

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JULES RENATO VIANA CARNEIRO

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DE VALORES DE
REFERÊNCIA PARA AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA
DURAÇÃO**

VITÓRIA
2015

JULES RENATO VIANA CARNEIRO

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DE VALORES DE
REFERÊNCIA PARA AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA
DURAÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação.

Coorientador: Prof. Dr. José Rubens Macedo Jr.

VITÓRIA
2015

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

C289c Carneiro, Jules Renato Viana, 1977-
Uma contribuição para determinação de valores de
referência para as variações de tensão de curta duração / Jules
Renato Viana Carneiro. – 2015.
165 f. : il.

Orientador: Lucas Frizera Encarnação.
Coorientador: José Rubens Macedo Junior.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Energia elétrica – Qualidade. 2. Sistemas de energia
elétrica. 3. Afundamento de tensão. 4. Variações de tensão de
curta duração. I. Encarnação, Lucas Frizera. II. Macedo Junior,
José Rubens. III. Universidade Federal do Espírito Santo.
Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

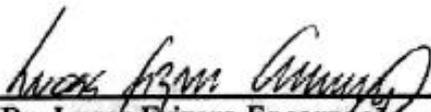
JULES RENATO VIANA CARNEIRO

UMA CONTRIBUIÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DE VALORES DE REFERÊNCIA PARA AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

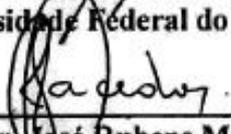
Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 09 de Novembro de 2015.

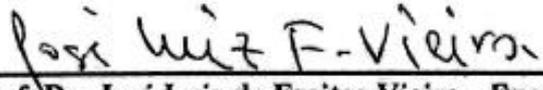
COMISSÃO EXAMINADORA



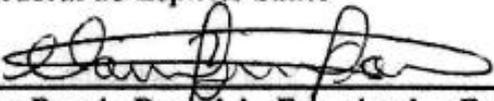
Prof. Dr. Lucas Brizera Encarnação - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo



Prof. Dr. José Rubens Macedo Jr. - Coorientador
Universidade Federal de Uberlândia



Prof. Dr. José Luiz de Freitas Vieira - Examinador Interno
Universidade Federal do Espírito Santo



Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel - Examinador Externo
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Espírito Santo - IFES/Vitória

A Priscila, minha amável e dedicada esposa,
e aos meus queridos filhos, Matheus e Mariana.

AGRADECIMENTOS

A Deus que me sustenta e me abençoa em todos os momentos.

A minha família, pelo amor, carinho e compreensão constantes.

Ao professor Lucas Frizera Encarnação, pela ajuda e intervenção a meu favor.

Ao professor e amigo José Rubens Macedo Jr., pelo enorme apoio e incentivo na concretização deste trabalho.

Aos professores Jacques Miranda Filho, José Maria de Carvalho Filho e Thiago Clé de Oliveira e aos colegas alunos da UNIFEI, pelo grande trabalho realizado na execução do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento.

*“E sabemos que todas as coisas contribuem juntamente
para o bem daqueles que amam a Deus”
(Paulo de Tarso)*

RESUMO

Esta dissertação apresenta os conceitos, as características, as causas, as metodologias de análise e as formas de quantificação das variações de tensão de curta duração nos sistemas elétricos, tratando em especial da proposta da ANEEL de criação de um indicador para o fenômeno a ser utilizado pelo setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Somente uma norma internacional conhecida apresenta limites para os afundamentos de tensão. Assim, a proposta de criação de uma metodologia própria de quantificação dos eventos, com um indicador específico (Fator de Impacto) e a adoção de um limite associado representam uma grande sinalização de avanço em direção ao estabelecimento de padrões consistentes a serem seguidos pelas concessionárias brasileiras frente a este importante fenômeno de qualidade da energia elétrica. Para viabilizar a avaliação do indicador, equipamentos de medição foram instalados em vários barramentos de 15 kV de duas concessionárias brasileiras, coletando-se os registros das variações de tensão de curta duração ao longo de um período de doze meses consecutivos, para os quais se aplicou a metodologia de quantificação dos eventos e de obtenção dos indicadores conforme proposição da ANEEL. Na sequência, foram realizadas comparações entre os valores obtidos para os subsistemas das duas concessionárias e o limite estabelecido, tornando possível a realização de inferências a respeito dos resultados, bem como da possibilidade de atendimento das concessionárias à proposta, se aderente à realidade das mesmas. Tão logo a proposta esteja em vigor, esta questão será de grande importância para todo setor de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Qualidade da energia elétrica. Variações de tensão de curta duração. Afundamentos de tensão. Elevações de tensão. Fator de Impacto.

ABSTRACT

This paper introduces the concepts, characteristics, causes, analysis methods and ways to quantify the short-duration voltage variations in electrical systems, dealing particularly ANEEL's proposal to create an indicator for the phenomenon to be used the electricity distribution sector in Brazil. Only an international standard has limits for voltage sags. Thus, the proposal to establish a methodology for quantifying the events with a specific indicator (Impact Factor) and the adoption of an associated limit represent a major signaling progress toward the establishment of consistent standards to be followed by utilities Brazilian forward to this important power quality phenomenon. To facilitate the assessment of the indicator, measuring equipment were installed in several buses 15 kV two Brazilian utilities, by collecting the records of short-duration voltage variations over an period of twelve consecutive months, for which was applied the method of quantification of events and obtaining indicators as ANEEL proposition. Further to, comparisons were made between the values obtained for the subsystems of the two utilities and the established limit, making possible inferences about the results and the possibility of attendance of utilities to the proposal adheres to the reality of them. Once the proposal is in force this question will be of great importance to all electricity distribution sector.

Keywords: Power quality. Short-duration voltage variations. Voltage sags. Voltage swells. Impact Factor.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da carga total e das cargas não lineares nos Estados Unidos.	25
Figura 1.2 – Evolução da carga total e das cargas não lineares no Brasil.	26
Figura 1.3 – Evento de afundamento de tensão em unidade consumidora atendida no nível de 138 kV, sendo (a) a variação da tensão eficaz em cada medição fase-neutro do ponto de conexão da unidade consumidora, e (b) a perda de carga/consumo da unidade consumidora em função do evento.	29
Figura 2.1 – Exemplo de uma interrupção momentânea de tensão.	36
Figura 2.2 – Exemplo de um afundamento momentâneo de tensão.	36
Figura 2.3 – Exemplo de uma elevação momentânea de tensão.	36
Figura 2.4 – Afundamento ocasionado por falta fase-terra. (a) Tensão eficaz. (b) Forma de onda do afundamento.	37
Figura 2.5 – Afundamento temporário de tensão devido partida de motor.	38
Figura 2.6 – Quedas de tensão na partida de um motor de 125 cv em função da corrente de curto-circuito da rede sob diferentes condições de partida.	39
Figura 2.7 – Afundamentos de tensão com mesma magnitude e duração porém com perfis diferentes, sendo (a) um afundamento retangular e (b) um não retangular.	40
Figura 2.8 – Magnitude do afundamento de tensão segundo padrões IEC e IEEE.	42
Figura 2.9 – Janelas de cálculo do valor eficaz da tensão segundo os métodos de janela fixa e deslizante.	45
Figura 2.10 – Determinação do valor eficaz da tensão em um curto-circuito de 7 ciclos começando poucos pontos após início da janela.	46
Figura 2.11 – Determinação do valor eficaz da tensão em um curto-circuito de 7 ciclos começando no meio da janela.	46
Figura 2.12 – Determinação do valor eficaz da tensão em um curto-circuito de 7 ciclos começando pouco antes do fim de uma janela.	47
Figura 2.13 – Diferentes origens de afundamentos de tensão no plano magnitude-duração. ...	50
Figura 2.14 – Tensões fase-fase em barramento de subestação quando da ocorrência de um curto-circuito (a) trifásico, (b) bifásico, (c) bifásico à terra e (d) monofásico.	52
Figura 2.15 – Forma de onda de afundamento de tensão com magnitude de 70% da nominal e deslocamento angular de +45°.	53
Figura 2.16 – Diagrama elétrico contendo sistema de transmissão e de distribuição de energia elétrica com ocorrência de curtos-circuitos.	54

Figura 2.17 – Exemplo de percentuais de faltas que causaram falha na operação de equipamentos sensíveis em planta industrial.	55
Figura 2.18 – Principais causas de desligamentos nos Estados Unidos.	56
Figura 2.19 – Principais causas e percentuais associados a curtos-circuitos em concessionária de energia elétrica brasileira.	58
Figura 2.20 – Exemplo de cálculo das magnitudes do afundamento em pontos de uma rede sob curto-circuito e com uma única fonte.	59
Figura 2.21 – Exemplo de falta fase-terra próximo a uma entrada primária.	60
Figura 2.22 – Áreas de vulnerabilidade definidas para dois tipos de cargas distintas ligadas num mesmo barramento do sistema elétrico.	62
Figura 2.23 – Extensão das linhas que compõem as áreas de vulnerabilidade $V < 70\%$ e $V < 50\%$ para curtos-circuitos monofásicos.	63
Figura 3.1 – Procedimento recomendado pelo documento IEEE 1564 para obtenção de indicadores de VTCDs de um sistema elétrico.	65
Figura 3.2 – Princípio da amostragem [PAM – Pulsos modulados em amplitude].....	66
Figura 3.3 – Exemplos de sinal amostrado com diferentes taxas de amostragem.....	67
Figura 3.4 – Representação de uma onda senoidal com resoluções de 16 bits e 3 bits.....	68
Figura 3.5 – Exemplo de afundamento de tensão em sistema trifásico.....	69
Figura 3.6 – Valores eficazes referentes ao exemplo de afundamento de tensão.	69
Figura 3.7 – Influência do limite de afundamento adotado na quantificação e duração dos eventos.....	70
Figura 3.8 – Duração de evento trifásico com duração associada à fase com tensão mais crítica (menor magnitude de tensão residual).	72
Figura 3.9 – Duração de evento trifásico com duração associada à composição das fases.....	73
Figura 3.10 – Determinação de diferentes durações em função da magnitude do afundamento de tensão.	74
Figura 3.11 – Afundamentos de tensão não retangulares de mesma duração e magnitude.	75
Figura 3.12 – Exemplo de três afundamentos de tensão que podem ser agregados.....	76
Figura 3.13 – Sistema de distribuição típico com os dispositivos de proteção da MT.	78
Figura 3.14 – Índices de severidade, S_e , relativos a uma curva de referência para eventos com diferentes magnitudes e durações.....	82
Figura 3.15 – Mapa de coordenação de afundamentos para um determinado barramento.	89

Figura 3.16 – Curva CBEMA de suportabilidade de computadores.	94
Figura 3.17 – Curva ITIC de suportabilidade de equipamentos de TI.	95
Figura 3.18 – Curva SEMI F47 de suportabilidade na indústria de semicondutores.	96
Figura 3.19 – Comparação das três curvas (CBEMA, ITIC e SEMI F47) no mesmo plano. ..	97
Figura 4.1 – Medidor de qualidade da energia elétrica SEL-734.	107
Figura 4.2 – Medidor SEL-734 instalado em subestação.	108
Figura 4.3 – Lista de eventos do relatório VSSI com um evento selecionado, mostrando os valores eficazes das tensões.	109
Figura 4.4 – Lista de eventos armazenados no medidor, visualizados pelo relatório VSSI. ..	112
Figura 4.5 – Média mensal de VTCDs nos barramentos da Distribuidora A.	116
Figura 4.6 – Média mensal de VTCDs nos barramentos da Distribuidora B.	116
Figura 4.7 – Distribuição de frequência acumulada das durações dos eventos de afundamentos de tensão de todas as barras monitoradas.	117
Figura 4.8 – Distribuição de frequência acumulada das magnitudes dos eventos de afundamentos de tensão de todas as barras monitoradas.	118
Figura 4.9 – Eventos de VTCD da Distribuidora A sobre a curva ITIC.	119
Figura 4.10 – Eventos de VTCD da Distribuidora B sobre a curva ITIC.	119
Figura 5.1 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora A.	121
Figura 5.2 – Distribuição dos fatores de impacto dos meses medidos na Distribuidora A. ...	125
Figura 5.3 – Distribuição dos fatores de impacto médios dos barramentos da Distribuidora A.	126
Figura 5.4 – Comportamento médio do FI ao longo de um ano na Distribuidora A.	126
Figura 5.5 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora B.	127
Figura 5.6 – Distribuição dos fatores de impacto dos meses medidos na Distribuidora B. ...	131
Figura 5.7 – Distribuição dos fatores de impacto médios dos barramentos da Distribuidora B.	131
Figura 5.8 – Comportamento médio do FI ao longo de um ano na Distribuidora B.	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Custos típicos associados a uma interrupção momentânea no setor industrial [US\$/kW].	30
Tabela 1.2 – Custos típicos associados a uma interrupção momentânea no setor de serviços e comércio [US\$/kW].	31
Tabela 2.1 – Classificação das VTCDs de acordo com o documento IEEE 1159.	34
Tabela 2.2 – Classificação das VTCDs de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.	35
Tabela 2.3 – Tempos de atuação da proteção em diferentes níveis de tensão.....	49
Tabela 2.4 – Componentes da taxa de desligamentos no sistema de transmissão e distribuição no Reino Unido.	57
Tabela 2.5 – Tensões no secundário de transformador sob falta fase-terra no seu lado primário.	60
Tabela 3.1 – Algoritmo para cálculo do índice de severidade com base na curva SEMI F47.	83
Tabela 3.2 – Tempo mínimo de medição de VTCDs para se atingir a precisão desejada.	85
Tabela 3.3 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela UNIPEDE.....	85
Tabela 3.4 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela norma IEC 61000-2-8.....	86
Tabela 3.5 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela norma IEC 61000-4-11.....	87
Tabela 3.6 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pelo Submódulo 2.8 do PROREDE.	87
Tabela 3.7 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela norma NRS 048-2.....	88
Tabela 3.8 – Tabela de quantificação dos eventos de VTCD na proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para o Módulo 8 do PRODIST.	101
Tabela 3.9 – Estratificação das VTCDs com base nas regiões de sensibilidade, conforme apresentado na proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para o Módulo 8 do PRODIST.	102
Tabela 3.10 – Fatores de ponderação e fatores de impacto base da proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para o Módulo 8 do PRODIST.	104
Tabela 3.11 – Limites para frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade para obtenção dos fatores de impacto base.	105

Tabela 4.1 – Subestações em que os medidores foram instalados na Distribuidora A.	110
Tabela 4.2 – Subestações em que os medidores foram instalados na Distribuidora B.....	111
Tabela 4.3 – Sazonalidade das VTCDs nos barramentos medidos da Distribuidora A.	114
Tabela 4.4 – Sazonalidade das VTCDs nos barramentos medidos da Distribuidora B.....	115
Tabela 5.1 – Quantidade de VTCDs nas distribuidoras por região de sensibilidade.	133
Tabela A.1 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA01-TR1.....	144
Tabela A.2 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA02-TR2.....	144
Tabela A.3 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA03-TR1.....	145
Tabela A.4 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA04-TR1.....	145
Tabela A.5 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA05-TR2.....	145
Tabela A.6 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA06-TR2.....	146
Tabela A.7 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA07-TR2.....	146
Tabela A.8 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA08-TR1.....	146
Tabela A.9 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA08-TR2.....	147
Tabela A.10 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA09-TR2.....	147
Tabela A.11 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA10-TR1+2.....	147
Tabela A.12 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA11-TR2.....	148
Tabela A.13 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA12-TR1.....	148
Tabela A.14 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA12-TR2.....	148
Tabela A.15 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA13-TR1.....	149
Tabela A.16 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA14-TR1.....	149
Tabela A.17 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA15-TR3.....	149
Tabela A.18 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA16-TR1.....	150
Tabela A.19 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA17-TR2.....	150
Tabela A.20 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA18-TR1+2.....	150
Tabela A.21 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA19-TR2.....	151
Tabela A.22 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA20-TR1+2.....	151

Tabela A.23 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA21-TR1+2.....	151
Tabela A.24 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA22-TR1.....	152
Tabela A.25 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA23-TR1.....	152
Tabela A.26 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA23-TR2.....	152
Tabela A.27 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA24-TR1+2.....	153
Tabela A.28 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA25-TR1.....	153
Tabela A.29 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA26-TR1.....	153
Tabela A.30 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA27-TR1.....	154
Tabela B.1 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB01-TR1.	155
Tabela B.2 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB01-TR2.	155
Tabela B.3 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB02-TR1.	156
Tabela B.4 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB02-TR2.	156
Tabela B.5 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB02-TR3.	156
Tabela B.6 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR1.	157
Tabela B.7 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR2.	157
Tabela B.8 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR3.	157
Tabela B.9 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR4.	158
Tabela B.10 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR1B1.....	158
Tabela B.11 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR2B2.....	158
Tabela B.12 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR1B3.....	159
Tabela B.13 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR2B4.....	159
Tabela B.14 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR1.	159
Tabela B.15 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR2.	160
Tabela B.16 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR3.	160
Tabela B.17 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR4.	160
Tabela B.18 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR1.	161
Tabela B.19 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR2.	161

Tabela B.20 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR3.	161
Tabela B.21 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR4.	162
Tabela B.22 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR1B1.....	162
Tabela B.23 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR2B2.....	162
Tabela B.24 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR1B3.....	163
Tabela B.25 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR2B4.....	163
Tabela B.26 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB08-TR1.	163
Tabela B.27 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB08-TR2.	164
Tabela B.28 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR1B1.....	164
Tabela B.29 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR2B2.....	164
Tabela B.30 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR1B3.....	165
Tabela B.31 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR2B4.....	165

LISTA DE SIGLAS

Sigla Técnica	Descrição
AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
ASEI	<i>Average Sag Energy Index</i>
ATT	Afundamento Temporário de Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DRC	Duração relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração relativa da Transgressão de Tensão Precária
EMT	Elevação Momentânea de Tensão
ETT	Elevação Temporária de Tensão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FI	Fator de Impacto
FI _{BASE}	Fator de Impacto Base
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
FI _M	Fator de Impacto Máximo
IMT	Interrupção Momentânea de Tensão
ITT	Interrupção Temporária de Tensão
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico
PQI	<i>Power Quality Index</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROREDE	Procedimentos de Rede
pu	Por Unidade
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
rms	<i>Root Mean Square</i>
RQEE	Registrador de Qualidade da Energia Elétrica

SARFI	<i>System Average RMS Variation Frequency Index</i>
SEI	<i>Sag Energy Index</i>
SIARFI	<i>System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMARFI	<i>System Momentary Average RMS Variation Frequency Index</i>
STARFI	<i>System Temporary Average RMS Variation Frequency Index</i>
THD	Distorção Harmônica Total
TP	Transformador de Potencial
VSSI	<i>Voltage Sags, Swells and Interruptions</i>
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

Sigla de Órgão	Descrição
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBEMA	<i>Computer Business Equipment Manufacturers Association</i>
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ITIC	<i>Information Technology Industry Council</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SEMI	<i>Semiconductor Equipment and Materials International Group</i>
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
UNIPEDE	<i>Union International des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Unidade
ΔV_{mag}	Magnitude da tensão do afundamento	-
V_n	Tensão nominal da rede	V
V_{res}	Tensão residual do afundamento	V
V_{RMS}	Tensão eficaz ou <i>rms</i> da tensão $v(t)$	V
$v(t)$	Magnitude da tensão eficaz em função do tempo t	V
T	Período da tensão senoidal ou duração da VTCD	ms ou s
N	Número de amostras da janela de tempo utilizada	-
v_i	Valores instantâneos amostrados do sinal de tensão dentro da janela considerada	V
k	Índice da janela, variando de 1 a M/N	-
M	Número total de amostras	-
U	Tensão nominal	V
h	Magnitude do afundamento	-
L_V	Indicador perda de tensão	ms ou s
V_{Ref}	Tensão de referência	V
V_{pu}	Magnitude de tensão residual eficaz	V
E_{VS}	Energia do afundamento	ms ou s
W	Energia perdida em um AMT	ms ou s
$Sag\ Score$	Indicador proposto por empresa norte-americana de distribuição de energia elétrica para apurar eventos na indústria automobilística	-
V_A, V_B e V_C	Tensões residuais em pu registradas em cada fase durante o afundamento	V
S_e	Índice de severidade do afundamento de tensão	-
$V_{Ref}(T)$	Magnitude do evento na curva de referência para a mesma duração T	V
PQI	Índice de qualidade da energia elétrica	-
t	Período de tempo de medição necessário	ano
μ	Frequência anual de ocorrência do evento de VTCD	-
ε	Precisão requerida relativa	-
SEI	Índice de energia dos afundamentos	-

n	Quantidade de afundamentos de tensão verificados no barramento avaliado	-
$ASEI$	Índice de energia média dos afundamentos	-
S_{Barra}	Índice de gravidade total de um barramento	-
AS_{Barra}	Índice de gravidade média de um barramento	-
$SARFI$	Contador de eventos de VTCDs	-
$SIARFI$	Contador de eventos com durações de ½ ciclo a 30 ciclos	-
$SMARFI$	Contador de eventos com duração acima de 30 ciclos e até 3 segundos	-
$STARFI$	Contador de eventos com durações superiores a 3 segundos e até a duração de 60 segundos	-
X	Limite de tensão percentual sobre a tensão de referência	-
N_i	Número de unidades consumidoras atendidas pelo sistema que experimentaram a variação da tensão com valor residual menor do que X	-
N_T	Número total de unidades consumidoras atendidas pelo sistema em avaliação	-
V_e	Amplitude do evento de VTCD, dado em percentual	-
Δt_e	Duração do evento de VTCD	ms ou s
t_f	Instante final da VTCD	ms
t_i	Instante inicial da VTCD	ms
f_e	Frequência de ocorrência de eventos de VTCD	-
FI	Fator de impacto de um determinado barramento com medição de VTCDs por um período de 30 dias consecutivos	-
f_{ei}	Frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade (de $i = A$ até $i = I$) durante o período de medição de 30 dias	-
fp_i	Fator de ponderação para cada região de sensibilidade	-
FI_{BASE}	Fator de impacto base	-

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	24
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	24
1.2. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	26
1.3. INTERESSE PELO TEMA	27
1.4. OBJETIVOS	31
1.5. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	32
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO	33
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	33
2.2. CONCEITUAÇÃO DE VTCD	33
2.3. CARACTERIZAÇÃO DAS VTCDs.....	40
2.3.1. Magnitude das VTCDs	41
2.3.2. Obtenção da Tensão Eficaz.....	43
2.3.3. Duração das VTCDs	47
2.3.4. Plano Magnitude-Duração	50
2.3.5. Outras Características das VTCDs.....	51
2.4. CURTOS-CIRCUITOS NAS REDES ELÉTRICAS	53
2.5. ÁREA DE VULNERABILIDADE.....	61
CAPÍTULO 3. INDICADORES DE VTCDS	64
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	64
3.2. METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	64
3.2.1. Características Básicas de Registradores de VTCDS	66
3.2.2. Determinação da Magnitude e Duração de VTCDS.....	68
3.2.3. Métodos de Agregação	74
3.2.4. Indicadores de VTCDS a Um Parâmetro.....	79
3.2.5. Indicadores de Barramentos.....	84
3.2.6. Curvas de Suportabilidade	94
3.2.7. Indicadores de Sistemas	97
3.3. PROPOSTA DE METODOLOGIA E INDICADOR DE VTCDS PARA A DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRA	99
3.3.1. Metodologia de Quantificação de Eventos	100

3.3.2. Indicador Fator de Impacto	103
CAPÍTULO 4. PROCESSO DE MEDIÇÃO DE VTCDs	106
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	106
4.2. EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	106
4.3. REDE DE MONITORAMENTO	110
4.4. TRATAMENTO E APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS.....	111
4.4.1. Medições na Distribuidora A	113
4.4.2. Medições na Distribuidora B	114
4.4.3. Considerações a Respeito das Medições Realizadas	115
CAPÍTULO 5. ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO COMO INDICADOR DE VTCDs	120
5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	120
5.2. DETERMINAÇÃO DOS FATORES DE IMPACTO.....	120
5.2.1. Fatores de Impacto na Distribuidora A	121
5.2.2. Fatores de Impacto na Distribuidora B	127
5.2.3. Análise Comparativa dos Resultados e Avaliação Geral.....	132
CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES	137
REFERÊNCIAS	139
APÊNDICE A – Tabelas de Quantificação de VTCDs na Distribuidora A.....	144
APÊNDICE B – Tabelas de Quantificação de VTCDs na Distribuidora B	155

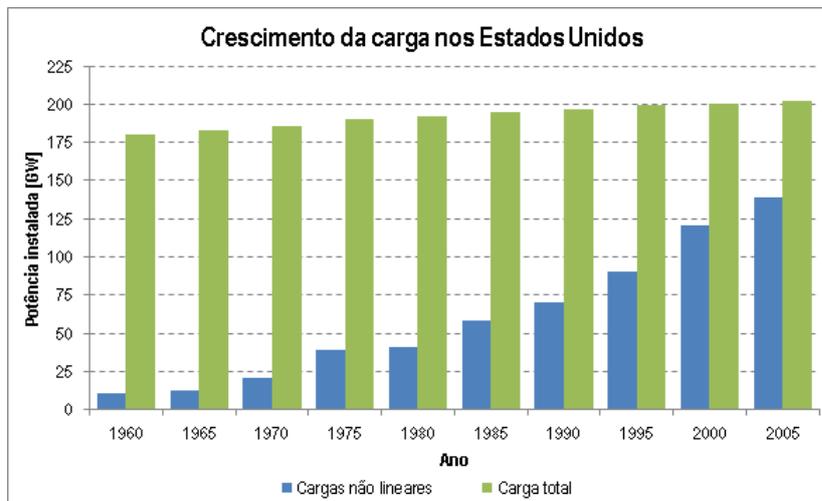
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No mundo moderno, a energia elétrica tornou-se insumo imprescindível para sustentação de qualquer economia, sociedade industrializada ou país [1]. Processos que há décadas atrás possuíam grande parte de suas atividades realizadas por trabalhos manuais, utilizando moderada ou algumas vezes nenhuma energia elétrica, empregando uma grande quantidade de pessoas para sua realização, passaram a ser altamente dependentes da utilização da energia elétrica que é produzida em centrais geradoras de uma diversidade de fontes, transmitida através de extensas linhas de transmissão, transformada em subestações abaixadoras e distribuída em ramificados e também longos sistemas de distribuição. Além dessa configuração tradicional dos sistemas elétricos, nos últimos anos muito se tem falado da geração distribuída, definida no Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [2]. Desta forma, os sistemas e o setor elétrico se tornaram complexos.

