura A.8 - Janela de configuração para parametrização de um disjuntor.

A partir desta janela é possível adicionar as funções desejadas. Na Figura A.9 pode ser vista a janela de configuração para a função de sobrecorrente de neutro. Neste caso estão representadas as unidades temporizadas e as de tempo definido.

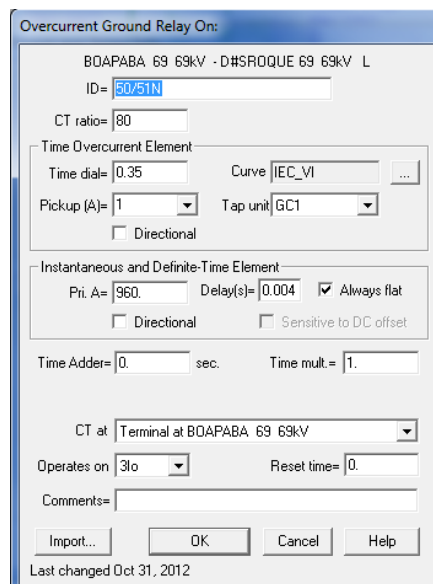


Figura A.9 - Janela de configuração para parametrização das unidades de sobrecorrente.

Na necessidade de acrescentar a proteção direcional deve-se acrescentar outra proteção de sobrecorrente na janela mostrada na Figura A.8, renomeá-la identificando seu código e então habilitá-la para funcionar como direcional, conforme exibido na Figura A.10.

Figura A.10 - Janela de configuração para parametrização da unidade direcional de fase.

A Figura A.11 representa a configuração dos parâmetros para a função de distância de neutro para um relé SEL311. A Figura A.12 exemplifica uma caixa de diálogo para ajuste de um fusível e por fim a Figura A.13 exibe a entrada de informações para um religador.

Parameter	Value
PT ratio	1200
CT ratio	240
Z1MAG	0.29
Z1ANG	73.7
Z0MAG	1.45
Z0ANG	77.7
INORM	5
EADVS	N
E21MG	3
E21XG	3
Z1MG	0.22
Z2MG	0.35

Figura A.11 - Janela de configuração para parametrização da unidade de distância.

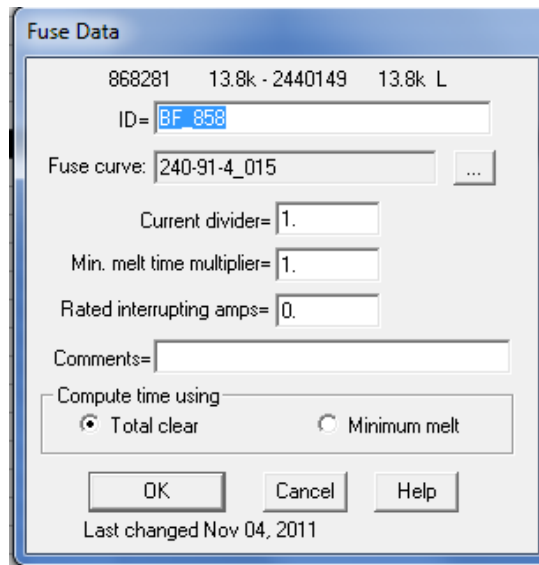


Figura A.12 - Janela de configuração para parametrização de um fusível.

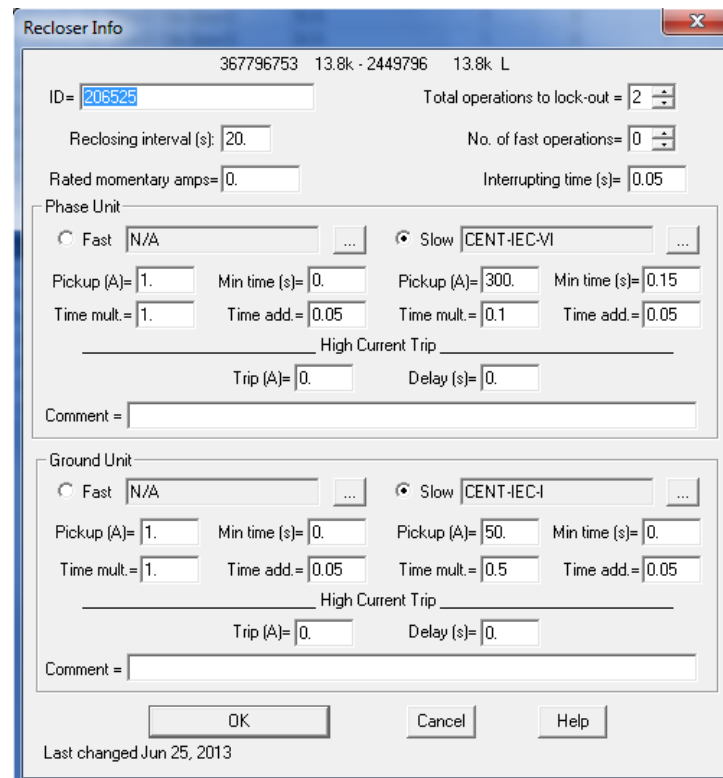


Figura A.13 - Janela de configuração para parametrização de um religador.

Diante da possibilidade de representar religadores e seccionadores, o *software* DistriView dispõe de filosofias seletivas e coordenadas de proteção.

A coordenação evita que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível da rede fique desligada; enquanto o objetivo da seletividade é fazer que o equipamento mais próximo da falta opere, independente da falta ser transitória ou

permanente. O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas características tempo versus corrente dos diversos equipamentos, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada equipamento.

A coordenação e a seletividade entre os equipamentos de proteção deve ser obtida dentro da faixa de corrente comum aos equipamentos que se pretende fazer a coordenação ou seletividade (SILVA, 2005). Para visualização das curvas de proteção plotadas no *software DistriView* são mostrados dois exemplos de coordenação nas Figuras A.14 e A.15.

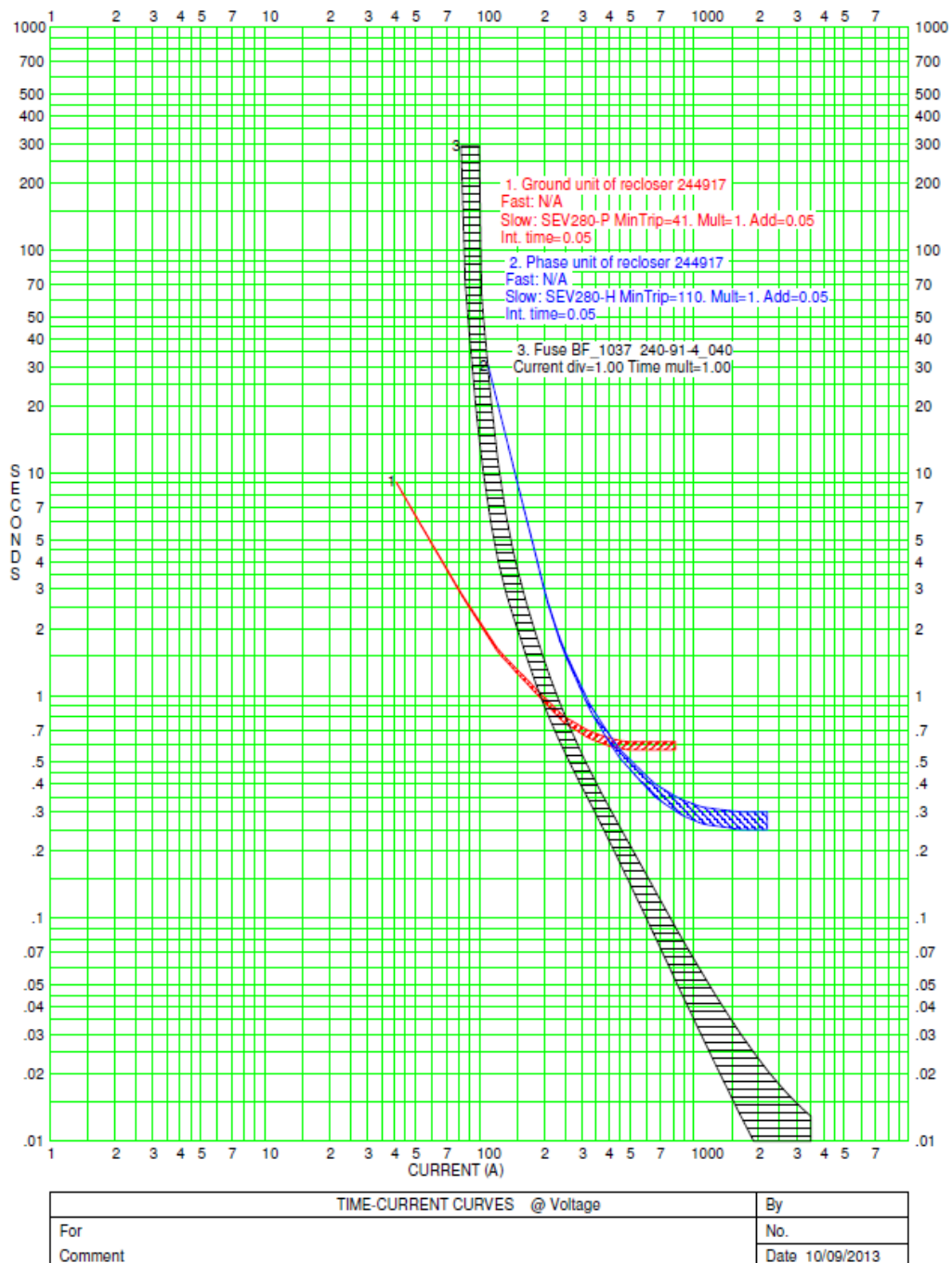
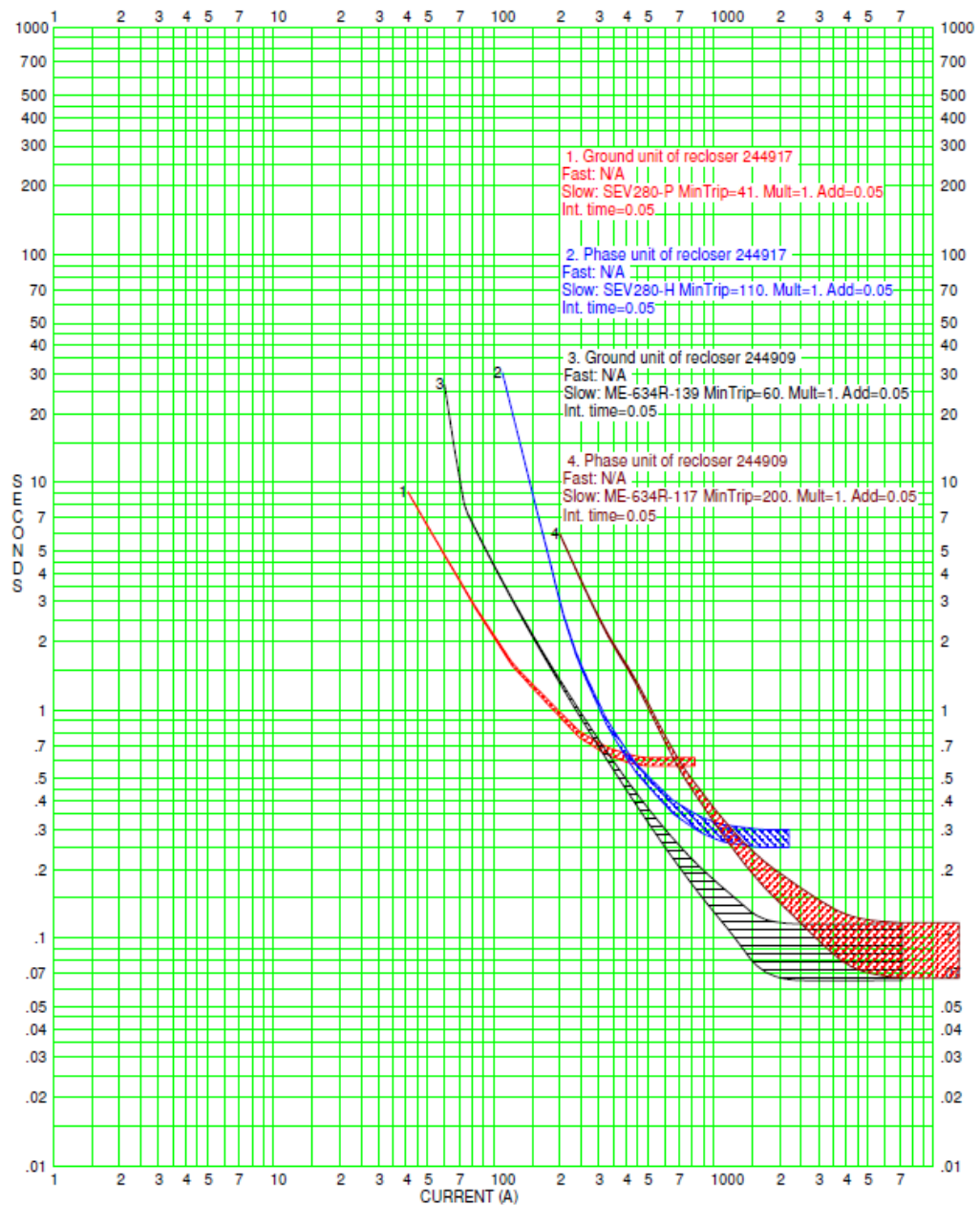