Não bastasse a maior quantidade de processos que passaram a utilizar a energia elétrica por terem se industrializado, culminando no aumento do consumo, houve a própria modernização e automatização destes processos na busca de melhoria da eficiência. Por modernização entenda-se a utilização em larga escala de equipamentos eletrônicos, tais como equipamentos de tecnologia da informação, controladores lógicos programáveis, acionamentos a velocidade variável, microprocessadores, fontes chaveadas, iluminação fluorescente, etc., que tem a característica de não linearidade, ou seja, a corrente absorvida não possui o mesmo formato da tensão que a alimenta. A

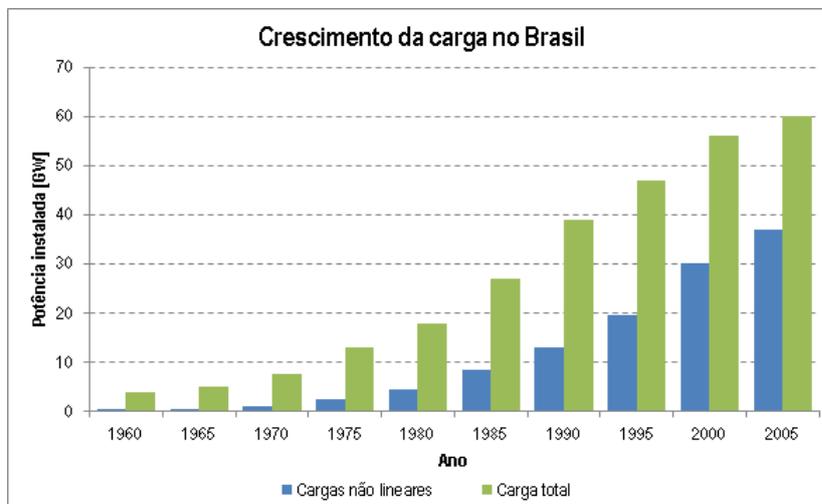
Figura 1.1 mostra o crescimento da carga total nos Estados Unidos desde a década de 60 até o ano de 2005 a partir de levantamentos feitos pela revista norte-americana *BusinessWeek*.

Figura 1.1 – Evolução da carga total e das cargas não lineares nos Estados Unidos.

Fonte: Adaptado de Revista *BusinessWeek* (1991, apud GARCIA; SILVA JÚNIOR, 2008) [3].

Verifica-se que por volta de 1960 cerca de 6% das cargas totais existentes nos Estados Unidos continham componentes eletrônicos, enquanto que no quinquênio 1995-2000 já passou a representar mais de 50%. Em se falando de um país altamente industrializado, com grande volume de potência instalada, o crescimento da carga total de 1960 a 2005 foi de pouco mais de 10%, ao passo que as cargas não lineares cresceram mais de 1100% no mesmo período.

No Brasil, a partir de contribuições de informações prestadas pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), Ministério de Minas e Energia (MME), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) e Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), uma estimativa equivalente pode ser vista na Figura 1.2 [3]. No caso do Brasil, país em desenvolvimento, a carga de uma forma geral cresceu bastante ao longo dos anos, mas as cargas eletrônicas tiveram papel de destaque, chegando também, dentro do quinquênio 1995-2000, a representar mais de 50% de toda a carga instalada no país.

Figura 1.2 – Evolução da carga total e das cargas não lineares no Brasil.

Fonte: Adaptado de estimativas a partir de informações da Eletrobras et al. (apud GARCIA; SILVA JÚNIOR, 2008) [3].

A utilização da eletrônica disseminou-se em todos os setores das instalações modernas, sejam elas industriais, comerciais, residenciais e também nas rurais. Os equipamentos elétricos produzidos atualmente possuem mais eletrônica embarcada que os seus similares de 10 ou 20 anos atrás, nos quais ainda havia bastantes componentes eletromecânicos. Até mesmo as cargas costumeiramente entendidas como puramente resistivas, já não o são em sua totalidade, apresentando versões eletrônicas.

Diante disso, as cargas se tornaram mais sensíveis a desvios existentes no fornecimento de energia elétrica. E ao mesmo passo em que se tornaram sensíveis a desvios ou distúrbios nas redes elétricas, são também geradoras de muitos desses distúrbios, a ponto de a operação de um determinado equipamento em um determinado consumidor, se não corrigida, influenciar na operação de outro equipamento ou de outro consumidor.

1.2. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Em um mundo globalizado, a busca da maior eficiência, produtividade e competitividade em prol de maximização de lucros e redução das perdas produtivas das indústrias, e o aumento das exigências humanas em relação ao seu próprio conforto e bem-estar nas residências, traz consigo a premissa de que, como um produto, a energia elétrica fornecida precisa ser de qualidade.

A palavra qualidade é de conceituação subjetiva, relacionada ao atendimento de necessidades e expectativas humanas, estando condicionada às percepções de cada indivíduo e a diversos fatores associados (cultural, social, ambiental, etc.). Atentando para o fato de que a qualidade da energia elétrica, no estágio em que se encontra, tem sido determinada muitas vezes pelo desempenho e sensibilidade dos equipamentos do consumidor final, uma conceituação para esse termo seria tal como: “energia elétrica de qualidade é aquela que garante o funcionamento contínuo, seguro e adequado dos equipamentos elétricos e processos associados, sem afetar o meio ambiente e o bem-estar das pessoas” [4].

Assim, o termo Qualidade da Energia Elétrica – QEE (expresso na língua inglesa como *Power Quality*) está associado a uma série de distúrbios nos sistemas elétricos. Em um sistema trifásico ideal espera-se que as tensões sejam puramente senoidais durante todo o tempo, equilibradas, com amplitude e frequência constantes e que não haja interrupções, sejam estas de natureza permanente ou transitória. Todo e qualquer desvio na característica desses parâmetros é considerado como um problema de qualidade da energia elétrica, de modo que normalmente esta é caracterizada pelos problemas que afetam o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, dentre os quais se podem citar:

- Transitórios impulsivos e oscilatórios;
- Variações de tensão de longa duração (ou de regime permanente);
- Variações de tensão de curta duração;
- Desequilíbrios de tensão;
- Harmônicas;
- Inter-harmônicas;
- Flutuações de tensão;
- Variações momentâneas de frequência.

1.3. INTERESSE PELO TEMA

O que de fato leva ao grande interesse pelo assunto qualidade da energia elétrica é a questão econômica. Baixa qualidade causa perdas financeiras, tanto para as concessionárias quanto especialmente para os consumidores finais. Dentre os custos diretos e indiretos percebidos pelas áreas industriais e comerciais em função da má qualidade da energia elétrica, pode-se citar:

- má operação de equipamentos com redução de eficiência e da vida útil;
- danos e necessidade de reparos nesses próprios equipamentos;
- perda de matéria-prima;
- custos com mão-de-obra parada;
- danos em produtos e custos de reciclagem ou descarte;
- investimentos para se tentar evitar os problemas relacionados com baixa qualidade da energia elétrica;
- não atendimento a prazos de encomendas;
- perda de vendas.

Há ainda as perdas residenciais, que se traduzem em queimas de equipamentos eletroeletrônicos, e as perdas subjetivas e intangíveis, como a perda da oportunidade de lazer ou de estudo, por exemplo [5].

Antes da década de 80, quando se falava em custos de interrupção, tinha-se em mente que estes se traduziam apenas na perda de faturamento das concessionárias de energia elétrica, calculando-se a energia não suprida. Já a partir das décadas de 80 e 90 começou-se a estimar o custo das interrupções para a sociedade, tido como as perdas ou prejuízos advindos, no consumidor, da suspensão intempestiva ou programada do fornecimento de energia elétrica [6].

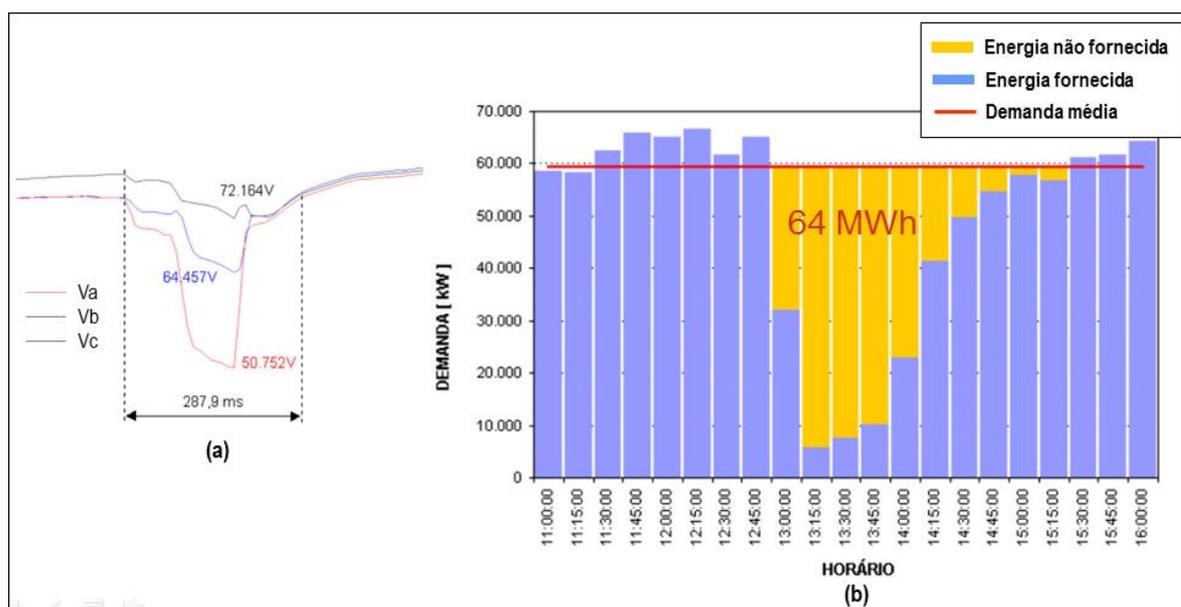
Estimativas de 2002 apontavam que os problemas de qualidade da energia elétrica custavam à indústria e ao comércio da União Europeia a quantia de 10 bilhões de euros por ano [7]. Estimativas de 2001 sugeriam que as perdas em todos os setores industriais dos Estados Unidos com os mesmos problemas estariam entre 15 e 24 bilhões de dólares [8]. Mas as perdas com a qualidade não se restringem somente aos setores industriais e comerciais; mesmo para o setor residencial são gastos milhões anualmente pelas concessionárias com ressarcimento de danos elétricos pela queima de equipamentos residenciais como televisores, geladeiras, lâmpadas, pequenos motores, placas eletrônicas, entre outros, além das demandas judiciais associadas.

Desse enorme volume de perdas financeiras, tem-se que os afundamentos de tensão têm grande representatividade, dado a sensibilidade dos equipamentos modernos e o número expressivo de interrupções de processos industriais. Pode-se afirmar que estes consistem em um dos fenômenos mais dispendiosos relacionados com a qualidade da energia elétrica nas indústrias. Por outro lado, ainda que menos frequentes, mas igualmente relevantes, as

elevações de tensão são a causa de queima de equipamentos, com também consequentes perdas.

Para exemplificar essa questão, a Figura 1.3 mostra um evento de afundamento de tensão ocorrido em uma unidade consumidora atendida no nível de tensão de 138 kV. O evento, que teve a duração de menos de 300 milissegundos e magnitude da tensão residual de 64%, conforme gráfico de magnitude *versus* duração (a), provocou pelo lado da concessionária uma energia não suprida de 64 MWh (b). Pelo lado da unidade consumidora, uma indústria siderúrgica, até que fosse retomada a produção tal qual se encontrava antes do evento, foram cerca de duas horas de perdas (parada do turno de produção, necessidade de limpeza do forno e reprocessamento da matéria-prima) [9].

Figura 1.3 – Evento de afundamento de tensão em unidade consumidora atendida no nível de 138 kV, sendo (a) a variação da tensão eficaz em cada medição fase-neutro do ponto de conexão da unidade consumidora, e (b) a perda de carga/consumo da unidade consumidora em função do evento.



Fonte: Macedo Jr. (2005).

Afundamentos de tensão tais como este não são difíceis de acontecer nos sistemas de distribuição e até mesmo nos de transmissão. Estudos realizados pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) entre 1992 e 1997 apontavam que cerca de 87% dos distúrbios verificados num ponto típico qualquer do sistema elétrico nos Estados Unidos tinha a duração inferior a 1 segundo [5]. Além disso, outros estudos apontam que afundamentos de tensão e interrupções momentâneas podem paralisar um processo cerca de 20 a 30 vezes por ano [10]. Isto pode ser tão maior quanto maior for a sensibilidade dos equipamentos e dos dispositivos de proteção

aplicados nos consumidores e menor o nível de tensão e de confiabilidade do sistema elétrico de atendimento.

Portanto, para muitas indústrias, um evento de afundamento de tensão de apenas alguns ciclos ou segundos pode representar perdas referentes a horas de interrupção. Quanto a isso, as Tabelas 1.1 e 1.2 apresentam os custos típicos associados a uma interrupção momentânea de 1 minuto em US\$/kW de demanda para vários tipos de indústrias e instalações de serviços [5].

Tabela 1.1 – Custos típicos associados a uma interrupção momentânea no setor industrial [US\$/kW].

Setor Industrial	Mínimo	Máximo
Automobilística	5,0	7,5
Borracha e Plásticos	3,0	4,5
Têxtil	2,0	4,0
Papel	1,5	2,5
Impressão (jornais)	1,0	2,0
Petroquímica	3,0	5,0
Metalúrgica	2,0	4,0
Vidros	4,0	6,0
Mineração	2,0	4,0
Processamento de alimentos	3,0	5,0
Farmacêutica	5,0	50,0
Eletrônica	8,0	12,0
Fabricação de semicondutores	20,0	60,0

Fonte: Adaptado de Moreira; Delgado; Almeida (2003).

Tabela 1.2 – Custos típicos associados a uma interrupção momentânea no setor de serviços e comércio [US\$/kW].

Setor de Serviços	Mínimo	Máximo
Comunicação, processamento de informações	1,0	10,0
Hospitais, bancos, serviços públicos	2,0	3,0
Restaurantes, bares, hotéis	0,5	1,0
Lojas comerciais	0,1	0,5

Fonte: Adaptado de Moreira; Delgado; Almeida (2003).

Considerando então que as estimativas de custos das perdas associadas a eventos de variação de tensão de curta duração são muito elevados, notadamente no setor industrial e, juntamente com os demais fenômenos de QEE, somam cifras da ordem dos bilhões de dólares anualmente, o conhecimento da frequência e das características mais proeminentes destes eventos nas redes de distribuição através de medições específicas são de grande importância. Isto se deve ao fato da necessidade de se buscar soluções ou mitigações de interrupções de processos, associadas à avaliação da sensibilidade dos equipamentos e das proteções, de modo que especificações e projetos sejam adequados ao comportamento dos sistemas elétricos. Além disso, a partir de medições realizadas, das bases de dados desse fenômeno e da proposição de indicadores, é possível estabelecer necessidades de ações de manutenção ou melhoramento nas redes elétricas e priorização de investimentos.

Outros itens que podem ser destacados a partir do monitoramento das variações de tensão de curta duração são a obtenção de subsídios para maior assertividade na avaliação de solicitações de ressarcimento de danos elétricos das unidades consumidoras e o atendimento a solicitações de novos empreendimentos industriais a respeito das estatísticas dos eventos como forma de quantificar as possíveis paradas de processos a que estarão sujeitos e auxiliar na tomada de decisão quanto ao melhor ponto de instalação dentro dos sistemas elétricos das concessionárias.

1.4. OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho são a apresentação de resultados de medição de variações de tensão de curta duração em duas concessionárias de distribuição de energia elétrica,

realizada por um período contínuo de doze meses e, especialmente, a utilização destes registros de medição para avaliação do fenômeno em subsistemas de distribuição de energia elétrica destas concessionárias, segundo a metodologia e o indicador propostos pela ANEEL. Desta forma, pretende-se avaliar a proposta do indicador e identificar se as realidades das regiões monitoradas nas concessionárias, frente às variações de tensão de curta duração, se encontram aderentes ao limite estabelecido na proposta.

1.5. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Como estrutura desta dissertação, neste primeiro capítulo é apresentado o conceito de qualidade da energia elétrica e os motivadores pelo interesse do tema das variações de tensão de curta duração no setor elétrico, grandemente associado aos custos das perdas. No CAPÍTULO 2 as variações de tensão de curta duração são devidamente conceituadas nacional e internacionalmente e apresentadas suas características básicas, bem como as principais causas da ocorrência nos sistemas elétricos e fatores de influência. No CAPÍTULO 3 é apresentada a metodologia básica para registro e avaliação do fenômeno, bem como também as formas de quantificação e de apresentação dos resultados obtidos por meio de monitoramento, seja através de indicadores, tabelas ou mapas, incluindo ainda uma proposta da ANEEL de implementação de um novo indicador no cenário nacional com um limite associado ao fenômeno. O CAPÍTULO 4, por sua vez, apresenta o resultado de um processo de medição das variações de tensão de curta duração em duas concessionárias da região Sudeste do Sistema Interligado Nacional (SIN) realizado como projeto de Pesquisa & Desenvolvimento da ANEEL. No CAPÍTULO 5, tomando como base os resultados de medição dos eventos do CAPÍTULO 4, é utilizada a metodologia de quantificação de eventos e são realizados os cálculos referentes ao novo indicador proposto pela ANEEL relativos aos pontos medidos das duas concessionárias, possibilitando compará-las entre si e com o limite máximo estabelecido para o indicador. Para finalizar, o CAPÍTULO 6 conclui este trabalho, avaliando os resultados obtidos nos capítulos anteriores, notadamente quanto aos resultados de medição e à aplicabilidade do novo indicador nos sistemas medidos.

CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS SOBRE AS VARIÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Basicamente, quando se fala em qualidade da energia elétrica, fala-se de desvios existentes na tensão ou na corrente de suas formas ideais. Uma característica importante da energia elétrica é sua variabilidade e a constante divergência entre o valor verificado num determinado instante e o nominal ou esperado [11]. Em um sistema real, pode-se dizer que a variação é uma constância, ou seja, não há registros, sejam de tensão, de corrente ou de outro parâmetro que permaneçam exatamente no valor nominal estabelecido, nem também num valor fixo por períodos de tempo significativos. Normalmente o valor verificado num determinado momento não é mais o mesmo valor verificado instantes depois.

Há, entretanto, pequenos desvios e desvios significativos. E há ainda fenômenos diferentes, que causam tipos e/ou escalas de desvios diferentes. Portanto, o estudo da qualidade da energia elétrica se baseia no estudo dos fenômenos que interferem na proposta de uma energia de qualidade.

Todo fenômeno para ser bem avaliado precisa ser bem conceituado e caracterizado. Ao longo das décadas de estudos a respeito dos fenômenos de qualidade da energia elétrica, muito conhecimento foi produzido nas pesquisas realizadas. Este conhecimento se traduz em conceitos, definições, nomenclaturas, características, metodologias de medição, de análise, de previsão, normas aplicáveis, causas, efeitos e soluções. Este capítulo apresenta conceitos e definições básicas a respeito do importante fenômeno de qualidade da energia elétrica conhecido como variação de tensão de curta duração [4].

2.2. CONCEITUAÇÃO DE VTCD

Variações de tensão de curta duração, muito comumente referenciadas no Brasil pela abreviatura VTCD, são eventos elétricos aleatórios caracterizados por desvios significativos

do valor da tensão eficaz por curtos intervalos de tempo. O termo VTCD compreende tanto os afundamentos como as elevações de tensão, sendo descritos pela norma IEC 61000-4-30 [12] como sendo uma redução (*voltage dip*) ou aumento (*voltage swell*) temporário da tensão em um determinado barramento, abaixo ou acima de um limite estabelecido.

De acordo com os padrões IEEE [13], os parâmetros de magnitude e duração são definidos como:

- Afundamento de tensão (*voltage sag*) – redução da tensão eficaz para um valor entre 0,1 e 0,9 pu por um período de duração compreendido entre meio ciclo da frequência do sistema e 1 minuto;
- Elevação de tensão (*voltage swell*) – aumento da tensão eficaz para um valor entre 1,1 e 1,8 pu por um período de duração compreendido entre meio ciclo da frequência do sistema e 1 minuto.