Figura A.14 - Coordenação entre religador e fusível no *software* DistriView.



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		By
For		No.
Comment		Date 10/09/2013

Figura A.15 - Coordenação entre religador e religador no *software* DistriView.

ANEXO B – Procedimento de Simulação

A Figura B.1 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	B	R0	X0	B0	Rating1	Rating2	Rating3	Rating4	Type	Neutral	Manual entry
Yes	66222439	66222445	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.0015	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	1063879	1063980	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	1063401	1063402	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	DHS-SAHY 138A	DATBAR 138A	138		ESC	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0001	0.	0.	0.0001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	3728054	896017	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.0015	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	PAULISTA 69	BUS16	69		ESC	1.00E-8	A.B.C	0.	1e-10	0.	0.	1e-10	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	896017	896018	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	3859754	1069963	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.0015	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	3822558	1015049	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.0015	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	F# MQ-GT 34.5	MUQUICAB34.5	34.5		LIN	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0001	0.	0.	0.0001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	2654146	1093400	13.2		USER	0.0016	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.00127456	0.00146097	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	V VELHA 34.5	BUS1	34.5	1	ESC	0.0001	ka.A.B.C	0.	1e-6	0.	0.	1e-6	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	D#2 ARCEL C	CELLULOSE138	138		LIN	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0001	0.	0.0001	0.0002	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	1624517	673773	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.0015	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	UT14GER 0.48	UT14GER 13.8	13.8		LIN	1. km	A.B.C	0.	0.1714	0.	0.	0.2	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	3728132	896113	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.0015	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	989971	989972	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	896113	896114	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	64259483	64259510	13.2		USER	0.0012	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.00090651	0.00121521	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	IT 51TR1 13.2	ITRSTRQ-13.2	13.2		ESC	0.0001	ka.A.B.C	0.	1e-6	0.	0.	1e-6	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	3728180	896179	13.2		USER	0.0001	ka.A.	0.	0.0015	0.	N/A	N/A	N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	882587	882588	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	INCESA 34.5	FUVISA 34.5	34.5		LIN	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0001	0.	0.	0.0001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	1069921	1069922	13.2		USER	0.0001	ka.A.B.C	0.	0.0015	0.	0.	0.001	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry
Yes	F#REAT-1 138	CST 2 138	138		USER	2. km	A.B.C	0.	0.0421	0.	0.	0.0421	0.	0.0	0.0	0.0	0.0	Line	No	Manual entry

Figura B.1 - Tabela com os parâmetros dos trechos.

Já a planilha apresentada na Figura B.2 exemplifica um arquivo de entrada para a sub-rotina criada para o sorteio das características das faltas, desenvolvida a partir da interface do programa MATLAB. Conforme comentado no procedimento de simulação do capítulo 4, os dados necessários para a aplicação do método de Monte Carlo são: 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 e por último os nós classificados como “0”, ou seja, aqueles que não pertencem à área de vulnerabilidade da barra monitorada.

Os nós que não pertencem à área de vulnerabilidade são obtidos a partir de uma etapa em que são simulados curtos-circuitos em todos os nós e então selecionados apenas os que pertencem à região “0”.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1014449	6568427	ABC	13.2	0.0982	100	0	5686572
3	1014473	4777050	ABC	13.2	0.1131	100	0	199911
4	1014551	6029930	B	13.2	0.6333	100	0	301377
5	1014557	1014558	ABC	13.2	0.0001	100	0	5881272
6	1014558	6030068	C	13.2	0.434	100	0	5686752
7	1015049	1015050	ABC	13.2	0.0001	100	0	266069198
8	1015050	3761260	A	13.2	1.1915	100	0	3728132
9	1015403	5680280	A	13.2	1.0597	100	0	5680706
10	1017053	1017054	ABC	13.2	0.0001	100	0	1092373
11	1017054	6023506	B	13.2	1.1748	100	0	5686758
12	1028479	6610793	ABC	13.2	0.2384	100	0	3712400
13	1029505	5680064	A	13.2	0.9147	100	0	5686722
14	1035695	1613907	A	13.2	0.212	100	0	5881290
15	1035947	1625429	ABC	13.2	0.0899	100	0	266069199
16	1047931	3728048	A	13.2	0.4691	100	0	4972600
17	105322719	5686098	A	13.2	0.0903	100	0	896113
18	105322719	105322726	A	13.2	0.2193	100	0	5686770
19	105533823	5679764	A	13.2	0.0727	100	0	537881590
20	105533823	394426039	A	13.2	0.0015	100	0	883493
21	105534119	5828030	A	13.2	0.2353	100	0	5881296
22	105534119	105534118	A	13.2	0.2204	100	0	5680718
23	105534282	2724524	A	13.2	0.3267	100	0	4972606
24	105534282	105534283	A	13.2	0.2828	100	0	896114
25	105544874	5685936	ABC	13.2	0.5797	100	0	3856184
26	105544874	105544875	A	13.2	0.1193	100	0	380269
27	1061277	5641044	B	13.2	0.3224	100	0	1625070
28	1061343	3692290	B	13.2	0.316	100	0	3857702
29	1061349	5648770	B	13.2	0.5154	100	0	322733
30	1061619	5679692	A	13.2	1.6204	100	0	3791262
31	1061643	5685474	ABC	13.2	0.1447	100	0	5680730
32	1061649	388220056	B	13.2	0.7908	100	0	3729128
33	1061667	4757795	ABC	13.2	0.103	100	0	1061673
34	1061673	5686818	ABC	13.2	0.0798	100	0	1625051
35	1063401	1063402	ABC	13.2	0.0001	100	0	1613944
36	1063402	301664935	A	13.2	0.8948	100	0	5881332
37	1063407	5894630	ABC	13.2	0.0187	100	0	1063401
38	1063419	1063420	ABC	13.2	0.0001	100	0	5680916
39	1063420	5881836	B	13.2	0.2138	100	0	989971
40	1063425	5881836	ABC	13.2	0.4000	100	0	5686000

Figura B.2 - Planilha com os parâmetros dos trechos de linhas.

A Figura B.3 apresenta a tela do programa MATLAB com a sub-rotina em que foram sorteadas as faltas e criados os arquivos do tipo texto para entrada no *software* DistriView.

```

1 - clear
2 - clc
3
4 - rand ('twister',sum(100*clock)) %gerar semente aleatória diferente de acordo com as horas
5
6
7 - % _____ Informação sobre a barra monitorada _____ %
8
9 - %nbm é o numero de barras monitoradas
10 - prompt='Entre com o número de barras a serem monitoradas':
11 - name='SIMULAÇÃO EDP-GOEE-UNIFEI';
12 - numero=inputdlg(prompt,name,1);
13 - nbm=str2double(numero);
14
15 - prompt='Entre com a tensão da barra monitorada';
16 - numero=inputdlg(prompt,name,1);
17 - tbn=str2double(numero);
18
19 - if nbm<=0
20 - erro=msgbox('Você precisa indicar pelo menos uma barra monitorada','ERRO','error');
21 - break;
22
23
24 - elseif (nbm>0) && (nbm<=2)
25
26 - prompt='Entre com a barra a ser monitorada (8 caracteres)':
27 - name='SIMULAÇÃO EDP-GOEE-UNIFEI';
28
29 - %N é o numero de barras monitoradas
30 - N=nbm;
31 - for k=1:N
32 - barra_monitorada(k)=inputdlg(prompt,name,1,cellstr('ITR_2BPA'));
33 - end
34
35 - barra_monitorada=char(strvcat(barra_monitorada));
36 - [n_barras,m_barras]=size(barra_monitorada);
37
38 - else
39 - [filename,pathname] = uigetfile('*.txt','Escolha o arquivo com as barras monitoradas');
40 - celula=importdata(filename);
41 - if nbm>length(celula)
42 - erro1=msgbox('O arquivo não tem o número de barras indicado anteriormente (o número de barras é %d)','ERRO','error');
43 - break;
44 - else
45 - N=nbm;
46 - for k=1:N
47 - barra_monitorada(k)=cellstr(celula(k));

```

Figura B.3 - Tela do programa utilizado para os sorteios de faltas.