O documento IEEE 1159 [13] traz ainda uma classificação a respeito das VTCDs que considera os tempos de duração dos eventos, conforme Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Classificação das VTCDs de acordo com o documento IEEE 1159.

Categoria	Tipo	Duração do evento	Magnitude do evento
Instantâneo	Afundamento	0,5 ciclos – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
	Elevação	0,5 ciclos – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
Momentâneo	Interrupção	0,5 ciclos – 3 segundos	< 0,1 pu
	Afundamento	30 ciclos – 3 segundos	0,1 – 0,9 pu
	Elevação	30 ciclos – 3 segundos	1,1 – 1,4 pu
Temporário	Interrupção	3 segundos – 1 minuto	< 0,1 pu
	Afundamento	3 segundos – 1 minuto	0,1 – 0,9 pu
	Elevação	3 segundos – 1 minuto	1,1 – 1,2 pu

Fonte: Adaptado de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (1995).

No Brasil, têm-se duas regulamentações a respeito da QEE, ambas definindo a terminologia aplicável às VTCDs, estando uma associada aos sistemas de transmissão (com tensão igual ou superior a 230 kV), a saber, o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede – PROREDE [14], e outra aos sistemas de distribuição (com tensão inferior a 230 kV), o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [15].

A diferença entre as classificações dadas pelos documentos de regulamentação brasileiros diz respeito ao tempo máximo de duração considerado dos eventos, que no caso do PROREDE é semelhante à classificação internacional, 1 minuto. Já no PRODIST, as VTCDs têm duração máxima considerada de até 3 minutos.

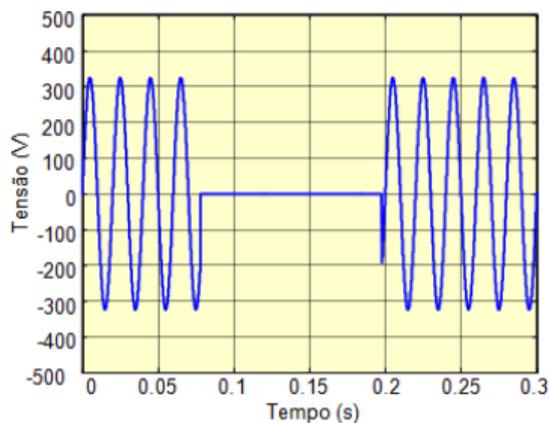
A Tabela 2.2 apresenta a terminologia e a classificação dos eventos de VTCD segundo o Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 2.2 – Classificação das VTCDs de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

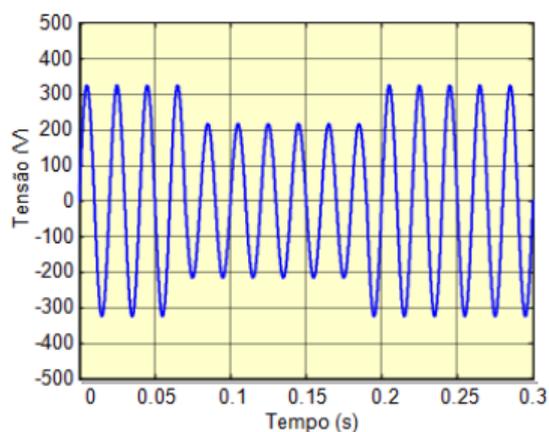
Classificação	Denominação	Sigla	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão	AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Momentânea de Tensão	EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 pu
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Temporário de Tensão	ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Temporária de Tensão	ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 pu

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

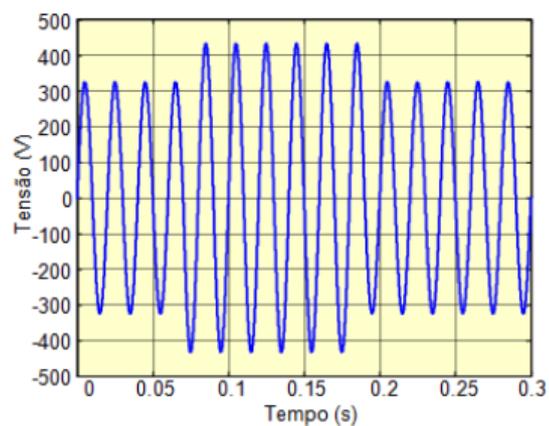
As Figuras 2.1 a 2.3 apresentam exemplos de eventos de interrupção, afundamento e elevação de tensão momentânea, respectivamente, todos com duração da ordem de 6 ciclos da frequência fundamental.

Figura 2.1 – Exemplo de uma interrupção momentânea de tensão.

Fonte: SINUS (2001) [16].

Figura 2.2 – Exemplo de um afundamento momentâneo de tensão.

Fonte: SINUS (2001).

Figura 2.3 – Exemplo de uma elevação momentânea de tensão.

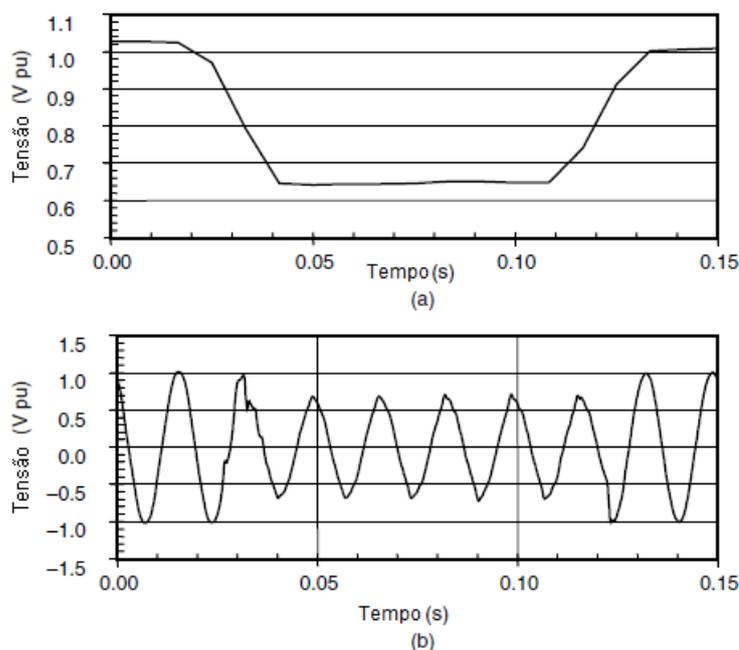
Fonte: SINUS (2001).

Uma variação de tensão de curta duração é tipicamente ocasionada por uma mudança brusca e súbita no fluxo de corrente através da impedância da fonte [17]. Assim, a mais frequente e principal causa das variações de tensão de curta duração são os curtos-circuitos

nas redes elétricas. Também a energização de cargas que requerem altas correntes de partida, como grandes motores, estão associadas a este tipo de ocorrência. Podem ainda ser ocasionadas por perdas intermitentes de conexões nos cabos do sistema ou por defeito em disjuntores e religadores, provocando desligamentos de blocos de cargas de maneira intempestiva [18].

A Figura 2.4 apresenta um afundamento momentâneo de tensão em um circuito de uma subestação de distribuição ocasionado por uma falta fase-terra em outro circuito da mesma subestação, situação mais comum entre os curtos-circuitos nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Figura 2.4 – Afundamento ocasionado por falta fase-terra. (a) Tensão eficaz. (b) Forma de onda do afundamento.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2004).

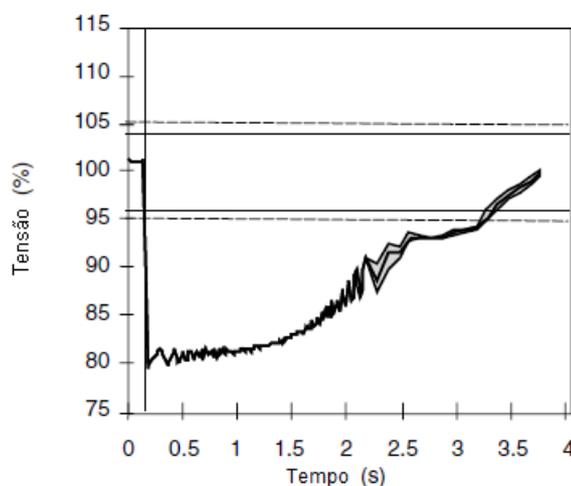
De acordo com a Figura 2.4, o afundamento de tensão de 0,65 pu persiste até o momento em que ocorre a atuação da proteção de rede associada ao circuito defeituoso, em pouco mais de 5 ciclos.

Normalmente, os afundamentos de tensão de maior magnitude são aqueles que ocorrem durante o curto-circuito, com duração intimamente ligada ao tempo de eliminação do defeito, que será tão menor quanto melhor for o sistema de proteção associado ao sistema elétrico, situação que é peculiar aos sistemas de transmissão que possuem atuações mais rápidas na eliminação dos defeitos em relação aos sistemas de distribuição [19].

As elevações de tensão, ainda que menos frequentes que os afundamentos de tensão (e portanto menos mencionadas na literatura sobre as VTCDs), também estão associadas a eventos de curtos-circuitos do tipo fase-terra nas redes, quando as fases sãs (sem a ocorrência da falta) elevam-se, em certas ocasiões, acima da tensão nominal, sendo sua magnitude uma função da localização da falta, da impedância do sistema e da existência e condições do aterramento [20]. Próximo à subestação em um sistema aterrado, na ocorrência de uma falta fase-terra, haverá uma pequena ou nenhuma elevação de tensão nas fases sãs, dado a ligação delta-estrela do transformador que fornecerá um caminho de baixa impedância para a corrente de defeito [17]. Também podem ocorrer devido desligamentos de grandes blocos de carga ou no chaveamento de bancos de capacitores.

Relativamente à segunda causa referente aos afundamentos de tensão, a Figura 2.5 ilustra o efeito na tensão da partida de um grande motor de indução, situação típica de afundamento de tensão ocasionado dentro das próprias instalações internas das unidades consumidoras.

Figura 2.5 – Afundamento temporário de tensão devido partida de motor.



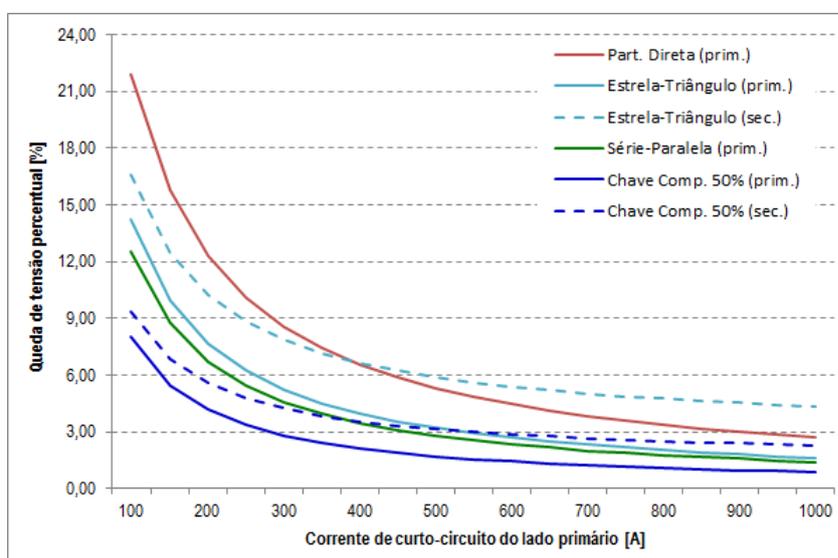
Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2004).

Durante a partida direta de um motor, este absorve da rede uma corrente aproximada de 6 a 10 vezes a corrente nominal de operação em regime, corrente elevada o suficiente para provocar quedas de tensão significativas, muitas vezes tanto no seu ponto de conexão quanto na rede elétrica a montante dele, no lado primário do transformador que o alimenta. No exemplo da Figura 2.5 tem-se um afundamento temporário de tensão da ordem de 0,8 pu, com duração de 3,2 segundos. Este afundamento é tão mais significativo quanto mais “fraco”

(baixo nível de curto-circuito) é o ponto onde o motor se encontra conectado, situação comum em sistemas radiais rurais na distribuição de energia elétrica.

Para se demonstrar o efeito do nível de curto-circuito na variação de tensão verificada na partida de um motor de indução, a Figura 2.6 apresenta curvas do percentual de queda de tensão em função do tipo de partida e da corrente de curto-circuito no barramento primário do transformador. Os dados foram determinados a partir de um exemplo hipotético de um motor de 125 cv, 380 V, com relação I_p/I_n igual a 6,5 e fator de potência de 0,85, conectado diretamente ao secundário de um transformador de 500 kVA, 13,8 kV/380 V.

Figura 2.6 – Quedas de tensão na partida de um motor de 125 cv em função da corrente de curto-circuito da rede sob diferentes condições de partida.



Fonte: Autoria própria.

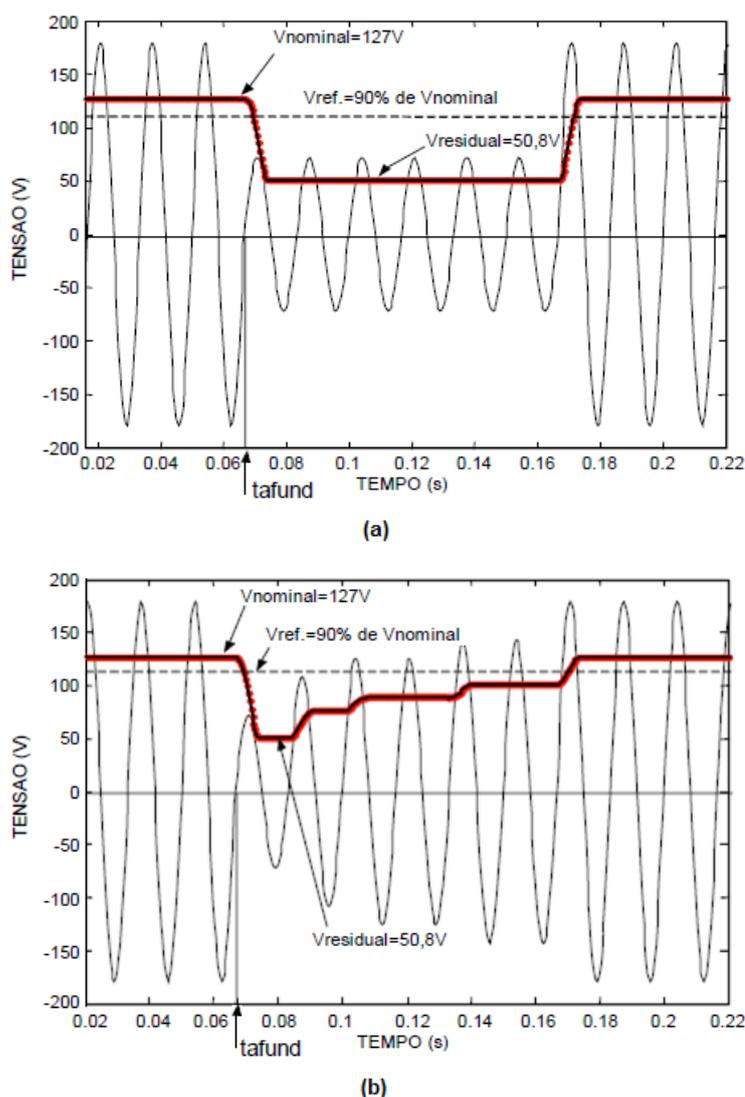
É importante pontuar que outras categorias de variações de tensão de curta duração são mencionadas nos documentos referenciados em [12] e [13]. É o caso dos transitórios oscilatórios (provocados por chaveamentos de equipamentos e linhas de transmissão), com durações inferiores a meio ciclo que não podem ser caracterizados efetivamente por variações na tensão eficaz da rede e sim por variações no valor instantâneo, e das variações de tensão de longa duração, com durações normalmente superiores a 1 minuto. Estas últimas podem ser causadas por situações não necessariamente associadas a falhas nos sistemas elétricos, como pela entrada ou saída de grandes blocos de carga em situação normal ou pela atuação de esquemas regionais de alívio de carga para redução de sobrecargas em partes do sistema, de linhas de transmissão ou de equipamentos de compensação de potência reativa.

2.3. CARACTERIZAÇÃO DAS VTCDs

Na abordagem clássica, eventos de VTCD são normalmente caracterizados pelo par de parâmetros magnitude da tensão residual e duração do evento, que estatisticamente representam um significativo método de avaliação dos eventos, ainda que existam algumas limitações relacionadas a eventos de curtíssima duração, eventos repetitivos ou sensibilidade de equipamentos.

A Figura 2.7, por exemplo, mostra dois eventos de VTCD com mesma magnitude e duração, porém com perfis diferentes de afundamento, situação que pode se traduzir em diferentes impactos em cargas eletrônicas sensíveis.

Figura 2.7 – Afundamentos de tensão com mesma magnitude e duração porém com perfis diferentes, sendo (a) um afundamento retangular e (b) um não retangular.



Fonte: Adaptado de Deckmann; Pomilio (2010) [21].

Ainda em relação à questão da sensibilidade de equipamentos afetados por uma VTCD, dependendo desta, outros parâmetros poderão ser necessários para caracterizar adequadamente os efeitos provocados pela mesma, tais como o desequilíbrio do VTCD, o deslocamento angular ou salto no ângulo de fase (do inglês *phase-angle jump*), e o ponto na forma de onda de início do evento e de recuperação da tensão.

2.3.1. Magnitude das VTCDs

Mesmo sendo um parâmetro básico na caracterização dos eventos de variação de tensão de curta duração, há divergências na definição da magnitude do evento entre órgãos internacionais que atuam na avaliação e padronização da qualidade da energia elétrica.

Segundo a *International Electrotechnical Commission* (IEC), a magnitude de um evento de VTCD está associada à diferença entre a tensão extrema durante a VTCD e a tensão nominal do sistema, segundo a equação (2.1), expressa em pu, devendo-se informar que, neste caso, trata-se de um afundamento de tensão. Caso se trate de uma elevação de tensão, os termos no numerador da equação (2.1) se invertem e, nesta situação, o resultado é informado como uma elevação de tensão.

$$\Delta V_{mag} = \frac{V_n - V_{res}}{V_n} \quad (2.1)$$

onde:

ΔV_{mag} é a magnitude da tensão do afundamento;

V_n é a tensão nominal da rede;

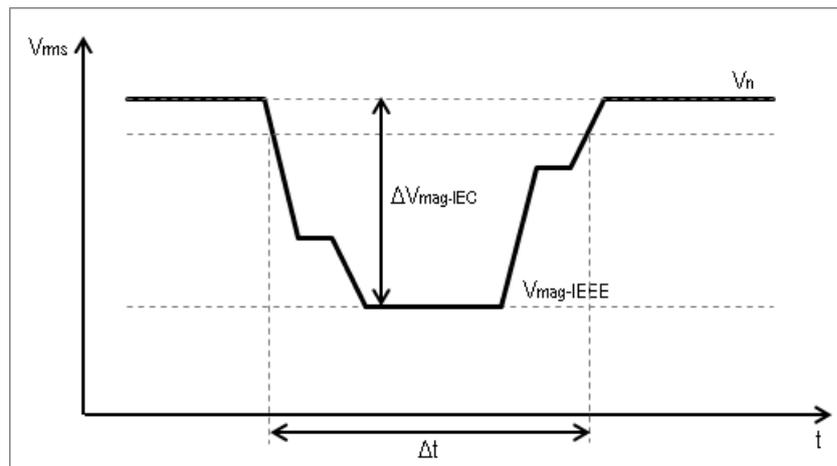
V_{res} é a tensão residual do afundamento, ou seja, a tensão mais baixa durante o afundamento.

Já segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), a magnitude de um evento de VTCD se refere tão somente à tensão residual ou remanescente extrema do afundamento ou elevação comparada à tensão nominal do sistema, na forma como apresentado na equação (2.2), também expressa em pu.

$$V_{mag} = \frac{V_{res}}{V_n} \quad (2.2)$$

Ambas as formas de representação da magnitude da tensão da VTCD também podem ser expressas em valores percentuais. A forma apresentada pelas normas do IEEE, também adotada nas normas brasileiras, tende a ser a mais utilizada pelo fato de as especificações de sensibilidade de equipamentos adotarem esta referência, baseada na variação da tensão em função da tensão nominal [22]. A Figura 2.8 compara as formas de indicação da magnitude de um afundamento de tensão segundo os padrões do IEC e do IEEE.

Figura 2.8 – Magnitude do afundamento de tensão segundo padrões IEC e IEEE.



Fonte: Adaptado de Alves; Ribeiro (1999).

Nas medições realizadas por medidores ou registradores de qualidade da energia elétrica, ou ainda osciloperturbógrafos para avaliação das VTCDs, em geral a magnitude da tensão medida diz respeito à tensão eficaz do ponto monitorado. É possível, entretanto, que outras formas de obtenção da magnitude do evento possam ser utilizadas, como a componente fundamental da tensão ou a tensão de pico em cada ciclo ou semiciclo.

Apesar de se tomar como base para determinação da magnitude da VTCD a tensão nominal do sistema (1,0 pu), considerando que em nenhum sistema é possível manter os níveis de tensão em regime permanente em um valor único e igual à tensão nominal da rede, dado a curva de carga diária (que é compensada na rede pela operação de dispositivos de controle e regulação de tensão), é importante levar em consideração a tensão anterior ao evento (tensão pré-falta). Operações abaixo da tensão nominal aumentam a sensibilidade aparente das cargas e aumentam a probabilidade de falhas e desligamentos inoportunos ocasionados por afundamentos de tensão ao modificar a magnitude dos eventos, ao passo que operações com tensões acima da tensão nominal da rede propiciam exatamente o contrário, redução da sensibilidade aparente das cargas e menor probabilidade de desligamentos por

afundamentos de tensão [23] (em contrapartida, nesta situação, caso ocorram elevações de tensão, estas serão ainda mais severas). Vale lembrar, entretanto, que também os sistemas elétricos das concessionárias possuem limites específicos para as tensões em regime permanente, não devendo os mesmos ser ultrapassados na tentativa de minimização dos efeitos dos afundamentos de tensão, sob pena de operação em sobretensão, o que causaria danos às cargas conectadas.

2.3.2. Obtenção da Tensão Eficaz

O valor eficaz ou *rms* (do inglês *root mean square*) de uma onda periódica está associado ao calor dissipado em uma resistência elétrica que seria também dissipado caso esta mesma resistência estivesse submetida a um valor hipotético de tensão e corrente do tipo contínua.

O valor da tensão eficaz condiciona-se a um período de tempo, normalmente o período ou múltiplo deste numa forma de onda como a senóide, dado pela equação (2.3).

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v(t)^2 dt} \quad (2.3)$$

onde:

V_{RMS} é a tensão eficaz ou *rms* da tensão $v(t)$ e

T é o período da tensão senoidal.

Considerando que se trata de sinais discretos no tempo, a integral da equação (2.3) se torna uma somatória, como a equação (2.4).

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^2} \quad (2.4)$$

onde:

N representa o número de amostras da janela de tempo utilizada e

v_i são os valores instantâneos amostrados do sinal de tensão dentro da janela considerada.

Dois métodos para se obter os valores eficazes da tensão a partir das janelas de amostras podem ser utilizados: a janela fixa ou a janela deslizante.

No método da janela fixa são utilizadas janelas sucessivas e sequenciais de tamanho igual a 1 ciclo ou meio ciclo, obtendo-se para cada uma delas o valor eficaz segundo a equação (2.5).

$$V_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=(k-1)N+1}^{kN} v_i^2} \quad (2.5)$$

onde:

k representa o índice da janela, variando de 1 a M/N , sendo M o número total de amostras.

Em cada uma das k janelas, cada uma como N amostras, não há repetição dos valores v_i utilizados no cálculo do valor eficaz. Sempre são usados N pontos novos para cada valor eficaz obtido.

Nesse método, a rapidez da resposta do algoritmo de cálculo do valor eficaz estará demasiadamente sujeita ao ponto da janela onde ocorre o curto-circuito [24]:

- curto-circuito ocorrido no início da janela – a maioria das amostras utilizadas estará sob a condição de curto e, portanto, o valor da tensão eficaz da janela expressará de forma bem apropriada a VTCD;
- curto-circuito ocorrido no meio da janela – a segunda metade das amostras estará sob o efeito do curto-circuito, mas a primeira não, fazendo com que o valor eficaz obtido na janela seja um valor intermediário entre a condição pré-falta e o regime permanente do defeito;
- curto-circuito ocorrido no final da janela – a grande maioria das amostras estará sob a condição pré-falta, de sorte que somente na próxima janela o cálculo do valor eficaz expressará a tensão da VTCD.

No método da janela deslizante, é calculado um novo valor eficaz a cada amostra nova, pois a janela desliza de um ponto amostrado para o seguinte, compondo uma nova janela de medição, cujo cálculo é dado pela equação (2.6).

$$V_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k v_i^2} \quad (2.6)$$

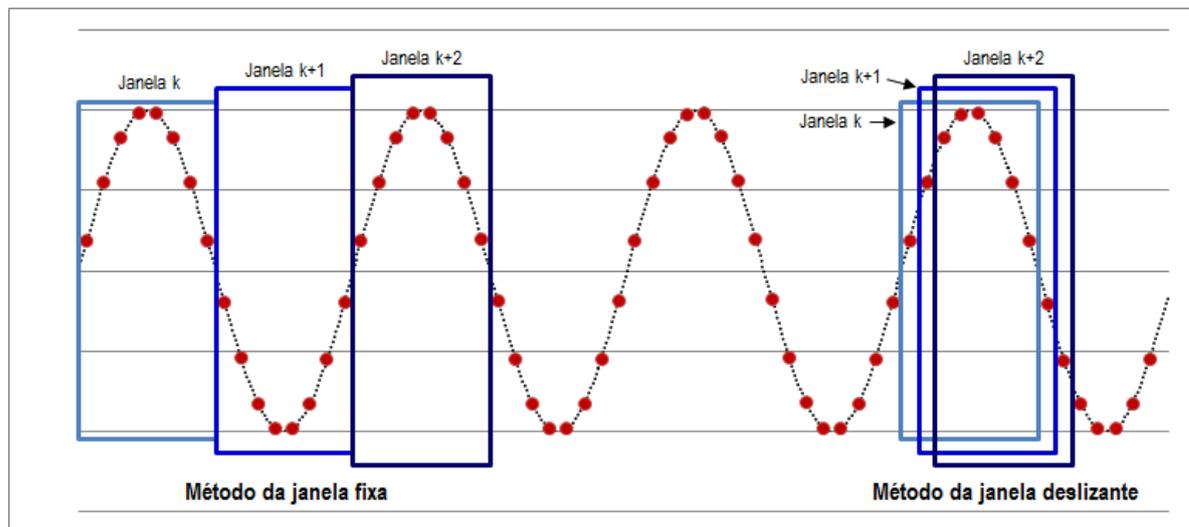
onde:

k representa o índice da janela, variando de N a M , sendo M o número total de amostras.

Por realizar o cálculo do valor eficaz a cada ponto amostrado, este método responde mais rapidamente às mudanças nas formas de onda, determinando de maneira mais apurada o início e o término do evento.

A Figura 2.9 exemplifica a forma de trabalho dos dois métodos de determinação do valor eficaz da tensão considerando um exemplo hipotético de tensão senoidal discretizada em 16 amostras por ciclo, com janela de meio ciclo.

Figura 2.9 – Janelas de cálculo do valor eficaz da tensão segundo os métodos de janela fixa e deslizante.



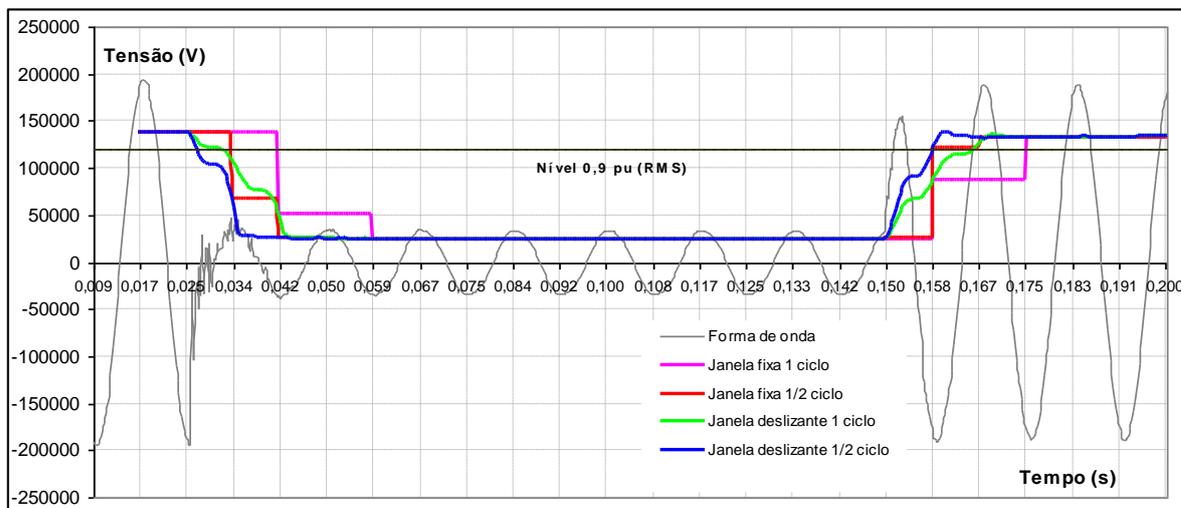
Fonte: Autoria própria.

Em se tratando do tamanho da janela, é importante ressaltar que qualquer tamanho de janela pode ser utilizado para determinação das tensões eficazes, desde que seja múltiplo de um semiciclo, pois qualquer outro tamanho de janela irá produzir uma oscilação no resultado com uma frequência igual a duas vezes a frequência fundamental [11]. Por outro lado, janelas

relativamente grandes tendem a não serem capazes de revelar variações pontuais e rápidas, que se diluem no conjunto de pontos.

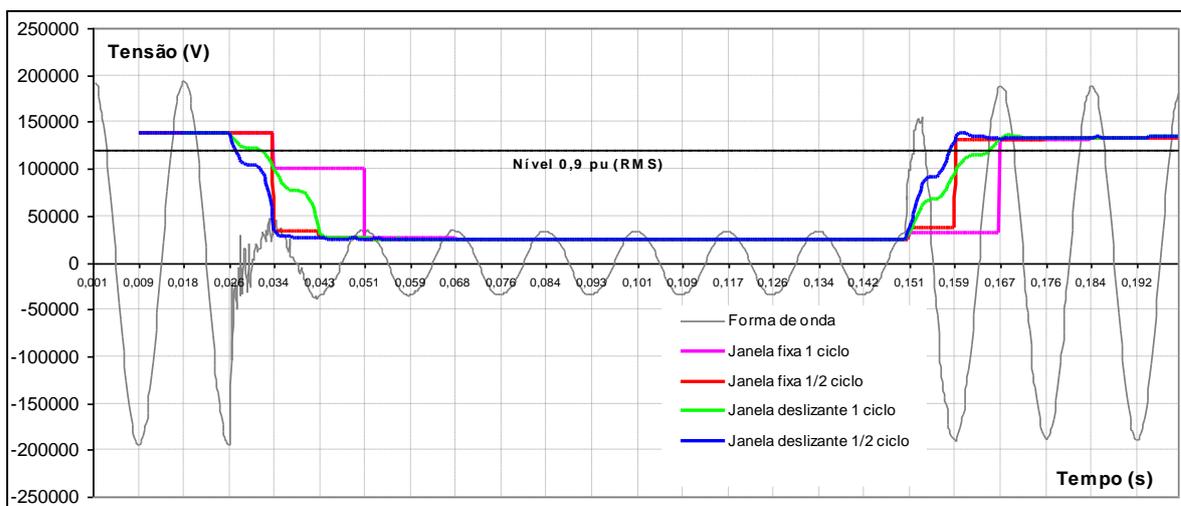
As Figuras 2.10 a 2.12 apresentam a simulação do cálculo das tensões eficazes para um afundamento de tensão de 7 ciclos num barramento de 230 kV considerando os dois métodos de aplicação da janela de amostras, sob janelas de 1 ciclo e de meio ciclo, com 64 amostras/ciclo.

Figura 2.10 – Determinação do valor eficaz da tensão em um curto-circuito de 7 ciclos começando poucos pontos após início da janela.



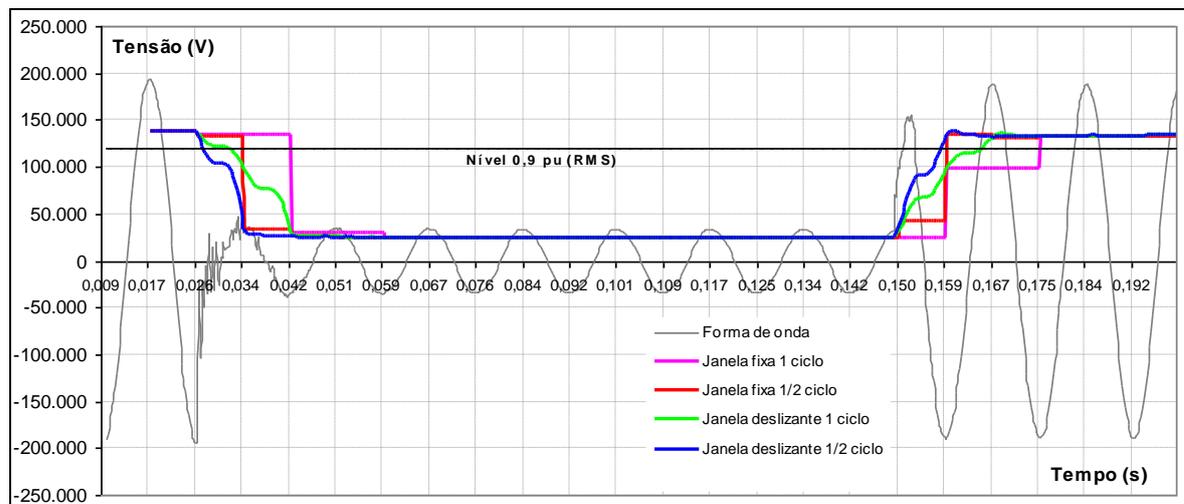
Fonte: Ramos (2000).

Figura 2.11 – Determinação do valor eficaz da tensão em um curto-circuito de 7 ciclos começando no meio da janela.



Fonte: Ramos (2000).

Figura 2.12 – Determinação do valor eficaz da tensão em um curto-circuito de 7 ciclos começando pouco antes do fim de uma janela.



Fonte: Ramos (2000).

Em todas as situações tanto para um como para o outro método, dado o afundamento de tensão ser relativamente longo, o cálculo do valor eficaz da tensão atinge o valor de regime do curto-circuito, não havendo grande problema relacionado à magnitude final do evento calculada. Em situações onde o curto-circuito é eliminado em apenas 1 ciclo, o algoritmo da janela fixa poderá conduzir a um erro na determinação da magnitude ou até mesmo não acusar o evento, uma vez que a forma de onda pode retornar ao estado normal antes que o valor eficaz calculado atinja o regime permanente do curto-circuito, dependendo do ponto da janela em que ocorre a falta e a criticidade da VTCD [24].

O que se percebe claramente de diferença entre os métodos e janelas de um ou de meio ciclo diz respeito à duração da VTCD e atrasos na percepção tanto do início do defeito como também da sua eliminação.

2.3.3. Duração das VTCDs

Considerando o fato de que uma VTCD é tomada a partir do ponto em que a tensão eficaz atinge um limite de referência, a duração da mesma é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que este limite é ultrapassado e o instante em que volta a cruzar esse limite, retornando à condição “normal” de operação. Alguns equipamentos possuem a possibilidade de parametrização da medição de modo a permitirem a adoção de

uma pequena diferença entre o valor de referência de início e término da VTCD, chamado de histerese, visando-se evitar sucessivos e equivocados registros de eventos [25].

A duração de uma VTCD ocasionada por um curto-circuito está intimamente ligada ao tempo de atuação das proteções para eliminação da falta. Quando a falta é eliminada pela proteção, a tendência geral é o retorno da tensão a patamares acima do limite de referência, encerrando a contagem da duração da VTCD, que normalmente é expressa em ciclos da frequência fundamental, ou em segundos ou milissegundos.

Em geral, nos sistemas de transmissão, nos quais há disjuntores de atuação rápida, relés de distância e diferenciais bastante rápidos, os tempos de atuação das proteções (relés e disjuntores) são curtos, de apenas alguns poucos ciclos (entre 3 e 9 ciclos), dado a necessidade premente de eliminação do defeito no menor tempo possível em virtude dos grandes montantes de cargas envolvidos. Sistemas de proteção mais novos, com tecnologias mais atuais podem responder adequadamente a curtos-circuitos em até 1 ciclo. Já nos sistemas de distribuição de energia elétrica, onde normalmente é utilizada somente proteção de sobrecorrente, são adotados tempos de atuação das proteções a partir de 7 a 9 ciclos, chegando, nos casos de proteções com retardo, a valores superiores a 3 s [19].

Outro ponto que favorece as menores durações das VTCDs nos sistemas de transmissão está no fato destes serem malhados, de forma que há uma melhor sustentação das tensões pelos critérios de planejamento de contingência ($n - 1$). Enquanto isso, os sistemas de distribuição são normalmente radiais.

Alguns tempos de eliminação de faltas referentes a dispositivos de proteção são apresentados na referência [11]:

- fusíveis limitadores de corrente – menos de 1 ciclo;
- fusíveis de expulsão – 10 a 1000 ms;
- relé de distância com disjuntor rápido – 50 a 100 ms;
- relé de distância na zona 1 – 100 a 200 ms;
- relé de distância na zona 2 – 200 a 500 ms
- relé diferencial – 100 a 300 ms;
- relé de sobrecorrente – 200 a 2000 ms.

No caso dos fusíveis, o tempo de eliminação da falta depende da intensidade da sobrecorrente verificada pelo dispositivo, de modo que quanto maior a corrente, mais rápida será sua atuação. Ainda segundo a mesma referência [11], a Tabela 2.3 apresenta alguns

tempos típicos de eliminação de curtos-circuitos em concessionárias norte-americanas para diferentes níveis de tensão.

Tabela 2.3 – Tempos de atuação da proteção em diferentes níveis de tensão.

Nível de Tensão [kV]	Tempo de Atuação [ms]		
	Melhor caso	Típicas	Pior caso
525	33	50	83
345	50	67	100
230	50	83	133
115	50	83	167
69	83	83	167
34,5	100	2000	3000
12,47	100	2000	3000

Fonte: Adaptado de Bollen (1999).

Em relação aos métodos de janela fixa e deslizante discutidos na seção anterior e, conforme Figuras 2.10 a 2.12, verifica-se que o método da janela deslizante responde de forma mais imediata à ocorrência do defeito no cálculo do valor eficaz da tensão, sendo ainda mais rápida na janela de meio ciclo. Para o método da janela fixa, dado o fato de ser necessário esperar que a janela possua uma quantidade de pontos amostrados pós-início da falta suficientes para trazer a tensão eficaz para valores próximos ou no regime do defeito, são verificados retardos que podem chegar até cerca de o dobro do tamanho da janela da amostra na contabilização do início da VTCD. Tal situação se repete também na eliminação do defeito [24].

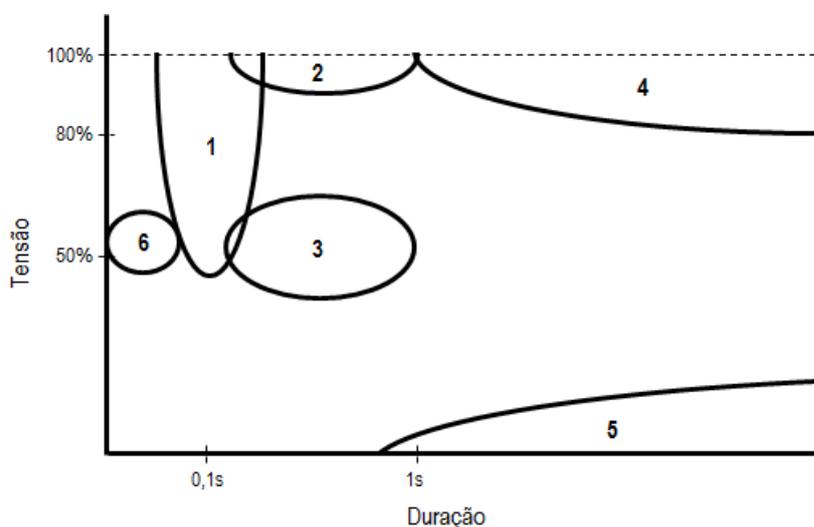
Quanto às durações calculadas das VTCDs (tensões eficazes abaixo de 0,90 pu) nos casos-exemplo das Figuras 2.10 a 2.12, têm-se valores calculados de 7,97 e 7,47 ciclos para o método das janelas fixas e de 7,98 e 7,85 ciclos para o das janelas deslizantes, para janelas de um e de meio ciclo, respectivamente.

2.3.4. Plano Magnitude-Duração

Conhecendo-se os parâmetros de magnitude e duração dos eventos de VTCD, é possível distribuir os mesmos em um plano magnitude *versus* duração, que se torna muito útil na avaliação geral do desempenho de sistemas e equipamentos frente ao distúrbio.

A Figura 2.13 apresenta um exemplo de plano magnitude *versus* duração com demarcações de áreas típicas de afundamentos de tensão ocasionados por diferentes origens.

Figura 2.13 – Diferentes origens de afundamentos de tensão no plano magnitude-duração.



Fonte: Adaptado de Bollen (1999).

A numeração apresentada na Figura 2.13 diz respeito às seguintes origens de afundamentos de tensão [11]:

1. Faltas em sistemas de transmissão;
2. Faltas em sistemas de distribuição remotos;
3. Faltas em sistemas de distribuição local;
4. Partida de grandes motores;
5. Interrupções curtas;
6. Fusíveis.

Curtos-circuitos em sistemas de transmissão podem levar a afundamentos de tensão expressivos, mas, em contrapartida, são eliminados em poucos ciclos, daí a curta duração dos eventos. Diferente disso, curtos-circuitos em sistemas de distribuição são eliminados em maior tempo, normalmente superiores a algo no entorno de 100 a 150 ms, mas podem ter uma duração bem inferior, chegando a 1 ciclo se forem utilizados fusíveis limitadores de corrente

de atuação rápida. Se a falta ocorre no sistema de distribuição local, os afundamentos são mais severos, propagando-se ao longo da rede, até o barramento da subestação e demais alimentadores a este conectados. Sendo em sistemas remotos, devido ao bloqueio proporcionado pela impedância dos transformadores das subestações, os afundamentos podem não ser sentidos ou, se o forem, terão pequena magnitude. Interrupções curtas apresentam durações normalmente superiores a 1 segundo, e pequenas tensões residuais, da ordem de 10% da tensão nominal do sistema. Por fim, partidas de grandes motores também levam a longos períodos de afundamentos de tensão, porém de menor profundidade.

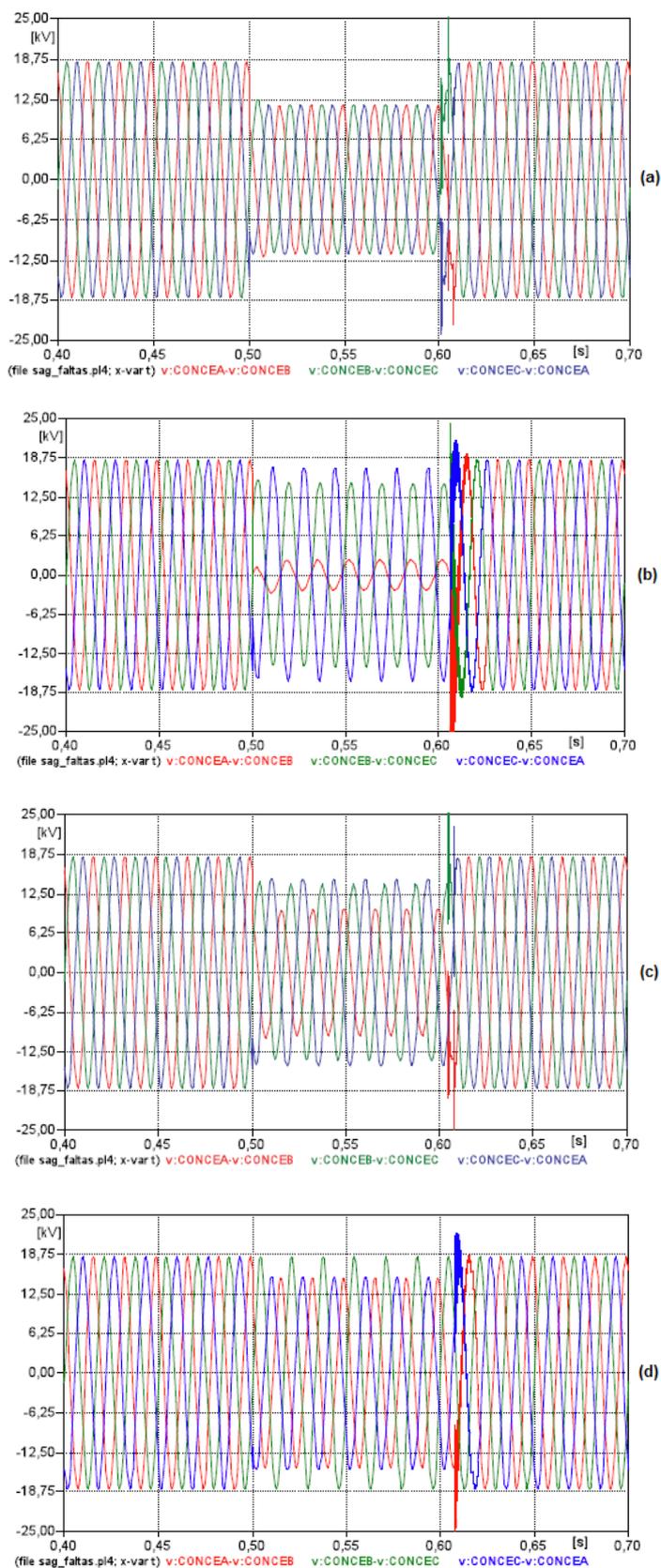
2.3.5. Outras Características das VTCDs

Como já dito anteriormente, outros parâmetros além da magnitude e da duração podem ser necessários para caracterizar os eventos de VTCDs, especialmente nos casos em que as avaliações se dão em virtude de cargas eletrônicas sensíveis tais como conversores e acionamentos a velocidade variável.