Já a Figura B.4 mostra um exemplo de arquivo texto obtido pela sub-rotina da figura anterior. Este arquivo contém a relação de todas as faltas a serem simuladas em cada ano de análise. O cabeçalho contém a especificação de que é um comando *batch* avançado, isto é, que várias linhas de comando devem ser executadas e que para cada barra monitorada são especificados os locais onde as faltas devem ser aplicadas. Também é apresentado o valor do *stepped_event*, que corresponde ao número de dispositivos de proteção que possuem a sua atuação analisada sequencialmente. Neste exemplo, *stepped_event* igual a 1 significa que somente a atuação da primeira proteção será considerada, sem a observação dos religamentos ou de qualquer outro dispositivo que possa atuar como retaguarda desta primeira proteção. Finalmente, o parâmetro *threshold* é o valor da magnitude que estabelece o limite para considerar o evento como afundamento de tensão.

Nas linhas abaixo do cabeçalho são apresentadas especificações de cada falta. A primeira linha identifica a barra monitorada, o nível de tensão desta barra em kV, o tipo de

A Figura B.6 mostra a tela de processamento das faltas enquanto as mesmas são simuladas.



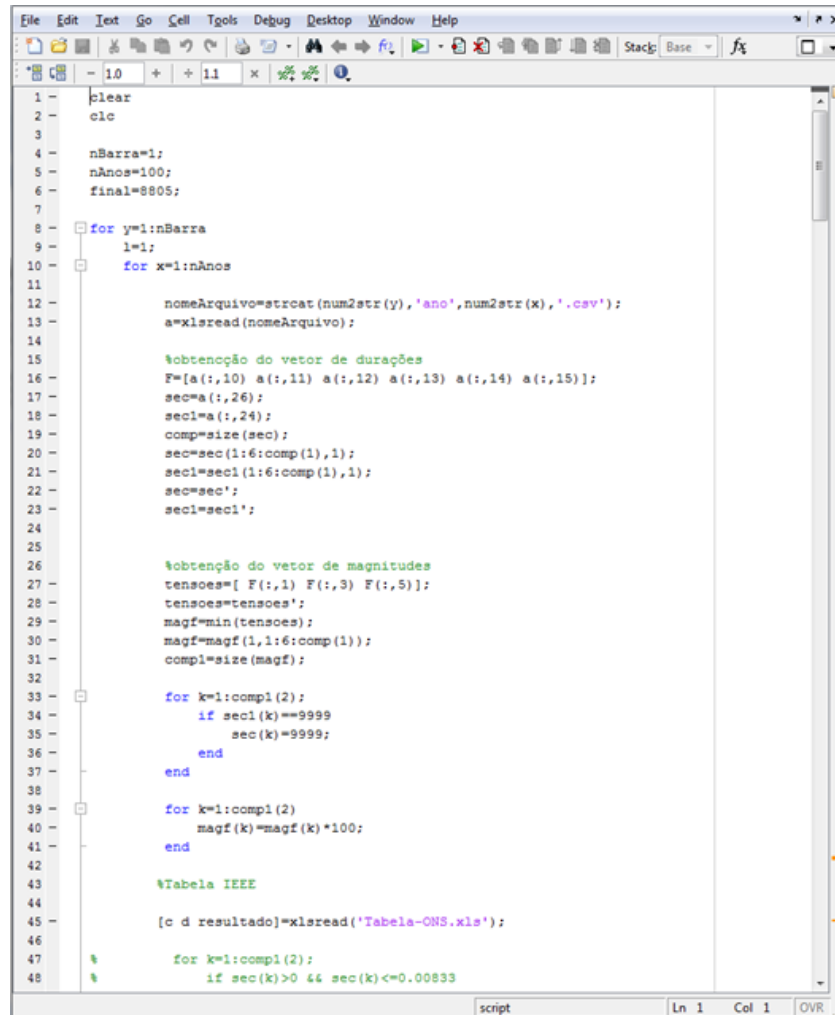
Figura B.6 - Tela indicativa do processamento das faltas.

Quando terminadas as simulações a tela da figura anterior desaparece e então é salvo o arquivo no formato CSV mostrado na Figura B.7. 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.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
29	VOLTAGE THRESHOLD: 0.9 p.u.																									
30	OUTPUT: All cases																									
31	STEPPED EVENTS: On Study extent-Entire feeder.																									
32	OUTPUT FAULTS OF NODES WITH LEVEL 1 OR HIGHER																									
33																										
34	MONITORED BUS: 0 BGUANDU 13.2kV																									
35	FAULT IMPEDANCE= 17.5+j0 Ohm																									
36	=====																									
37	Tier	Flt	No.1.	Bus1 Nam kV	No.2.	Bus2 Nam 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 Amg	Durt		
38	0	1LG		0.584303	13.2	0.427404		45.6	1.00095	-30.04	0.98539	-151.61	0.99961	90.01	0.99523	-30.54	0.0109	-29.08	0.01002	90.83	1	9999	0			
39																										
40	MONITORED BUS: 0 BGUANDU 13.2kV																									
41	FAULT IMPEDANCE= 25.4+j0 Ohm																									
42	=====																									
43	Tier	Flt	No.1.	Bus1 Nam kV	No.2.	Bus2 Nam 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 Amg	Durt		
44	0	1LG		0.582054	13.2	0.582078		76.5	0.99284	-30.94	1.00013	-150	1.00047	89.98	0.99778	-30.32	0.00609	-145.7	0.00582	-144.57	2	0.8051	0	0		
45																										
46	MONITORED BUS: 0 BGUANDU 13.2kV																									
47	FAULT IMPEDANCE= 8.3+j0 Ohm																									
48	=====																									
49	Tier	Flt	No.1.	Bus1 Nam kV	No.2.	Bus2 Nam 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 Amg	Durt		
50	0	1LG		0.602820	13.2	0.602826		82.2	1.00035	-29.99	1.00062	-150.02	0.99082	89.26	0.99724	-30.25	0.00549	82.15	0.00522	-36.84	1	9999	0			
51																										
52	MONITORED BUS: 0 BGUANDU 13.2kV																									
53	FAULT IMPEDANCE= 22.7+j0 Ohm																									
54	=====																									
55	Tier	Flt	No.1.	Bus1 Nam kV	No.2.	Bus2 Nam 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 Amg	Durt		
56	0	1LG		0.1069903	13.2	0.602576		46.8	1.00032	-30	1.00065	-150.02	0.99161	89.17	0.99751	-30.28	0.00577	87.43	0.00548	-31.73	4	4.762	0	1		
57																										
58	MONITORED BUS: 0 BGUANDU 13.2kV																									
59	FAULT IMPEDANCE= 18.7+j0 Ohm																									
60	=====																									
61	Tier	Flt	No.1.	Bus1 Nam kV	No.2.	Bus2 Nam 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 Amg	Durt		
62	0	1LG		0.293081	13.2	0.293012		26.5	0.98639	-31.8	0.99978	-150	1.00064	89.96	0.99543	-30.81	0.01164	-143.67	0.01101	-144.88	8	9.744	0	0		
63																										
64	MONITORED BUS: 0 BGUANDU 13.2kV																									
65	FAULT IMPEDANCE= 23.9+j0 Ohm																									
66	=====																									
67	Tier	Flt	No.1.	Bus1 Nam kV	No.2.	Bus2 Nam 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 Amg	Durt		

Figura B.7 - Modelo do arquivo de resultados no formato CSV.

A partir dos cem arquivos do modelo da Figura B.7 é então processado um programa no MATLAB para contabilizar os eventos de VTCDs de cada ano para uma determinada barra monitorada. A Figura B.8 mostra a tela deste programa com parte da sub-rotina.



```
1 - clear
2 - clc
3
4 - nBarra=1;
5 - nAnos=100;
6 - final=8805;
7
8 - for y=1:nBarra
9 -     l=1;
10 -    for x=1:nAnos
11
12 -        nomeArquivo=strcat(num2str(y), 'ano', num2str(x), '.csv');
13 -        a=xlsread(nomeArquivo);
14
15 -        %obtenção do vetor de durações
16 -        F=[a(:,10) a(:,11) a(:,12) a(:,13) a(:,14) a(:,15)];
17 -        sec=a(:,26);
18 -        sec1=a(:,24);
19 -        comp=size(sec);
20 -        sec=sec(1:6:comp(1),1);
21 -        sec1=sec1(1:6:comp(1),1);
22 -        sec=sec';
23 -        sec1=sec1';
24
25
26 -        %obtenção do vetor de magnitudes
27 -        tensoes=[ F(:,1) F(:,3) F(:,5)];
28 -        tensoes=tensoes';
29 -        magf=min(tensoes);
30 -        magf=magf(1,1:6:comp(1));
31 -        compl=size(magf);
32
33 -        for k=1:compl(2);
34 -            if sec1(k)==9999
35 -                sec(k)=9999;
36 -            end
37 -        end
38
39 -        for k=1:compl(2)
40 -            magf(k)=magf(k)*100;
41 -        end
42
43 -        %Tabela IEEE
44
45 -        [c d resultado]=xlsread('Tabela-ONS.xls');
46
47 -        for k=1:compl(2);
48 -            if sec(k)>0 && sec(k)<=0.00833
```

Figura B.8 - Tela do programa utilizado para contabilização dos VTCDs.

Como saída, a sub-rotina apresentada na Figura B.8 gera um arquivo excel com os dados preenchidos para a tabela ONS modificada, para os gráficos das frequências acumuladas e também para o gráfico de distribuição anual de afundamentos de tensão.

ANEXO C – Análise de Regressão

Para se estabelecer uma equação que representa algum determinado fenômeno em estudo pode-se fazer um gráfico, chamado de diagrama de dispersão, para certificar como se comportam os dados da variável dependente Y em função da variação independente de X. A Figura C.1 mostra um exemplo deste diagrama.