Um desses parâmetros diz respeito ao desequilíbrio provocado pelo curto-circuito. Os sistemas elétricos são idealmente trifásicos, mas os curtos-circuitos nos mesmos podem ser dos tipos trifásicos, bifásicos, bifásicos à terra e monofásicos. As faltas trifásicas são aquelas que produzem as maiores VTCDs, porém são as de menor incidência. As demais faltas, embora apresentem menor severidade em termos de magnitude, têm maior ocorrência nos sistemas elétricos, notadamente as do tipo monofásicas, e, além disso, são caracterizadas por desequilíbrios e assimetrias [26].

A Figura 2.14 apresenta formas de onda nas três fases de um barramento de uma subestação de distribuição de energia quando da ocorrência de diferentes tipos de curtos-circuitos na rede elétrica a jusante.

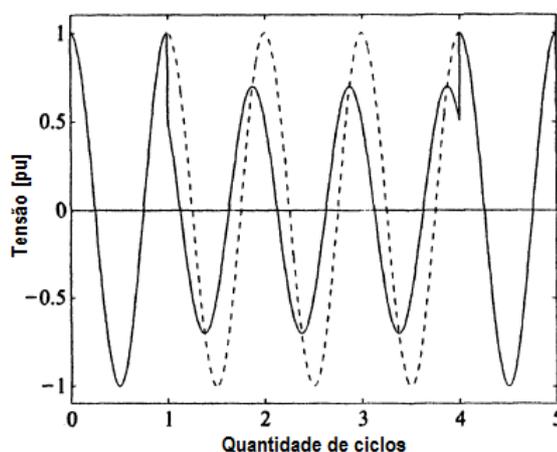
Figura 2.14 – Tensões fase-fase em barramento de subestação quando da ocorrência de um curto-circuito (a) trifásico, (b) bifásico, (c) bifásico à terra e (d) monofásico.



Fonte: Paulillo *et al.* (2013).

Um curto-circuito no sistema não provoca somente uma redução na magnitude da tensão na rede e possíveis desequilíbrios de tensão, mas também uma alteração no ângulo de fase da tensão. Esse deslocamento angular ou salto no ângulo de fase (*phase-angle jump*), mostrado na Figura 2.15, é responsável por problemas associados à passagem pelo zero da tensão instantânea, afetando o ângulo de disparo de tiristores.

Figura 2.15 – Forma de onda de afundamento de tensão com magnitude de 70% da nominal e deslocamento angular de $+45^\circ$.



Fonte: Adaptado de Bollen (1999).

Salto no ângulo de fase em faltas trifásicas são afetados por diferenças na relação X/R entre a fonte e os alimentadores (que se traduz na distância do ponto em análise e o ponto da falta e a bitola dos cabos utilizados no circuito) e a transformação do afundamento para níveis mais baixos de tensão [11].

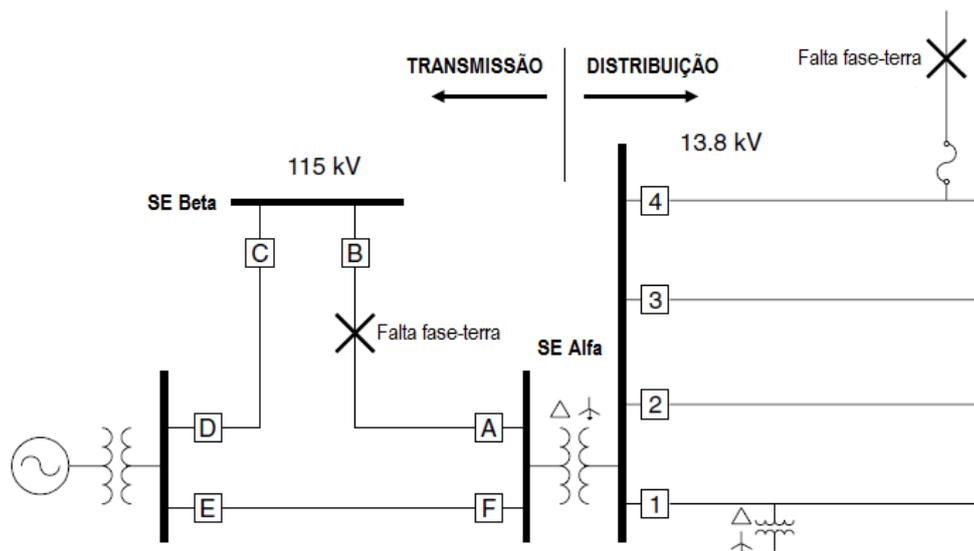
Outro parâmetro de caracterização das VTCDs diz respeito ao ponto de início da VTCD e o ponto do fim, representados pelo ângulo de fase da tensão em cada um dos instantes, sendo ambos de difícil obtenção a partir de medições realizadas.

2.4. CURTOS-CIRCUITOS NAS REDES ELÉTRICAS

Como já visto, os curtos-circuitos são a principal causa de VTCDs em um sistema elétrico. Tais eventos podem ocorrer tanto nos sistemas de transmissão quanto nos de distribuição, sendo nos primeiros, apesar de menos frequentes, mais danosos ao sistema elétrico como um todo, causando desligamentos e afundamentos de tensão em concessionárias de distribuição e unidades consumidoras em vários níveis de tensão.

Considerando o diagrama mostrado na Figura 2.16, havendo uma unidade consumidora atendida a partir de um alimentador de distribuição para o qual há a ocorrência de um curto-circuito, esta unidade consumidora experimentará uma VTCD (normalmente um afundamento de tensão) enquanto a falta não é eliminada pelo sistema de proteção podendo a mesma ser seguida de uma interrupção, caso haja operação do disjuntor do alimentador. Se o disjuntor do circuito primário tiver função de religamento automático e o agente motivador da falta tiver a natureza temporária, a interrupção será apenas temporária. Dependendo da localização do cliente no alimentador, e da proposta de seletividade e coordenação da proteção aplicada, o cliente pode não passar pela interrupção, no caso de atuação do fusível para eliminação da falta e unidade consumidora a montante do ponto da falta [20].

Figura 2.16 – Diagrama elétrico contendo sistema de transmissão e de distribuição de energia elétrica com ocorrência de curtos-circuitos.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.*(2004).

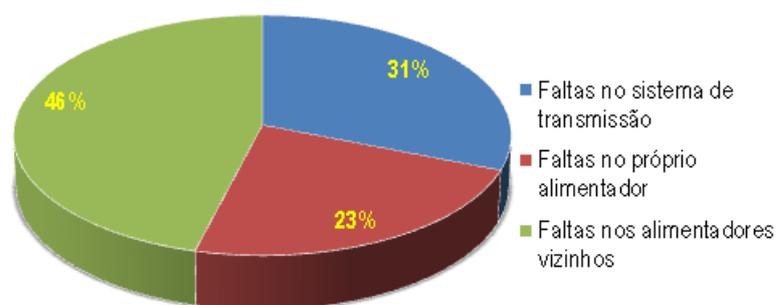
As unidades consumidoras atendidas por alimentadores vizinhos a partir da mesma subestação SE Alfa, também perceberão o afundamento de tensão devido o curto-circuito no alimentador nº 4 até que a falta seja eliminada.

Havendo um curto-circuito na linha de transmissão entre as subestações SE Alfa e SE Beta, este fará com que os disjuntores A e B atuem para eliminação do defeito, sem religamento automático. Como há redundância no atendimento (malha), as unidades consumidoras da SE Alfa apenas perceberão o afundamento de tensão e não a interrupção. Curtos-circuitos nos sistemas de transmissão, ainda que tenham uma duração menor que nos sistemas de distribuição, dado maior rapidez de atuação da filosofia de proteção, e magnitude

de tensão residual maior devido suporte da malha, afetam uma maior quantidade de unidades consumidoras ao longo dos sistemas de distribuição das vizinhanças (no exemplo, SE Alfa e SE Beta seriam afetadas pelo afundamento de tensão).

A Figura 2.17 apresenta um exemplo de uma planta industrial afetada por faltas no sistema elétrico. Os números indicam o percentual de falhas de operação de equipamentos sensíveis da indústria que foram ocasionadas por curtos-circuitos no sistema de transmissão (31%), no próprio alimentador de distribuição que atende a unidade consumidora (23%) e nos alimentadores vizinhos da mesma subestação (46%). Conforme apontado em [20], o sistema exemplo possuía vários alimentadores de distribuição aérea e uma elevada sobrecarga no sistema de transmissão que fornecia energia à subestação de distribuição.

Figura 2.17 – Exemplo de percentuais de faltas que causaram falha na operação de equipamentos sensíveis em planta industrial.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2004).

Em qualquer situação, portanto, uma unidade consumidora atendida em níveis de tensão de distribuição será afetada por faltas tanto na distribuição quanto na transmissão, cujas durações das VTCDs perdurarão até a eliminação do defeito. Quanto mais atuações, mais variações de tensão de curta duração.

Os modernos processos atuais exigem um nível de confiabilidade muito maior dos sistemas elétricos que há anos atrás para o bom funcionamento das cargas conectadas. Sistemas de transmissão e distribuição estão sendo projetados para confiabilidade de 99,9% de disponibilidade. Logicamente, este valor é altamente dependente da redundância da rede, que é diferente em função da localização geográfica e nível de tensão [5].

Contudo, ainda que haja uma forte redundância no sistema buscando-se evitar as interrupções de fornecimento, sejam de longa ou curta duração, e por mais esmero que se possa ter em relação à operação e manutenção da rede, eventualmente ocorrerão curtos-

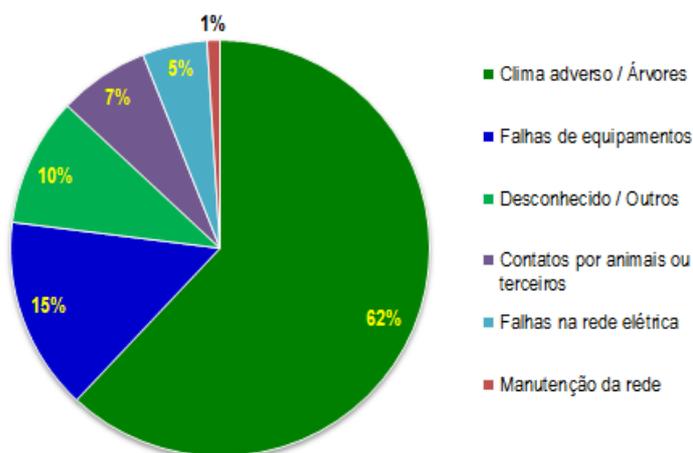
circuitos que provocarão variações de tensão de curta duração nas unidades consumidoras atendidas por estes sistemas elétricos.

De forma geral a rede de distribuição em média e baixa tensão apresenta-se mais susceptível a distúrbios do que a rede de transmissão em alta e extra-alta tensão devido sua área de abrangência geográfica, sua maior sujeição a agentes externos e aspectos construtivos. Uma série de agentes são motivadores de curtos-circuitos na rede, provocando as variações de tensão de curta duração, tais como condições climáticas adversas (ventos, descargas atmosféricas, temporais), contatos provocados por queda de árvores ou galhos de árvores sobre a rede, animais ou por terceiros, abalroamentos e deterioração de partes constituintes da rede.

As condições climáticas adversas são responsáveis por grande parte das ocorrências registradas nas redes elétricas aéreas. Estudos realizados na Virgínia do Norte, Estados Unidos, em um ano em que houve uma cerca de 40 tempestades, apontou que quase metade das ocorrências de curtos-circuitos na rede elétrica era provocada por ventos e descargas atmosféricas. O estudo também mostrou a incidência de uma quantidade três vezes maior de ocorrências em linhas aéreas se comparadas às em linhas subterrâneas [17]. Atualmente tem-se intensificado a utilização de redes protegidas, que são menos susceptíveis a causas naturais (ventos, animais e queda de galhos de árvores sobre as redes) que as redes nuas.

Com base em dados preparados pelo *Edison Electric Institute*, associação que representa todas as companhias elétricas pertencentes a investidores norte-americanos, a Figura 2.18 apresenta as principais causas de desligamentos nos Estados Unidos [10].

Figura 2.18 – Principais causas de desligamentos nos Estados Unidos.



Fonte: Adaptado Brumsickle (2012).

A Tabela 2.4 mostra uma estratificação das causas e suas respectivas contribuições nos desligamentos nos sistemas de transmissão e distribuição do Reino Unido apresentada em uma conferência europeia em 1998. O percentual de ocorrências em virtude de condições climáticas adversas mostrou-se extremamente relevante, notadamente no sistema de transmissão [11].

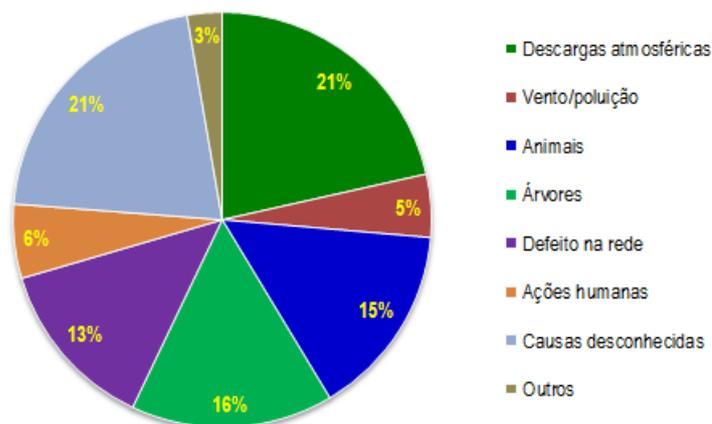
Tabela 2.4 – Componentes da taxa de desligamentos no sistema de transmissão e distribuição no Reino Unido.

Condição da operação	Sistema de Transmissão	Sistema de Distribuição
Descargas atmosféricas	9%	12%
Neve/gelo sobre as redes	52%	11%
Ventos fortes	32%	7%
Falhas em instalações	5%	39%
Interferências nas redes	2%	21%
Animais	---	8%
Cargas vizinhas	---	2%

Fonte: Adaptado de Taylor et al. (1998, *apud* BOLLEN, 1999).

Tomando-se o ano de 2013 como referência, a Figura 2.19 apresenta uma estratificação das principais causas de curtos-circuitos no sistema de distribuição de uma concessionária de energia elétrica do setor elétrico brasileiro com os respectivos percentuais de ocorrência.

Figura 2.19 – Principais causas e percentuais associados a curtos-circuitos em concessionária de energia elétrica brasileira.



Fonte: Autoria própria.

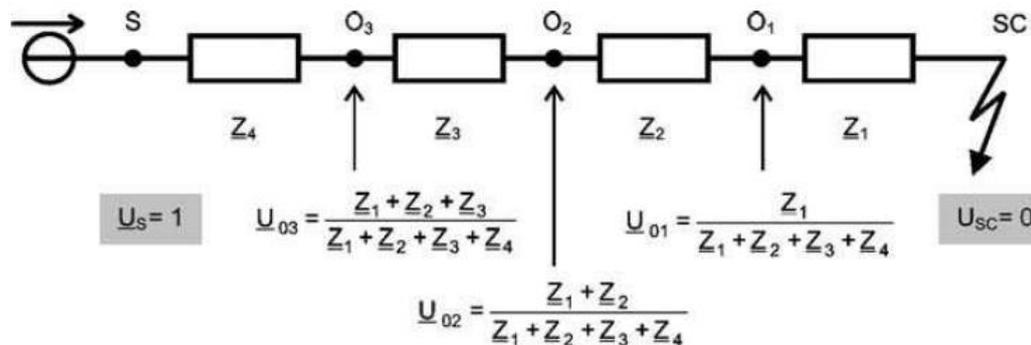
Nota: Dados de concessionária brasileira.

De fato a componente associada a condições climáticas adversas tem significativo peso na ocorrência dos curtos-circuitos. Contudo, é necessário notar que outras componentes tomam uma relevância diferenciada no sistema elétrico nacional se comparadas aos resultados nos Estados Unidos e Europa, tais como árvores e animais. Isto se deve notadamente ao padrão de rede nacional que é basicamente do tipo aéreo e nu, ainda mais sujeito a interrupções, tanto de longa duração como temporárias.

Vale comentar que defeitos nos sistemas de transmissão têm, frequentemente, suas causas bem identificadas, o que não necessariamente ocorre nos sistemas de distribuição, dado sua maior dificuldade de identificação [25], seja pela grande extensão das redes, seja pela ausência de recursos de telessupervisão, seja pela volumosa quantidade de ocorrências. Como mostrado na Figura 2.19, 21% das ocorrências de faltas na rede de distribuição foram apontadas como desconhecidas, situação que deve ser, na medida do possível, minimizada.

Dado a ocorrência de um curto-circuito na rede, durante o intervalo de tempo desde o início da falta até a sua eliminação pela proteção, as tensões ao longo da rede, caminhando no sentido da fonte, serão dependentes da distância elétrica do ponto avaliado em relação ao local da falta. A tensão no local da falta será igual a zero e, nos demais pontos, a determinação da magnitude do afundamento poderá ser realizada em função das impedâncias equivalentes do sistema do curto-circuito à fonte. A Figura 2.20 mostra um exemplo de modelagem monofásica de uma rede para um curto-circuito com impedância zero, com o cálculo da magnitude dos afundamentos de tensão em três pontos distintos da rede.

Figura 2.20 – Exemplo de cálculo das magnitudes do afundamento em pontos de uma rede sob curto-circuito e com uma única fonte.



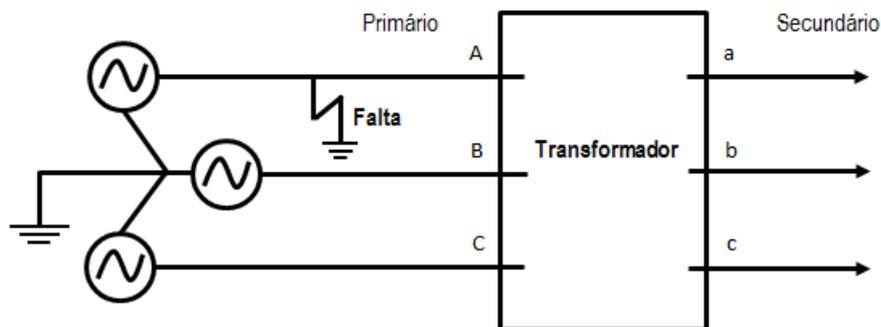
Fonte: Baggini (2008).

A VTCD percebida por uma determinada unidade consumidora será tão maior quanto menor for a distância elétrica desta unidade consumidora em relação ao ponto da falta. Se mais próximo à fonte, a VTCD tenderá a uma suavização.

Um curto-circuito em um sistema de transmissão pode resultar numa queda de tensão que se alastra por até centenas de quilômetros de rede. Contudo, a gravidade da mesma em uma unidade consumidora atendida pela distribuição pode ser menor que a de uma VTCD provocada por curto-circuito na vizinhança do consumidor, a despeito da menor área de abrangência desta. Um curto-circuito dentro da própria instalação de um consumidor tende a resultar em VTCD com magnitude superior àquela verificada devido a faltas nos sistemas de transmissão ou distribuição [27].

Outros pontos importantes na questão dos afundamentos de tensão percebidos por clientes conectados ao longo das redes elétricas dizem respeito ao tipo de curto-circuito ocorrido, às conexões dos enrolamentos dos transformadores e os próprios modos de conexão das cargas à rede. As características dos afundamentos são modificadas em função das conexões dos transformadores existentes entre o ponto do curto-circuito e o barramento final onde as cargas são conectadas [27]. Para exemplificar, considerando uma falta fase-terra do lado primário de um transformador de uma unidade consumidora qualquer, como mostrado na Figura 2.21, o resultado do lado secundário do transformador, onde as cargas são realmente alimentadas, é apresentado através do quadro da Tabela 2.5.

Figura 2.21 – Exemplo de falta fase-terra próximo a uma entrada primária.



Fonte: Adaptado de McGranaghan; Mueller; Samotyj (1993) [28].

Tabela 2.5 – Tensões no secundário de transformador sob falta fase-terra no seu lado primário.

Conexão do transformador (primário/secundário)	Tensão fase-fase			Tensão fase-neutro			Diagrama fasorial
	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	
	0.58	1.00	0.58	0.00	1.00	1.00	
	0.58	1.00	0.58	0.33	0.88	0.88	
	0.33	0.88	0.88	—	—	—	
	0.88	0.88	0.33	0.58	1.00	0.58	

Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2004).

Verifica-se, portanto que uma falta fase-terra no lado primário de um transformador delta-estrela, situação bastante comum nos sistemas de distribuição de energia, não resultará em uma tensão nula na carga alimentada por este transformador em nenhuma das fases e, se

equipamentos trifásicos estiverem ligados entre fase e neutro, ter-se-á uma maior magnitude de tensão remanescente do que se estiverem ligados entre fases, podendo, a depender da sensibilidade dos equipamentos e da duração do afundamento, não haver falha na operação destes [20].

2.5. ÁREA DE VULNERABILIDADE

Sabe-se que o nível de curto-circuito de um determinado barramento é um indicativo acerca da robustez do sistema frente a quaisquer distúrbios de qualidade da energia elétrica, incluindo eventos de variação de tensão de curta duração.

Mesmo nas avaliações de planejamento da expansão, onde são realizados os estudos e simulações de regime permanente através dos softwares de fluxo de carga nos patamares de carga do sistema, o nível de curto-circuito assume importância na determinação das quedas de tensão. A queda de tensão será maior em sistemas com menores níveis de curto-circuito (maior impedância), para uma mesma carga [29]. Similarmente, quanto maior a potência de curto-circuito num determinado ponto da rede, menor sua sensibilidade a afundamentos de tensão provocados por curtos-circuitos na rede, pois se tem um sistema “forte” por trás do barramento sob análise, capaz de suportar, até determinado limite, ocorrências nas vizinhanças do ponto em observação.