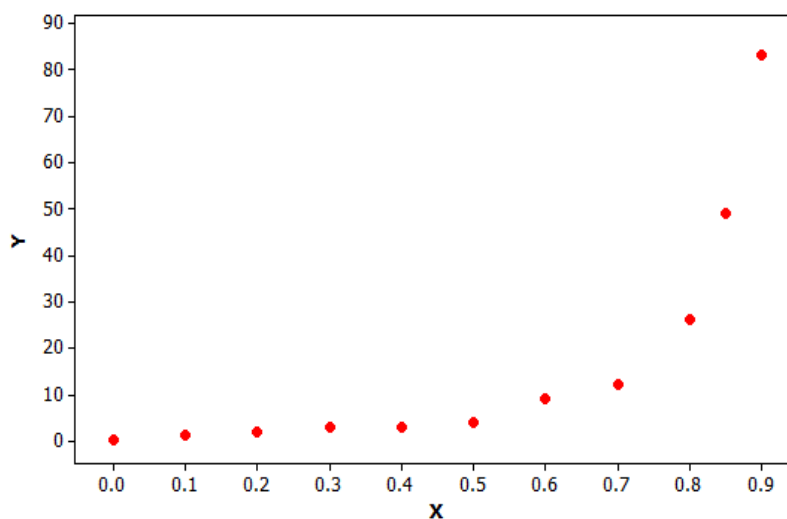


Figura C.1 - Exemplo de diagrama de dispersão.

A partir desse diagrama de dispersão, o objetivo da regressão é obter um modelo matemático que melhor se ajuste aos valores observados de Y, em função de X. O modelo obtido deve ser coerente com o que acontece na prática. Para isto, deve-se levar em consideração se o modelo selecionado é condizente tanto no grau como no aspecto da curva, para representar em termos práticos, o fenômeno em estudo. A Figura C.2 mostra o ajuste de uma curva de regressão para os dados mostrados anteriormente.

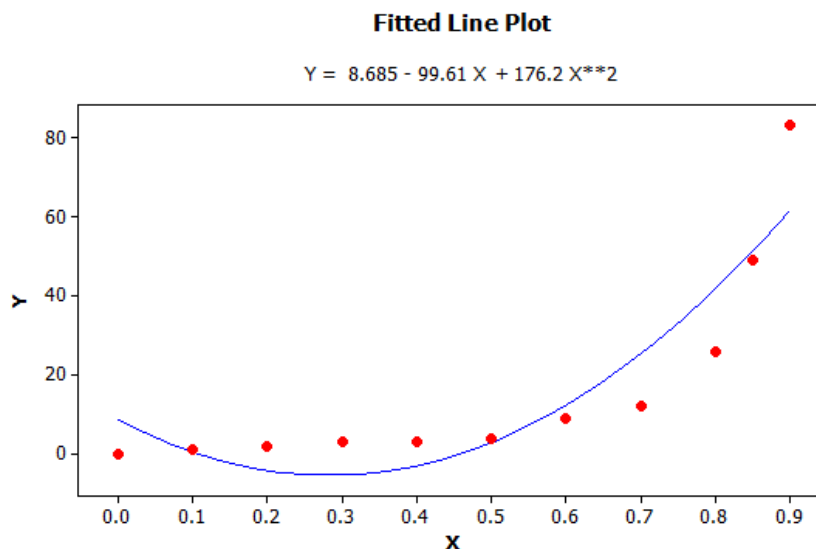


Figura C.2 - Curva de regressão com os dados do exemplo de diagrama de dispersão.

Como em qualquer método de regressão, os pontos do diagrama de dispersão não ficam exatamente sobre a curva do modelo matemático. No entanto, para se obter uma relação funcional é utilizado o método dos mínimos quadrados para se obter uma menor distância possível entre o ponto do diagrama de dispersão e o ponto calculado da curva para um determinado valor de X.

Para avaliar a adequação do modelo que se está utilizando são necessários alguns testes.

Um dos testes é a análise residual, isto é, verificação se os erros são normalmente distribuídos com variâncias constantes. Esta análise pode ser testada pelo P-value, conforme apresentado em um trecho do *help* do Minitab 16 (2010) em *Analysis of variance* que diz: “P - use to determine whether a factor is significant; typically compare against an alpha value of 0.05. If the p-value is lower than 0.05, then the factor is significant.”, que em português significa dizer: “P - usado para determinar se um fator é significativo; é tipicamente utilizado para se comparar com um valor de alfa de 0,05. Se o P-value é menor que 0,05, então o fator é significativo.”

Outro teste é o coeficiente de determinação, que mostra a quantidade de variabilidade nos dados explicada ou considerada pelo modelo de regressão, que é conhecido pela grandeza R^2 . O valor de R^2 varia entre 0 e 1, sendo que quanto mais próximo de 1 melhor é a descrição do fenômeno.

O valor de R^2 ajustado é uma alternativa a R^2 . Esse valor é a porcentagem da variação explicada pelo seu modelo, ajustada para o número de termos em seu modelo e o número de pontos de dados. Este deve sempre ser priorizado para modelos que não tenham muitos pontos na representação do diagrama de dispersão.

A Figura C.3 apresenta um trecho do relatório produzido pelo software Minitab 16 (2010) ao calcular os testes comentados anteriormente. A análise de variância da figura destaca o P-value da regressão com valor de 0,001 o que significa dizer que os erros são normalmente distribuídos. Além disso, o coeficiente de determinação ajustado é de 79,8% mostrando que o modelo gerado tem qualidade diante dos dados utilizados.