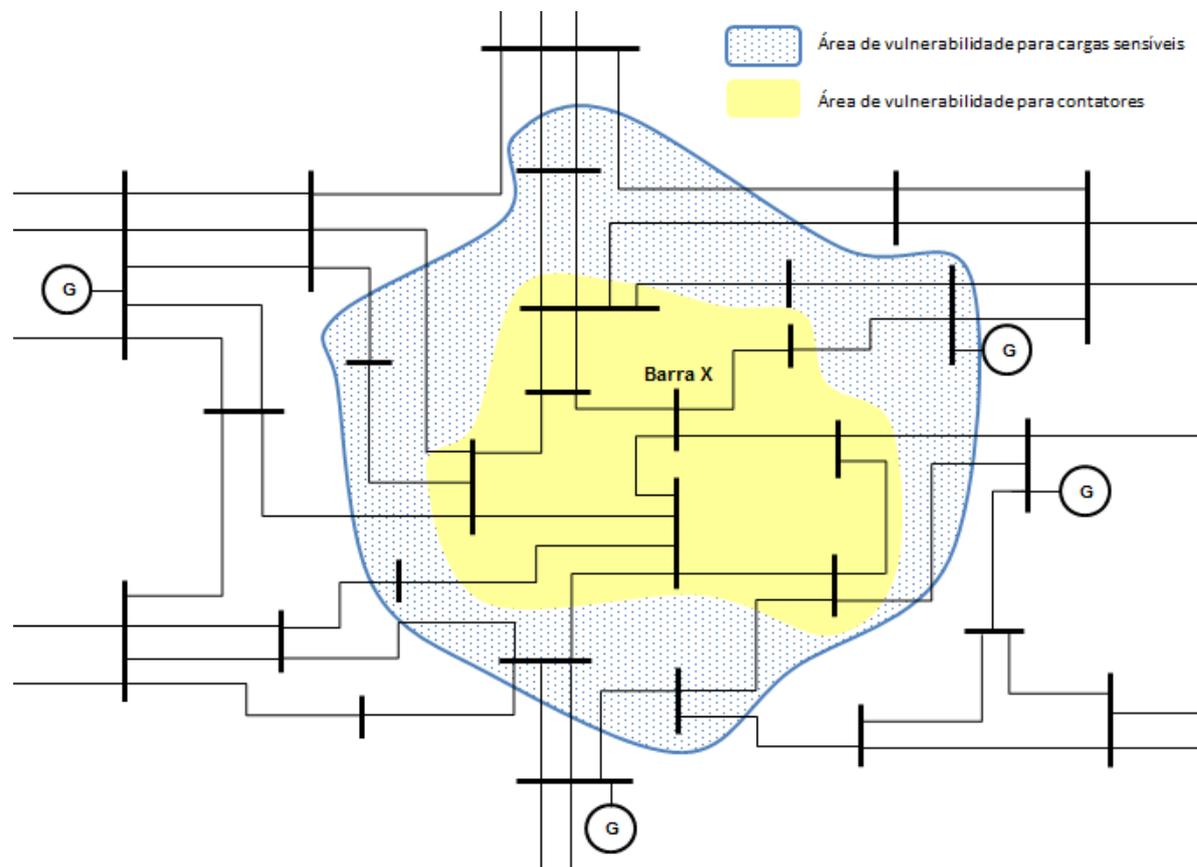
Contudo, ainda que indicativo, o nível de curto-circuito não se mostra como o melhor parâmetro para avaliação do grau de exposição de uma determinada unidade consumidora a eventos de VTCDs.

De modo a ajudar na avaliação da probabilidade de uma carga específica estar sujeita a afundamentos de tensão de uma determinada amplitude, foi desenvolvido o conceito de área de vulnerabilidade. Sua obtenção está baseada na determinação, a partir de programas de cálculo de curto-circuito onde é realizada a excursão do ponto de falta ao longo de todas as linhas e barramentos do sistema, das tensões nas barras de interesse. Assim, estabelecendo-se um valor de tensão limite para um determinado barramento do sistema elétrico o qual se deseja estabelecer a área de vulnerabilidade, esta corresponde à região deste sistema em que a ocorrência de curtos-circuitos causam afundamentos de tensão abaixo do valor de tensão estabelecido, o qual estará associado à sensibilidade da instalação em análise ou de partes dela. A análise leva em consideração ainda o tipo de curto-circuito e, ao final, exprime-se o

resultado em função da extensão em quilômetros de linhas de transmissão e/ou distribuição presentes na área de vulnerabilidade [29].

A Figura 2.22 apresenta para um mesmo barramento do sistema (Barra X) duas áreas de vulnerabilidade correspondendo a distintas sensibilidades (ou níveis de tensão no afundamento de tensão) relacionadas a cargas atendidas por uma unidade consumidora conectada a este barramento.

Figura 2.22 – Áreas de vulnerabilidade definidas para dois tipos de cargas distintas ligadas num mesmo barramento do sistema elétrico.

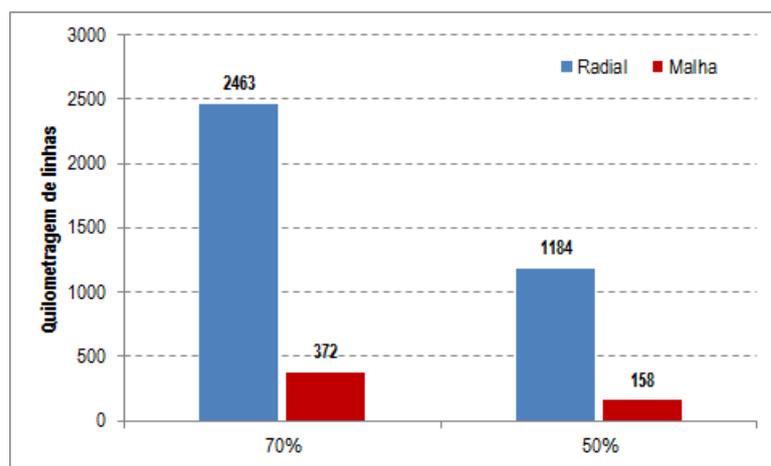


Fonte: Adaptado de McGranaghan; Mueller; Samotyj (1993).

Contadores que desligam motores apenas quando o afundamento de tensão é de 50% da tensão nominal têm uma área de vulnerabilidade menor do que aquela referente a cargas mais sensíveis (como conversores), conforme mostrado na Figura 2.22. A figura indica que, para qualquer falta que ocorra dentro da área em amarelo haverá um afundamento com tensão residual inferior a 50%, afetando os contadores existentes no consumidor ligado à Barra X do sistema elétrico hipotético mostrado.

O gráfico da Figura 2.23 apresenta um exemplo das extensões de linhas de transmissão determinadas por áreas de vulnerabilidade que correspondem a afundamentos de tensão inferiores a 70% e a 50% verificados num determinado ponto de monitoração de dois sistemas elétricos distintos para curtos-circuitos do tipo fase-terra, conforme referência [29].

Figura 2.23 – Extensão das linhas que compõem as áreas de vulnerabilidade $V < 70\%$ e $V < 50\%$ para curtos-circuitos monofásicos.



Fonte: Adaptado a partir de informações de Ramos *et al.* (1999).

Fica claro pela figura que as extensões das linhas que, na ocorrência do curto-circuito, ocasionam afundamentos de tensão inferiores a 70% da tensão nominal no ponto de monitoração são mais que o dobro das extensões das linhas associadas às faltas com afundamentos inferiores a 50%. A referência destaca a melhor robustez dos sistemas em malha, onde se tem múltiplas fontes de alimentação, comparativamente aos sistemas radiais. Para praticamente o mesmo nível de potência de curto-circuito num determinado barramento atendido por um sistema radial, a área de vulnerabilidade simulada aponta uma extensão de rede cerca de sete vezes maior que para um barramento com atendimento via múltiplas fontes.

Outro ponto de influência na área de vulnerabilidade diz respeito ao carregamento das linhas de transmissão no entorno do ponto de monitoração. Em geral, sob maior nível de carregamento (condição de carga pesada), as áreas de vulnerabilidade tendem a ser maiores que na situação de menor exigência do sistema (condição de carga leve), ficando, portanto, os consumidores com cargas sensíveis mais susceptíveis a afundamentos de tensão. Com o aumento da área de vulnerabilidade, esta pode passar a envolver ainda o sistema de distribuição, onde se revela maior a incidência de defeitos [30].

CAPÍTULO 3. INDICADORES DE VTCDs

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Cada processo, atividade ou fenômeno para ser controlado deve ser registrado e itens de controle precisam ser adotados com o intuito de se manter certa regularidade e/ou nível de atendimento adequado, bem como buscar o atingimento de metas.

Definidos os conceitos e características básicas para estudo das VTCDs, segue-se à necessidade de se estabelecer parâmetros de quantificação e avaliação do fenômeno. Sabe-se que a maioria dos fenômenos associados à qualidade da energia elétrica possuem, nas normas aplicadas em diversos países, suas formas de quantificação e ainda limites definidos ou valores de referência adotados para comparação com os resultados obtidos das medições. Contudo, para as variações de tensão de curta duração, na grande parte das normas aplicáveis, são apresentadas somente as formas de quantificar e agregar os eventos, e indicadores para avaliação, porém sem qualquer limite ou valor referencial estabelecido.

Neste capítulo são apresentadas a metodologia de registro e avaliação dos eventos de VTCDs, as formas de quantificação e apresentação dos resultados, através de indicadores, tabelas e mapas.

3.2. METODOLOGIA DE ANÁLISE

Há uma série de métodos de avaliação dos eventos de VTCDs. Os métodos clássicos de análise das VTCDs se utilizam, além da magnitude e da duração dos eventos, também da quantidade de ocorrências registradas em um determinado barramento monitorado do sistema por um intervalo de tempo, de forma que se tenha uma base estatística para avaliação do problema.

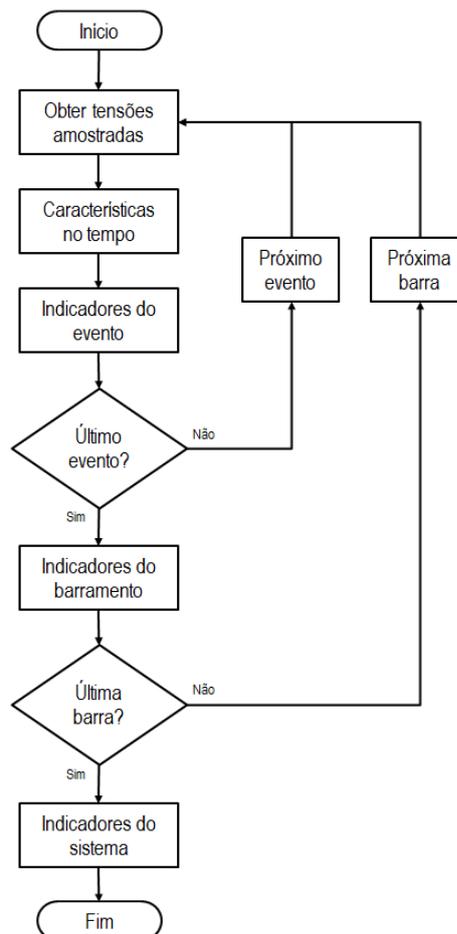
O documento IEEE 1564 recomenda que para a obtenção do desempenho de um sistema de potência em relação às VTCDs, cinco passos sejam adotados [31] [32]:

1. Obtenção das tensões amostradas e formas de onda com taxa de amostragem e resolução específicas;

2. Cálculo das características dos eventos como uma função do tempo a partir das tensões amostradas;
3. Cálculo de indicadores de cada evento com base nas características dos mesmos;
4. Cálculo de indicadores de um barramento monitorado com base nos índices de cada evento registrado durante um determinado período de tempo;
5. Cálculo de indicadores do sistema a partir dos indicadores de cada barramento monitorado do sistema elétrico.

O procedimento recomendado conforme os cinco passos informados anteriormente é apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Procedimento recomendado pelo documento IEEE 1564 para obtenção de indicadores de VTCDs de um sistema elétrico.



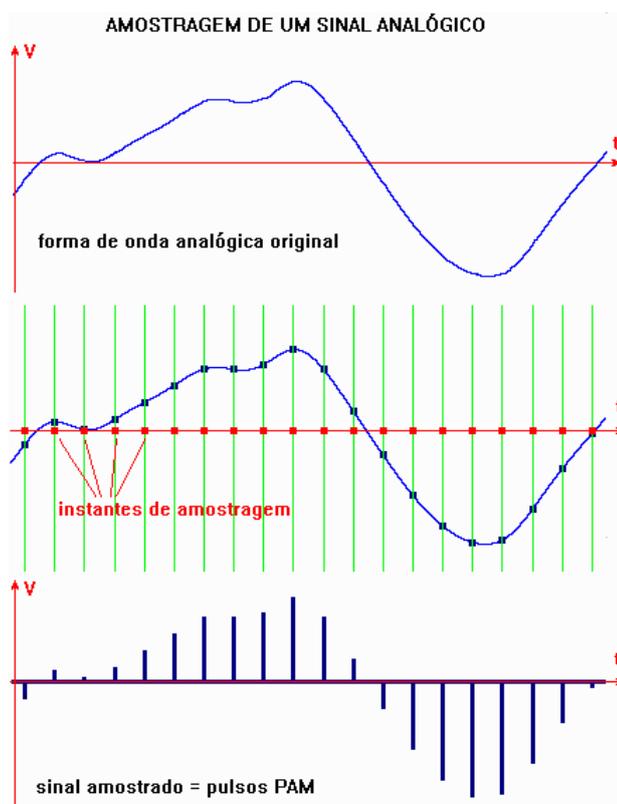
Fonte: Adaptado de Institute of Electrical and Electronics Engineers (2014).

3.2.1. Características Básicas de Registradores de VTCDs

Para a obtenção de qualquer registro a partir das tensões fornecidas por um TP (transformador de potencial) ou diretamente da rede elétrica, quando em baixa tensão, os registradores ou medidores de qualidade da energia elétrica possuem uma taxa de amostragem e uma resolução definidas, que são os parâmetros básicos de especificação a serem considerados na análise do compromisso precisão *versus* custo do equipamento, definido conforme cada necessidade em particular [24].

A taxa de amostragem é dada normalmente em números de amostras por ciclo da frequência fundamental do sistema elétrico, estando associada à rapidez dos fenômenos os quais se deseja medir. Os sinais analógicos são contínuos no tempo e apresentam uma infinidade de valores, que pela taxa de amostragem são representados de maneira discreta no tempo a partir de amostras, de forma que seja possível reconstituir o sinal original com exatidão aceitável. A Figura 3.2 apresenta o princípio básico da amostragem digital.

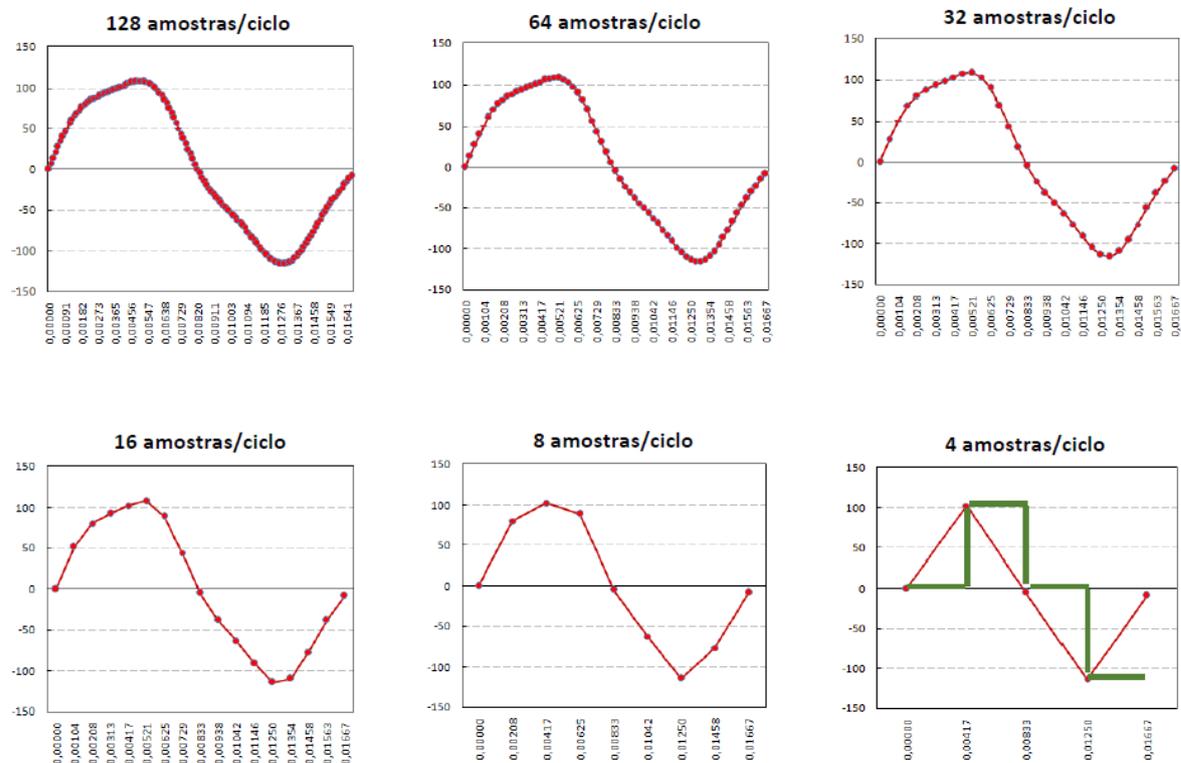
Figura 3.2 – Princípio da amostragem [PAM – Pulsos modulados em amplitude].



Fonte: Qsl Net, [s.d.] [33].

Quanto maior a taxa de amostragem, que pelo Teorema de Nyquist necessita ser superior a duas vezes a maior frequência contida no sinal amostrado, mais fácil será a reprodução do sinal original a partir das amostras, mas em excesso haverá desperdício da necessidade de memória de grande capacidade [33]. Com 16 amostras por ciclo já se têm uma amostragem suficiente para registros de VTCDs, porém como a maioria dos registradores no mercado também é utilizada para monitoramento das componentes harmônicas, tem-se, na prática, taxas bem superiores. A Figura 3.3 exemplifica um mesmo sinal reconstruído com base em diferentes taxas de amostragem.

Figura 3.3 – Exemplos de sinal amostrado com diferentes taxas de amostragem.

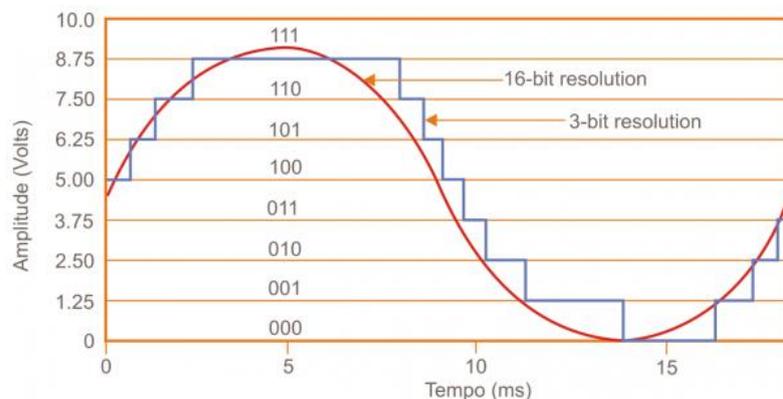


Fonte: Autoria própria.

A resolução é o número de bits utilizado para expressar de forma digital a grandeza analógica medida. Uma amostra representada por apenas um bit poderia receber apenas dois valores: “0” ou “1”. Já uma resolução com 3 bits poderia receber 8 valores diferentes, uma vez que a quantidade de valores possíveis se dá por 2^n , onde n representa o número de bits da resolução. Assim como a taxa de amostragem, uma digitalização com resolução baixa gera uma representação muito distorcida do sinal original [34], conforme é possível perceber a partir da Figura 3.4, onde a representação da senóide com apenas 3 bits mais se parece com

uma função degrau. Na prática são encontrados conversores de 8 a 20 bits, mas 12 bits já se mostra suficiente para registros de VTCDs.

Figura 3.4 – Representação de uma onda senoidal com resoluções de 16 bits e 3 bits.



Fonte: Mecatrônica Atual (2013).

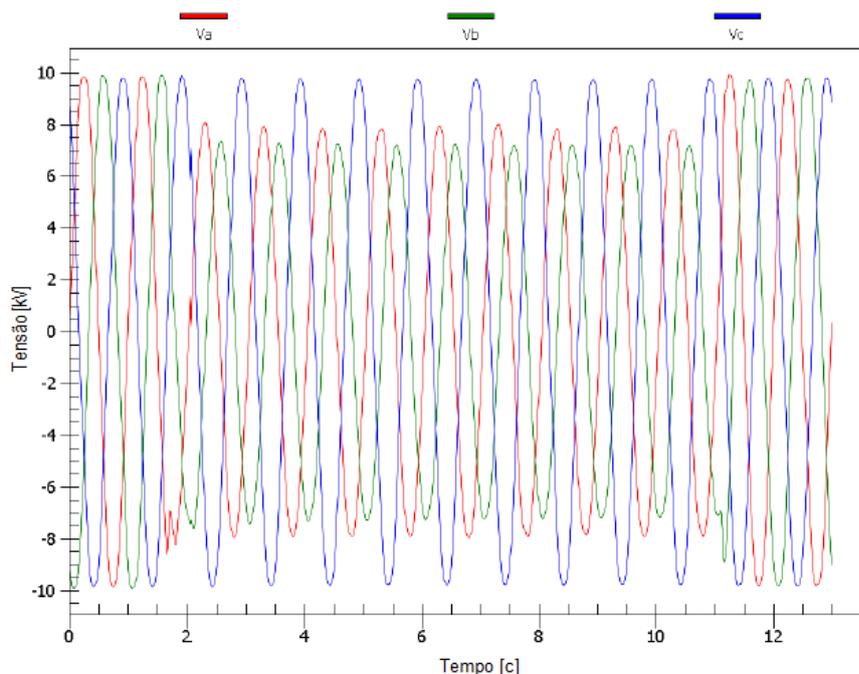
3.2.2. Determinação da Magnitude e Duração de VTCDs

A partir das amostras de tensão são obtidas as grandezas de tensão em função do tempo para cada fase medida. O documento IEC 61000-4-30 [12] define que a medição básica de um afundamento ou elevação de tensão é a tensão eficaz atualizada a cada semiciclo em cada canal medido. Portanto, para medições trifásicas, obtém-se a tensão eficaz no tempo para cada fase separadamente. Daí obtém-se a magnitude e a duração de cada evento por fase. Uma discussão acerca da magnitude e da duração, bem como a obtenção dos valores eficazes a partir dos registros amostrados foi apresentada nos itens 2.3.1 a 2.3.3.

A tendência dos eventos monitorados de VTCDs em sistema elétricos é de possuírem registros em três fases (alguns registradores podem apresentar um canal de medição a mais para medição da tensão neutro-terra), dado os sistemas serem em sua grande maioria trifásicos e os pontos de medição se localizarem em barramentos de subestações ou grandes clientes. A Figura 3.5 apresenta as formas de onda das três fases referentes a um afundamento de tensão em um barramento de 12,47 kV de tensão fase-fase, ocasionado por uma falta bifásica em um alimentador conectado ao barramento medido. Por ser um sistema trifásico, as três tensões devem ser consideradas para a devida apuração da magnitude do afundamento registrado, sendo considerada para o evento como um todo aquela que atinge o menor valor remanescente entre os registros fase-neutro. Este procedimento é conhecido como agregação

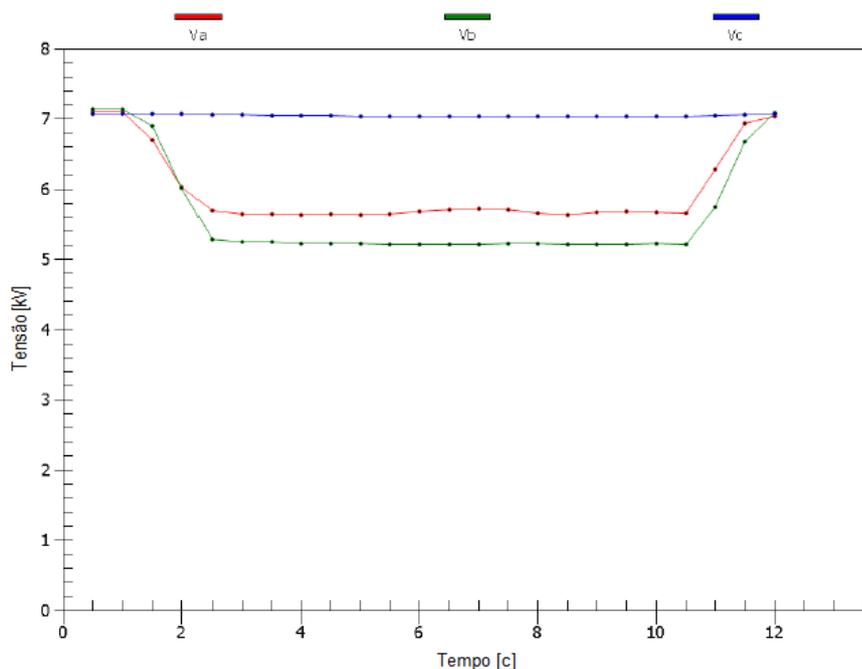
de fases. A Figura 3.6 refere-se aos valores eficazes das tensões senoidais apresentadas na Figura 3.5, cujo menor valor registrado foi de 5,21 kV fase-neutro (72,4% da tensão nominal) na fase B do barramento, sendo portanto esta a magnitude do afundamento de tensão [31].

Figura 3.5 – Exemplo de afundamento de tensão em sistema trifásico.



Fonte: Adaptado de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (2014).

Figura 3.6 – Valores eficazes referentes ao exemplo de afundamento de tensão.

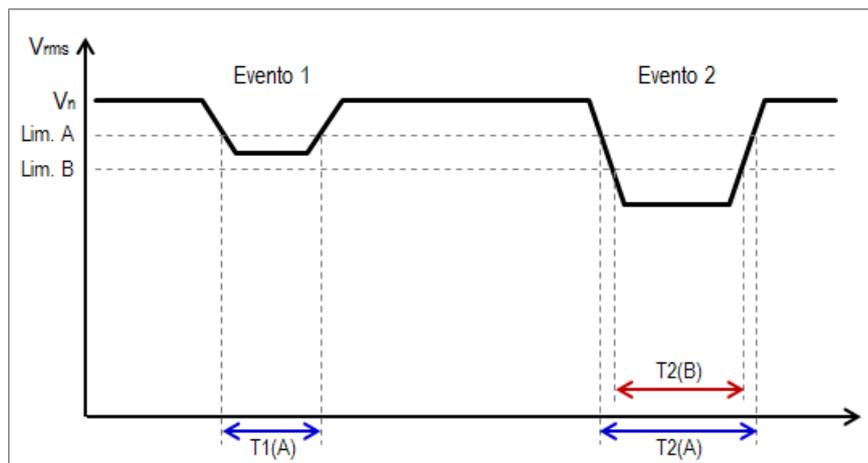


Fonte: Adaptado de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (2014).

Quanto à duração do evento registrado, esta se encontra associada ao período de tempo em que a tensão eficaz permanece abaixo de um determinado limiar. Este limiar adotado pode afetar tanto a duração dos eventos como também a quantidade de eventos registrados. A Figura 3.7 exemplifica esta situação, de maneira que:

- Para o Limite A são observados dois eventos de afundamentos de tensão (Evento 1 e Evento 2), o primeiro com a duração $T1(A)$ e o segundo com a duração $T2(A)$;
- Para o Limite B é observado somente um único evento de afundamento (Evento 2) com duração $T2(B)$;
- Para o mesmo evento registrado sob ambos os limites, tem-se durações diferentes, de forma que o limite menos restritivo (Limite B) apresenta menor duração do afundamento em relação ao limite mais restritivo (Limite A). Assim, a duração $T2(A)$ é maior que a duração $T2(B)$.

Figura 3.7 – Influência do limite de afundamento adotado na quantificação e duração dos eventos.



Fonte: Autoria própria.

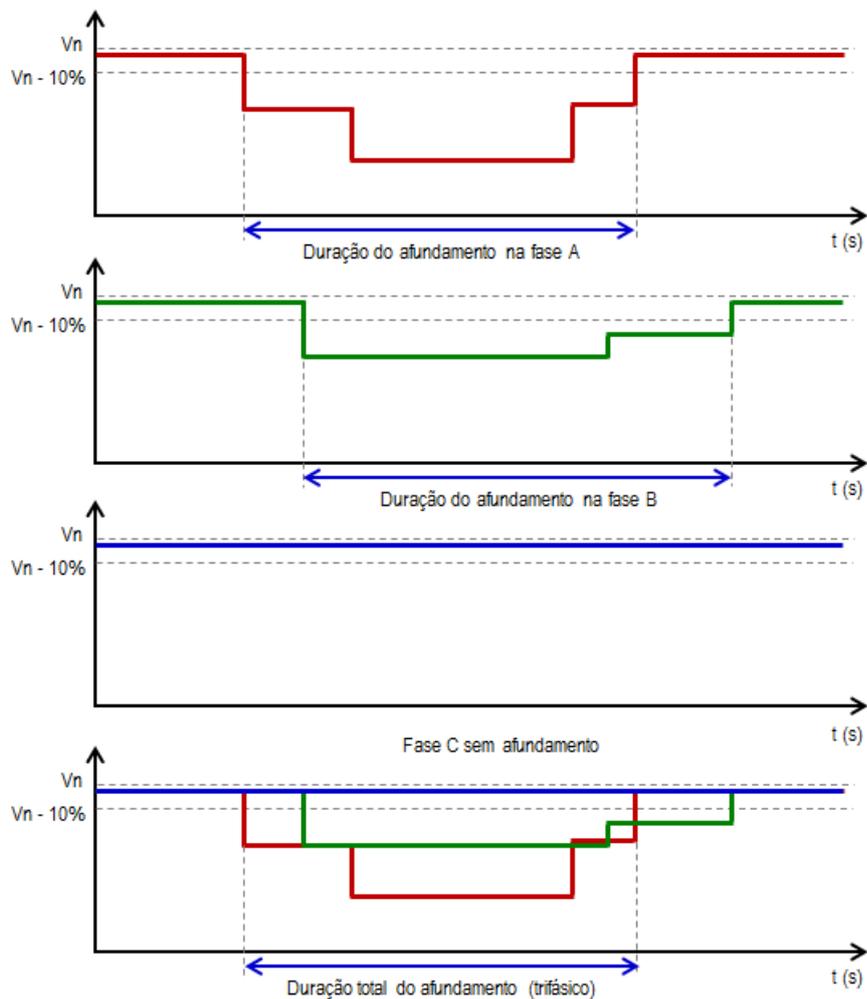
Normalmente são estabelecidos limiares entre 85-90%, que pode ser da tensão nominal do sistema ou da tensão de referência móvel pré-evento. A tensão de referência móvel é uma tensão média durante um intervalo de tempo especificado que precede o evento [35]. O documento IEEE 1564 [31] recomenda que a referência da tensão nominal seja utilizada para monitoramentos em redes de média e baixa tensão devido o fato de nestes níveis estarem conectadas as cargas finais, sendo, portanto, mais relevante para a avaliação do desempenho dos equipamentos e, para redes de alta tensão, a tensão móvel pré-evento, dado que até as cargas há ainda equipamentos de transformação e regulação de tensão [31]. Entretanto é comum que mesmo nas redes de média de tensão seja utilizada a tensão móvel,

uma vez que sua grande maioria utiliza possui cargas conectadas aos secundários de transformadores abaixadores. Ainda para apuração da duração, pode-se utilizar um percentual de histerese para o limiar de término dos eventos (valor típico de 2%, conforme documento IEC 61000-4-30 [12]).

Ainda quanto à duração, notadamente para sistemas trifásicos, há tanto metodologias de análise que adotam como referência para obtenção desse parâmetro o período de tempo em que a fase com tensão mais crítica permaneceu abaixo do limite estabelecido como também o período de tempo decorrido desde que a primeira fase cruza o limiar estabelecido até que a última fase torne a ser igual ou superior ao limite novamente.

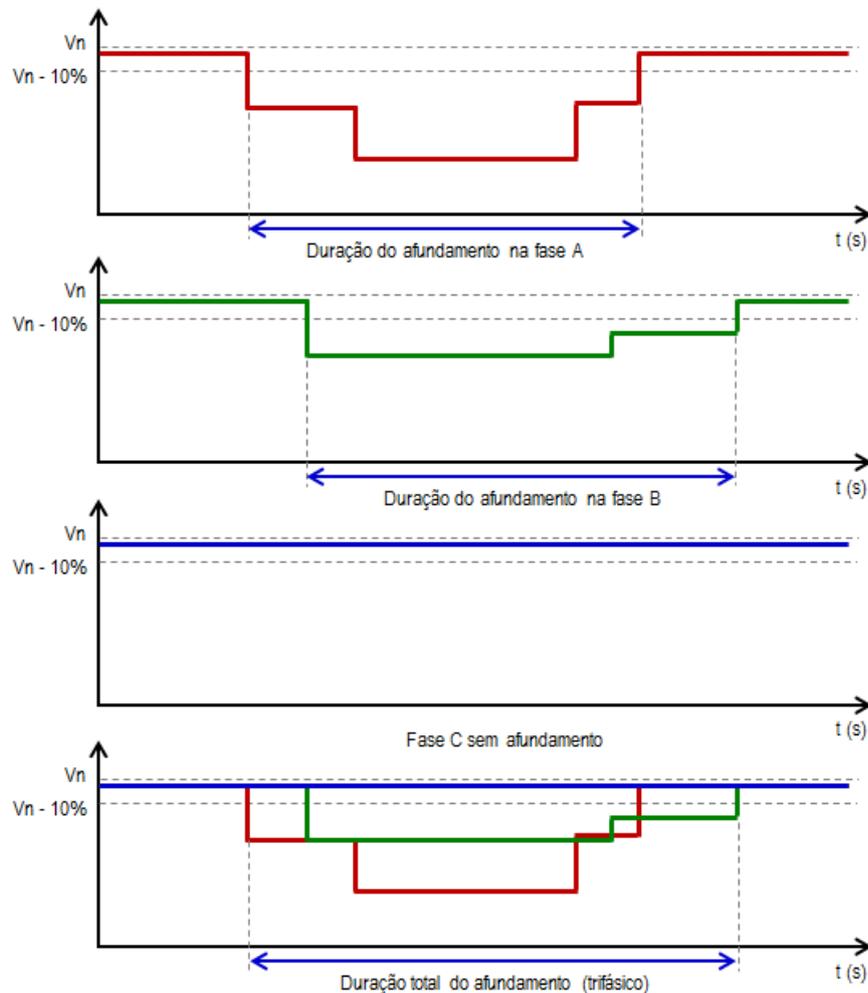
A Figura 3.8 mostra um exemplo didático de evento em sistema trifásico atingindo duas fases (A e B), com a fase A registrando a menor magnitude de tensão residual, sendo a duração desta fase contabilizada como a duração total do evento. Esta metodologia de agregação de fases é adotada pela norma sul-africana (NRS 048-2 [36]).

Figura 3.8 – Duração de evento trifásico com duração associada à fase com tensão mais crítica (menor magnitude de tensão residual).



Fonte: Adaptado de Baggini (2008).

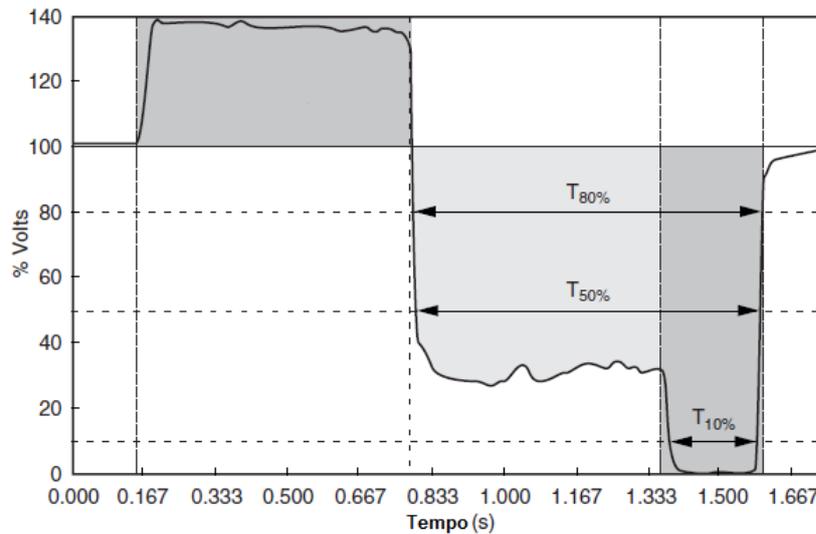
Similarmente, a Figura 3.9 apresenta o mesmo exemplo da figura anterior, diferenciando a forma de obtenção da duração do evento que, neste caso, considera o intervalo de tempo em que o conjunto das três fases se encontra abaixo do limite considerado. Esta metodologia é adotada pela norma europeia da *Union International des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique* (UNIPED).

Figura 3.9 – Duração de evento trifásico com duração associada à composição das fases.

Fonte: Adaptado de Baggini (2008).

Há ainda metodologia de obtenção da duração de VTCDs que considera para um mesmo evento diferentes durações relacionadas a diferentes limites de tensão especificados quando este apresenta uma característica não retangular [20]. A Figura 3.10 mostra um evento para o qual são determinadas durações para três níveis de magnitude de tensão: 80%, 50% e 10%. A duração $T_{50\%}$, por exemplo, indica o período de tempo em que o afundamento de tensão permaneceu registrando valores eficazes abaixo do limite de 50% da tensão nominal, que no caso do exemplo da figura é o mesmo período de tempo associado à duração $T_{80\%}$, 800 ms. A duração $T_{10\%}$ compreende somente o período de tempo em que o registro de tensão se encontra em sua situação mais crítica, abaixo do limite de 10%, cerca de 200 ms. Esta metodologia é adotada por instituições norte-americanas como EPRI e Electrotek.

Figura 3.10 – Determinação de diferentes durações em função da magnitude do afundamento de tensão.



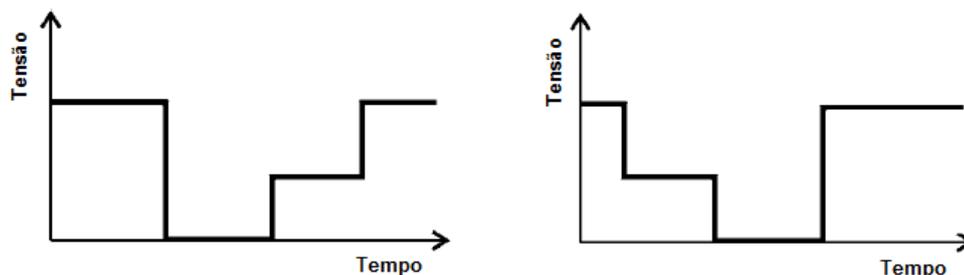
Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2004).

3.2.3. Métodos de Agregação

Quando em medição nos sistemas elétricos, além de cada canal de medição poder registrar informações distintas para um mesmo evento em função da ocorrência em cada fase específica, há ainda a possibilidade de haver múltiplos registros de VTCDs, contabilizando-se uma série de eventos que, para uma melhor determinação de indicadores e apresentação de resultados precisam ser agregados. A agregação, portanto, refere-se à técnica de redução de um determinado volume de dados registrados simplificando a análise dos eventos.

Os principais métodos de agregação são:

- a) Agregação de nível de tensão, que está associada a VTCDs do tipo não retangular, estabelecendo-se como magnitude da tensão residual a variação máxima de tensão durante a perturbação, ao invés de se avaliar os diferentes patamares de tensão durante a VTCD, o que traria maior complexidade para a análise do registro [27]. Dado esta agregação, eventos que podem ter impactos diferentes na operação das cargas, como os apresentados na Figura 3.11, apresentam os mesmos registros de magnitude da tensão residual e duração, sem distinção.

Figura 3.11 – Afundamentos de tensão não retangulares de mesma duração e magnitude.

Fonte: Adaptado de Baggini (2008).

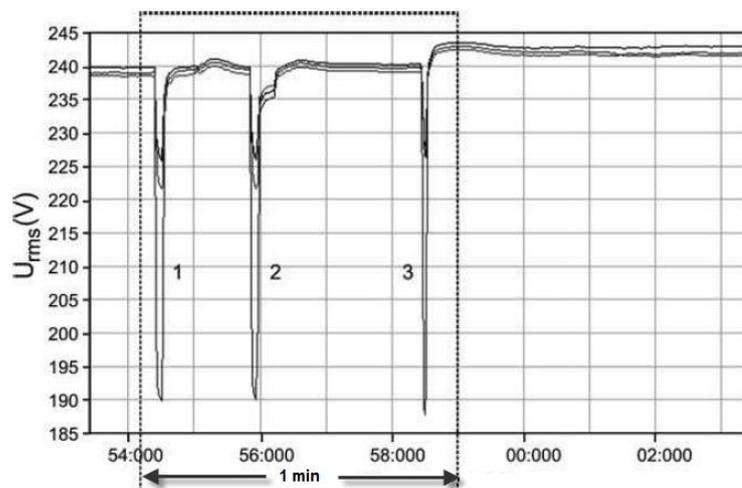
- b) Agregação espacial, que consiste na avaliação combinada de eventos monitorados simultaneamente por mais de um medidor quando estes registram pontos distintos, porém eletricamente próximos, da alimentação de uma mesma subestação ou de unidade consumidora, buscando-se aquele que melhor representa o evento em questão com base nos parâmetros de variação de tensão e duração [31]. Um exemplo desse tipo de agregação ocorre quando em uma subestação com dois ou mais barramentos medidos operando normalmente abertos têm a configuração alterada para normalmente fechados, situação em que os medidores passarão, com a mesma configuração, a registrar os mesmos eventos.
- c) Agregação de fases, consistindo na agregação das variações ocorridas em cada medição fase-neutro de um mesmo evento de VTCD (registros simultâneos), compondo-se um único registro, cuja magnitude da tensão residual corresponde ao menor valor apurado entre os registros fase-neutro medidos.

Quanto à duração do evento, três formas de agregação de fases podem ser utilizadas, cada uma apresentando uma metodologia de obtenção do parâmetro [14]:

- por união de fases – a duração do evento corresponde ao período de tempo decorrido desde que a primeira das fases cruza o limiar adotado de VTCD até que a última delas torne a cruzar o limite adotado no sentido da normalização do fornecimento, como mostrado na Figura 3.9;
- pela fase crítica – a duração do evento corresponde àquela referente à fase com tensão mais crítica dentre as três medidas (menor magnitude para afundamento ou maior magnitude para elevação), como mostrado na Figura 3.8;

- por parâmetros críticos – a duração do evento como um todo corresponde ao maior período de tempo dentre cada um dos registros fase-neutro monitorados.
- d) Agregação temporal, que diz respeito ao tratamento de múltiplos eventos de VTCDs que ocorram em curto intervalo de tempo como um único evento. Este método de agregação conduz a não contabilização de eventos sequenciais ocorridos sob a mesma ocorrência de rede em instantes próximos. Em geral, em âmbito internacional tem-se adotado o intervalo de 1 minuto entre o início de eventos consecutivos para aplicação do método de agregação temporal, apesar de alguns estudos realizados e contratos firmados entre concessionária norte-americana e consumidores industriais utilizarem até mesmo 15 minutos. A Figura 3.12 exemplifica três afundamentos de tensão ocorridos em curto intervalo de tempo para os quais pode ser aplicado o método de agregação temporal, de forma a se compor apenas um único registro final.

Figura 3.12 – Exemplo de três afundamentos de tensão que podem ser agregados.



Fonte: Adaptado de Baggini (2008).

É possível mesclar eventos que se encontrem muito próximos no tempo porque [37]:

- quando dois eventos de magnitude e duração aproximadamente iguais ocorrem com uma separação curta no tempo, o efeito de ambos na operação das cargas atingidas pelos eventos tende a ser o mesmo caso fosse percebido somente um único evento. Se o primeiro afundamento é capaz de

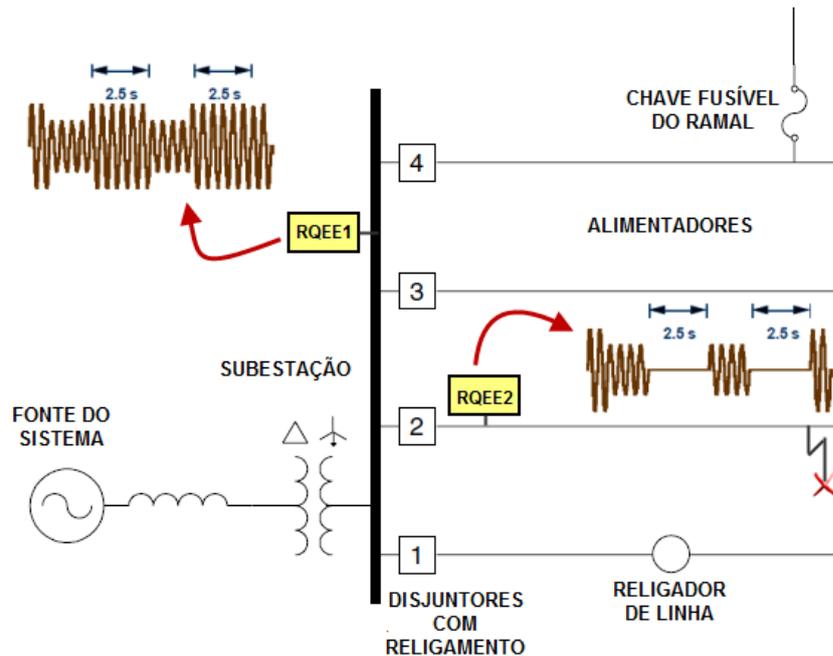
causar falha na operação das cargas de uma determinada unidade consumidora, muito provavelmente na ocasião do segundo não haverá a recomposição de todas as cargas e processos à plena normalidade de funcionamento, não causando muito mais problemas dos já ocasionados pelo primeiro afundamento. Por outro lado, se o primeiro evento não causar qualquer falha nos processos do consumidor, há grande probabilidade que também o segundo evento passe despercebido pela operação das cargas.

- dois ou mais eventos consecutivos, especialmente em redes de média tensão, normalmente estão associadas à mesma causa de ocorrência na rede elétrica. Isto se dá em virtude da existência do religamento automático nas redes, seja nos barramentos das subestações, seja ao longo dos alimentadores. Aproximadamente 70% das faltas ocorridas nos sistemas elétricos vêm dos alimentadores aéreos e estas faltas são responsáveis por afundamentos de tensão na rede. Muitos desses curtos-circuitos são ocasionados por situações não permanentes, tais como contatos da rede com árvores, pássaros ou outros animais, faltas provocadas por ventos, entre outros, que cessada a causa direta, a operação da rede volta à normalidade. Assim sendo, com o intuito de prover proteção aos circuitos, sem que, contudo, haja a interrupção sustentada de grandes blocos de cargas no primeiro instante, são utilizados religadores automáticos que promovem a abertura temporária de alguns ciclos a alguns segundos do circuito e seu posterior fechamento visando propiciar condição de autoeliminação do curto-circuito. Normalmente dois, três e até quatro religamentos sucessivos, podendo-se contar ainda com diferentes tempos de atuação são previstos pelas concessionárias, antes que o equipamento permaneça aberto devido persistência da causa do curto-circuito, quando então é necessária a intervenção direta na rede com a devida manutenção corretiva.