Polynomial Regression Analysis: Y versus X

The regression equation is
 $Y = 8.685 - 99.61 X + 176.2 X^{**2}$

S = 11.7976 R-Sq = 83.8% R-Sq(adj) = 79.8%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	2	5765.27	2882.63	20.71	0.001
Error	8	1113.46	139.18		
Total	10	6878.73			

Sequential Analysis of Variance

Source	DF	SS	F	P
Linear	1	3982.55	12.38	0.007
Quadratic	1	1782.72	12.81	0.007

Figura C.3 - Testes realizados para verificar a qualidade da regressão.

A regressão também gera os intervalos de confiança e de previsão.

Um intervalo de confiança é uma medida da certeza da forma da regressão ajustada. Em geral, uma faixa de 95% implica em uma chance de 95% de que a curva verdadeira fique dentro da faixa (linhas vermelhas mostradas na Figura C.4).

Já o intervalo de previsão, é uma medida da certeza da dispersão dos pontos individuais em torno da curva de regressão. Em geral, 95% dos pontos individuais da população em que a curva de regressão se baseia estarão contidos dentro da faixa (linhas verdes mostradas na Figura C.4).

De modo geral, o intervalo de confiança ou CI, do inglês *confidence interval*, é a faixa em que se pode esperar que esteja o resultado médio, enquanto que o intervalo de previsão ou PI, do inglês *predicted interval*, é a faixa em que a curva de regressão pode cair, isto é, é um intervalo de possíveis respostas.

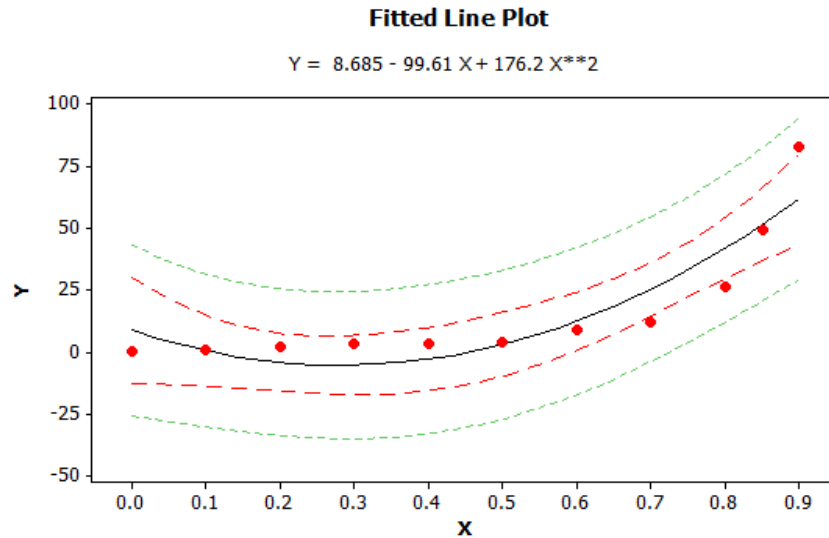


Figura C.4 - Curva de regressão com os dados do exemplo de diagrama de dispersão.

Assim, o procedimento de validação neste trabalho é realizado de forma que os dados que construíram as curvas de frequência acumulada de magnitude e duração das simulações, sejam também os dados que constroem os diagramas de dispersão, para então gerar as curvas de regressão (curva preta da Figura C.5), os intervalos de confiança e os intervalos de previsão via *software* Minitab 16 (2010). É importante ressaltar que esses dados devem ser das curvas de simulação, pois são estas que devem ser testadas.

A partir disto, são calculadas as regressões da medição (curva azul da Figura C.5) para então verificar se estão dentro dos intervalos de previsão calculados pela simulação. Quando a regressão dos dados de medição estiver totalmente dentro do intervalo de previsão, pode-se afirmar que os resultados de medição e simulação possuem aderência.

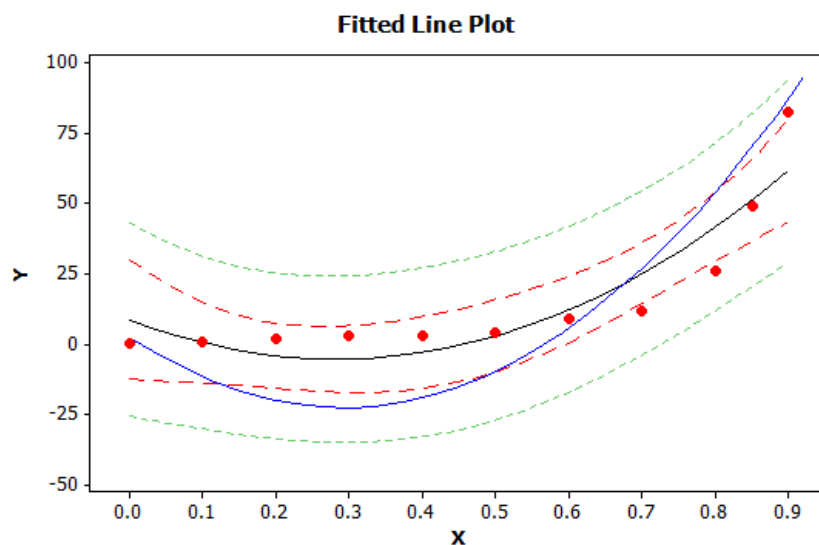


Figura C.5 - Exemplos de curvas de regressão de simulação e medição.