Em relação ao segundo item apontado, a Figura 3.13 mostra um sistema de distribuição de energia com seus dispositivos de proteção e a situação verificada por dois registradores de qualidade da energia elétrica (RQEE1 e RQEE2) monitorando dois pontos do sistema separados por um religador de subestação quando de um curto-circuito na rede a jusante. Verifica-se que tanto o RQEE1

quanto o RQEE2 registram dois afundamentos de tensão enquanto não há a atuação da proteção associada ao religador da subestação. O RQEE2, contudo, registra as duas interrupções momentâneas devido atuação da proteção. Após o segundo religamento automático, o agente causador da falta é eliminado e o sistema permanece em operação normal.

Figura 3.13 – Sistema de distribuição típico com os dispositivos de proteção da MT.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2004).

A perturbação final a partir da agregação temporal pode ser representada por [27]:

- a magnitude e a duração do primeiro afundamento;
- a magnitude e a duração do primeiro afundamento que ocasionou perturbação na operação de um equipamento ou de uma unidade consumidora;
- a menor magnitude e a maior duração dentre todos os afundamentos ocorridos dentro do período de agregação;
- a magnitude e a duração do afundamento de maior área (magnitude *versus* duração);
- a menor magnitude dentre os afundamentos ocorridos dentro do período de agregação e a soma das durações dos eventos agregados.

Logicamente, as mesmas opções se aplicam a elevações de tensão.

3.2.4. Indicadores de VTCDs a Um Parâmetro

No intuito de se obter uma forma simplificada de comparação entre eventos, barramentos e sistemas inteiros, algumas propostas de indicadores com apenas um parâmetro foram desenvolvidas, ainda que estes indicadores levem a uma perda de informação.

Alguns destes métodos são:

- a) Perda de tensão, definida como sendo a integral da queda de tensão durante a ocorrência do afundamento, no período em que a tensão permanece abaixo do limiar definido [38] [27], dada pela equação (3.1).

$$L_V = \int \left(1 - \frac{v(t)}{V_{Ref}} \right) dt \quad (3.1)$$

onde:

L_V é o indicador perda de tensão;

$v(t)$ é a magnitude da tensão eficaz em função do tempo t , em Volts.

V_{Ref} é a tensão de referência, que pode ser a tensão nominal do sistema ou a tensão móvel pré-evento, em Volts.

Para um afundamento retangular com magnitude de tensão residual eficaz V_{pu} em pu e duração T , a perda de tensão pode ser calculada através da equação (3.2).

$$L_V = (1 - V_{pu}) \cdot T \quad (3.2)$$

Para elevações de tensão os termos entre parênteses da equação (3.2) se invertem.

Uma desvantagem deste indicador reside no fato de que um único evento com uma duração muito longa apresentará um indicador muitas vezes superior a uma série de outros eventos de menor duração [32].

- b) Energia do afundamento, definida como a integral da queda de energia durante o evento [31] [27], determinada por meio da equação (3.3).

$$E_{VS} = \int_0^T \left[1 - \left(\frac{v(t)}{V_{Ref}} \right)^2 \right] dt \quad (3.3)$$

onde:

E_{VS} é a energia do afundamento.

Considerando um afundamento de tensão retangular onde se tem uma magnitude de tensão residual em pu, V_{pu} , e uma duração T , o indicador pode ser calculado através de (3.4), equação que, com alteração da ordem dos parâmetros entre parênteses, pode ser utilizada para elevações de tensão.

$$E_{VS} = (1 - V_{pu}^2) \cdot T \quad (3.4)$$

Para sistemas trifásicos, a energia total é dada pela soma das energias de cada fase individualmente, como mostrado na equação (3.5).

$$E_{VS} = E_{VS_A} + E_{VS_B} + E_{VS_C} \quad (3.5)$$

- c) Energia perdida em um afundamento, indicador proposto por Heydt e Thallan, que considera que a energia perdida para eventos sob a curva CBEMA (*Computer Business Equipment Manufacturers Association*) é constante [38] [39]. Assim, a proposta mede o quanto os eventos se afastam desta curva de referência, sendo o indicador calculado por (3.6):

$$W = \left[1 - \left(\frac{V}{V_{Ref}} \right) \right]^{3,14} \cdot T \quad (3.6)$$

onde:

W é a energia perdida em um AMT.

Similarmente ao método da perda de tensão, tanto este quanto o método anterior possuem a característica de que alguns poucos eventos longos predominem sobre uma série de eventos de menor duração. Outra desvantagem reside no fato de não

haver uma ligação direta entre o indicador e o desempenho dos equipamentos. Contudo, o fato de ambos terem o resultado dado em unidades de tempo simplifica o entendimento da representatividade do indicador, além de poderem ser aplicados a valores do percentil 95% [37]. Em se falando de percentil, esta é uma medida estatística que, considerando $P_x\%$ o percentil $x\%$, indica a quantidade de elementos que excede em apenas $(100 - x)\%$ o total de amostras, ou seja, $x\%$ dos elementos têm valores inferiores a P_x . Tal medida é usada para eliminar da avaliação os maiores valores, aqueles que não são normalmente superados dentro da amostra total, incluindo, em alguns casos, elementos espúrios.

Semelhantemente aos indicadores anteriores, este também pode ser utilizado para caracterizar eventos de elevação de tensão.

- d) *Sag Score – Detroit Edison*, indicador proposto pela empresa norte-americana de distribuição de energia elétrica para apurar e qualificar os eventos na indústria automobilística, no qual a severidade do afundamento de tensão é calculada a partir da diferença entre o valor unitário e a média das magnitudes das tensões nas três fases quando de um afundamento de tensão [38] [20], como mostrado através da equação (3.7).

$$\text{Sag Score} = 1 - \frac{V_A + V_B + V_C}{3} \quad (3.7)$$

onde:

V_A , V_B e V_C são as tensões residuais em pu registradas em cada fase durante o afundamento.

O indicador não considera a duração dos eventos para caracterizar sua severidade, porém alguns critérios foram adotados pela empresa desenvolvedora [39]:

- utilização de uma janela de 15 minutos para obtenção do evento de pior magnitude;
- havendo uma elevação de tensão em uma ou duas fases, o valor considerado da tensão nesta(s) é igual a 1,0 pu;
- apenas são considerados eventos para os quais a magnitude da tensão em uma das fases seja igual ou inferior a 0,75 pu.

- e) Índice de severidade do afundamento, determinado a partir da magnitude da tensão residual de um afundamento de tensão e da duração do evento tomando como base uma curva de referência [32] [31], calculando-se por meio de (3.8):

$$S_e = \frac{1 - V}{1 - V_{Ref}(T)} \quad (3.8)$$

onde:

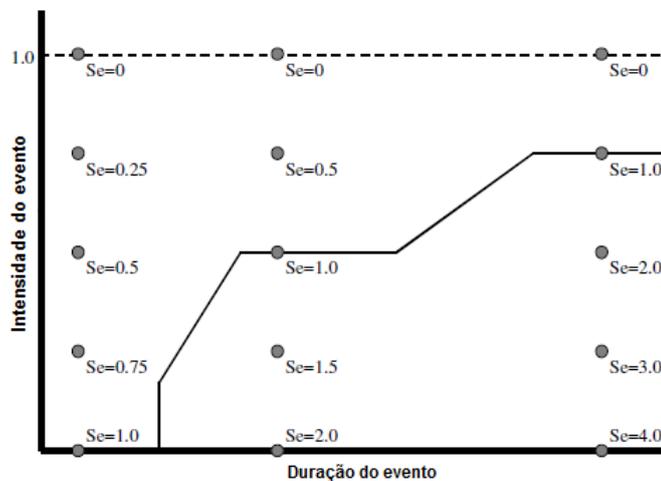
S_e é o índice de severidade do afundamento de tensão;

V é a magnitude da tensão residual do evento em pu;

$V_{Ref}(T)$ é a magnitude do evento na curva de referência para a mesma duração T .

Para eventos sobre a curva de referência, o índice de severidade será igual a 1,0, enquanto que, para eventos acima da curva de referência, o índice será inferior a 1,0 e, abaixo da curva, superior a 1,0, conforme pode ser visto na Figura 3.14.

Figura 3.14 – Índices de severidade, S_e , relativos a uma curva de referência para eventos com diferentes magnitudes e durações.



Fonte: Adaptado de Bollen; Sabin (2005).

O documento IEEE 1564 recomenda a utilização da curva SEMI F47 (*Semiconductor Equipment and Materials International Group*) como uma referência adequada para utilização do índice de severidade do afundamento, cujos índices de severidade podem ser calculados seguindo o algoritmo apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Algoritmo para cálculo do índice de severidade com base na curva SEMI F47.

Faixa de duração	Cálculo do índice de severidade do afundamento
$T \leq 20 \text{ ms}$	$S_e = 1 - V$
$20 \text{ ms} < T \leq 200 \text{ ms}$	$S_e = 2 \cdot (1 - V)$
$200 \text{ ms} < T \leq 500 \text{ ms}$	$S_e = 3,3 \cdot (1 - V)$
$500 \text{ ms} < T \leq 10 \text{ s}$	$S_e = 5 \cdot (1 - V)$
$T > 10 \text{ s}$	$S_e = 10 \cdot (1 - V)$

Fonte: Adaptado de IEEE, 2014.

O fato de ser um indicador único torna fácil a comparação entre eventos, além de poder ser aplicado a valores do percentil 95%, são vantagens do índice de severidade. Entretanto, o fato de haver necessidade de uma série de passos até a sua determinação, é uma desvantagem desse indicador [37].

- f) Índice de qualidade da energia elétrica, similar ao índice de severidade, porém associado à curva CBEMA [27] [35], determinado por meio da expressão (3.9).

$$PQI = \frac{100\% - V}{100\% - V_{CBEMA}(T)} \cdot 100\% \quad (3.9)$$

onde:

PQI (do inglês *Power Quality Index*) é o índice de qualidade da energia elétrica;

V é a magnitude da tensão residual do evento em percentual da tensão nominal;

$V_{CBEMA}(T)$ é a magnitude do evento na curva CBEMA para a mesma duração T , expresso também em percentual.

Obtendo-se um valor do indicador acima de 100% tem-se um evento considerado inaceitável para a curva CBEMA, seja afundamento ou elevação de tensão.

3.2.5. Indicadores de Barramentos

A partir dos indicadores de VTCDs, sejam estes qualificados através de um único parâmetro, sejam através do par magnitude *versus* duração, é possível obter-se indicadores que se relacionem a um barramento de subestação específico ou outro ponto do sistema elétrico monitorado por registradores de qualidade da energia elétrica.

Por serem eventos de regime aleatório, tem-se certa dificuldade na obtenção de um quantitativo representativo de eventos para caracterização dentro de certa precisão de um determinado ponto do sistema, dado o tempo elevado de monitoração necessário. Normalmente os registradores permanecem monitorando meses e até anos um único ponto visando obter-se uma gama de registros que sejam capazes de se montar uma base estatística confiável. Deve-se ter em mente que os registros de VTCDs em um sistema de potência estão quase que exclusivamente associados a curtos-circuitos na rede elétrica e estas ocorrências têm parcelas associadas às características construtivas das redes, às especificidades de manutenção e às características geográficas, climáticas e até socioculturais.

Estudos apontam que o tempo entre a ocorrência de registros de VTCDs distribui-se exponencialmente no tempo, significando que o número de eventos dentro de certo período de tempo seja uma variável estocástica seguindo uma distribuição de Poisson [40], cujo período de medição necessário para se obter com certa precisão eventos com uma determinada frequência de ocorrência anual é dada pela expressão (3.10).

$$t = \frac{4}{\mu \cdot (1 - \varepsilon)^2} \quad (3.10)$$

onde:

t é o período de tempo de medição necessário;

μ é a frequência anual de ocorrência do evento de VTCD;

ε é a precisão requerida relativa.

A Tabela 3.2, com base na equação (3.10), apresenta o tempo mínimo de medição para atingir a precisão desejada para uma dada frequência de ocorrência de eventos.

Tabela 3.2 – Tempo mínimo de medição de VTCDs para se atingir a precisão desejada.

Frequência do evento	50% de precisão	90% de precisão
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

Fonte: Adaptado de Bollen; Qader; Allan (1998).

Uma forma comum de representação de VTCDs com base na magnitude e na duração dos eventos diz respeito às tabelas que relacionam as duas grandezas em faixas pré-definidas, quantificando-se as ocorrências. Esta forma possui uma característica particular de fornecer uma base de dados para fomentar, ao longo do tempo, uma análise estatística dos registros visando avaliação de limites de qualidade e celebração de contratos de prestação de fornecimento de energia elétrica a consumidores com base em indicadores plausíveis de VTCDs, podendo representar dados médios, máximos ou percentis.

Algumas tabelas recomendadas são:

- a) Tabela UNIPED, recomendada pela organização europeia, conforme Tabela 3.3. Originalmente, a última linha de magnitude da tensão residual da tabela era dividida em duas: entre 1% e 10% e menor ou igual a 1% [31].

Tabela 3.3 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela UNIPED.

Mag. da Tensão Residual	Duração do Afundamento de Tensão						
	< 1 ciclo	1 ciclo - 0,1s	0,1s - 0,5s	0,5s - 1s	1s - 3s	3s - 20s	20s - 60s
85% - 90%							
70% - 85%							
40% - 70%							
10% - 40%							
≤ 10%							

Fonte: Adaptado de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (2014).

A tabela cobre desde afundamentos de curtíssima duração até aqueles de duração mais longa, porém acaba concentrando uma grande parte dos afundamentos na faixa de 100 a 500 milissegundos [37].

- b) Tabela IEC 61000-2-8, apresentando uma faixa mais ampla de níveis de tensão remanescente, de 10 em 10%, além de uma coluna referente a afundamentos com duração entre 1 e 5 minutos [31], como mostrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela norma IEC 61000-2-8.

Mag. da Tensão Residual	Duração do Afundamento de Tensão							
	< 0,1s	0,1s - 0,25s	0,25s - 0,5s	0,5s - 1s	1s - 3s	3s - 20s	20s - 60s	1min - 5min
80% - 90%								
70% - 80%								
60% - 70%								
50% - 60%								
40% - 50%								
30% - 40%								
20% - 30%								
10% - 20%								
≤ 10%								

Fonte: Adaptado de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (2014).

Apesar da vantagem desta tabela apresentar a divisão do intervalo de 100 a 500 milissegundos de duração dos afundamentos em dois intervalos, o que auxilia na avaliação de desempenho de equipamentos e processos numa faixa que concentra muitos eventos, tem-se uma grande quantidade de células disponíveis para alocação dos eventos, fazendo com que muitas delas permaneçam vazias. Contudo, é recomendada para utilização em relatórios internacionais [37].

- c) Tabela IEC 61000-4-11, recomendada para testes de imunidade de equipamentos contra afundamentos e interrupções de curta duração [31], apresentada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela norma IEC 61000-4-11.

Mag. da Tensão Residual	Duração do Afundamento de Tensão				
	< 1 ciclo	1 ciclo - 0,2s	0,2s - 0,5s	0,5s - 5s	≥ 5s
70% - 80%					
40% - 70%					
10% - 40%					
≤ 10%					

Fonte: Adptado de *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (2014).

Por ser indicada para testes de equipamentos eletrônicos, a tabela considera apenas afundamentos com magnitude de tensão residual inferior a 80%, por entender que raramente tais equipamentos são afetados por afundamentos com tensão superior a este limiar [41].

- d) Tabela Submódulo 2.8 PROREDE, recomendada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), válida para as redes com tensão igual ou superior a 230 kV do sistema elétrico brasileiro, apresentada na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pelo Submódulo 2.8 do PROREDE.

Mag. da Tensão Residual	Duração do Afundamento de Tensão				
	1 ciclo- 0,3s	0,3s - 0,6s	0,6s - 1s	1s - 3s	3s - 1min
85% - 90%					
80% - 85%					
70% - 80%					
60% - 70%					
50% - 60%					
40% - 50%					
30% - 40%					
20% - 30%					
10% - 20%					
< 10%					

Fonte: Operador Nacional do Sistema (2010).

Adicionalmente, o documento informa que afundamentos entre 0,85 e 0,90 pu constituem uma zona de transição e devem ser quantificados apenas quando a

configuração de disparo e de reinício assim o permitir, sem que haja, aumento significativo da quantidade de dados espúrios [14].

- e) Tabela NRS 048-2, que define categorias de afundamentos de tensão (Y, X1, X2, S, T, Z1 e Z2) sob áreas retangulares de magnitude e duração, apontando diretrizes gerais a respeito da ocorrência destas categorias de afundamentos e a possibilidade dos consumidores serem afetados, baseadas nas características da proteção dos sistemas elétricos e na compatibilidade de carga dos consumidores [36]. Esta metodologia é apresentada na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Tabela de quantificação dos afundamentos de tensão recomendada pela norma NRS 048-2.

Mag. da Tensão Residual	Duração do Afundamento de Tensão		
	20ms - 150ms	150ms - 600ms	0,6s - 3s
90% - 85%	Y		
85% - 80%			
80% - 70%	X1	Z2	
70% - 60%			X2
60% - 40%	T		
< 40%			

Fonte: Adaptado de *Standards South Africa* (2003).

Os tipos de afundamentos de tensão apontados na tabela da norma sul-africana podem ser assim discriminados [35] [36]:

- Tipo Y – afundamentos esperados com frequência em sistemas típicos de média e alta tensão, para os quais as próprias unidades consumidoras devem assegurar suas devidas operações e ou proteções nesta faixa;
- Tipos X1 e X2 – afundamentos com durações típicas de atuação de proteção de sistemas de alta tensão em sistemas remotos com quantitativo significativo de eventos. Unidades consumidoras com equipamentos sensíveis devem buscar proteção para eventos notadamente na faixa X1;
- Tipo T – afundamentos ocasionados por faltas próximas à unidade consumidora afetada que não se espera ocorrer com grande frequência;
- Tipo S – afundamentos menos comuns que os dos tipos X e Y, ocorrendo sob curtos-circuitos em pontos remotos do sistema em situações onde são

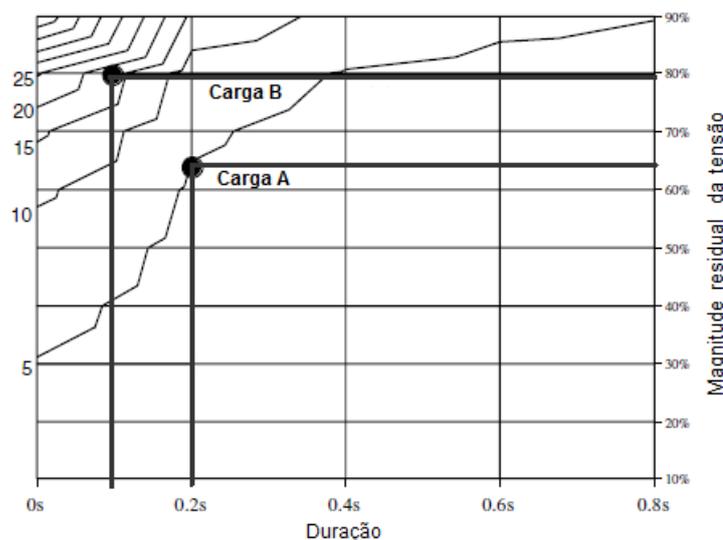
utilizados sistemas de proteção por impedância ou com lenta recuperação da tensão pós-evento;

- Tipos Z1 e Z2 – afundamentos muito incomuns em sistemas de alta tensão, podendo estar associados a deficiências no esquema de proteção, porém mais presentes na média tensão, sob proteções de retaguarda ou térmicas.

Os limites característicos de cada tipo de afundamento prescrito na norma são definidos em função de dados históricos que não foram ultrapassados em 95% e 50% dos barramentos monitorados na África do Sul durante um ano.

Há ainda a possibilidade de representação dos afundamentos de tensão a partir de um mapa conhecido como Mapa de Coordenação de Afundamentos, onde o eixo horizontal representa a duração dos afundamentos, o eixo vertical a magnitude da tensão residual e as linhas ao longo do diagrama dizem respeito à quantidade de eventos por ano do ponto monitorado como uma função da gravidade dos afundamentos, tendo-se assim uma visão dos perfis de desempenho de um determinado barramento do sistema [32]. A Figura 3.15 mostra um exemplo de mapa considerando ainda a apresentação de duas cargas com sensibilidades distintas conectadas ao barramento em referência.

Figura 3.15 – Mapa de coordenação de afundamentos para um determinado barramento.



Fonte: Adaptado de Bollen; Sabin (2005).

Com o mapa é possível realizar estimativas a respeito do número de paradas esperadas por ano para uma determinada carga ou processo de unidade consumidora de posse do

conhecimento das sensibilidades aos afundamentos de tensão. No exemplo da Figura 3.15, a Carga A é sensível a afundamentos com tensão residual inferior a 65% da tensão nominal com durações acima de 0,2 segundos. São, portanto, esperadas 5 paradas por ano para esta carga. Já para a Carga B, com menor tolerância aos afundamentos de tensão, são esperadas cerca de 20 paradas ao longo de um ano.

Apesar de apresentar certa complexidade, de modo a ser pouco usual no setor elétrico e não ser possível uma comparação fácil entre pontos distintos do sistema, o mapa pode ser bastante adequado para troca de informações entre concessionárias e clientes industriais, além de ter a vantagem de comportar dados referentes a afundamentos não retangulares [37].

Além das tabelas com os quantitativos de afundamentos de tensão divididos em células correspondentes a faixas de duração e de magnitude de tensão residual, bem como do mapa de coordenação, é possível a obtenção de indicadores de barramentos monitorados a partir dos índices de VTCDs a um parâmetro. Muitos destes indicadores de barramentos representam a somatória dos indicadores de eventos ou a média em um período de tempo determinado.

Alguns desses indicadores são:

- a) Índice de energia dos afundamentos, soma das energias de cada afundamento considerado para o barramento monitorado em um determinado período de tempo [31], de acordo com a equação (3.11).

$$SEI = \sum_{i=1}^n E_{VS(i)} \quad (3.11)$$

onde:

SEI (do inglês *Sag Energy Index*) é o índice de energia dos afundamentos;

$E_{VS(i)}$ é a energia do afundamento i ;

n é a quantidade de afundamentos de tensão verificados no barramento avaliado em um determinado período de tempo para cálculo do indicador.

O índice pode ser entendido como a duração equivalente de um afundamento cuja energia perdida seria igual à soma das energias de todos os afundamentos considerados. Se a parametrização da medição for demasiadamente sensível,

muitos afundamentos com pequena magnitude poderão ser contabilizados, contribuindo na elevação do indicador.

O indicador também pode ser utilizado para elevações de tensão. Contudo, é importante que afundamentos e elevações sejam tratados separadamente.

- b) Índice de energia média dos afundamentos, média aritmética das energias dos afundamentos de tensão verificados em determinado barramento durante o período de tempo considerado [31], dado por (3.12).

$$ASEI = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n E_{VS(i)} \quad (3.12)$$

onde:

ASEI (do inglês *Average Sag Energy Index*) é o índice de energia média dos afundamentos.

Diferente do indicador *SEI*, havendo muitos eventos de elevada magnitude de tensão residual devido à sensibilidade excessiva do registrador de VTCDs, o indicador *ASEI*, tenderá a apresentar um valor baixo. Tanto este indicador como o anterior podem ser aplicados sobre a energia perdida em um afundamento, *W* [39].

- c) Índice de gravidade total de um barramento, somatória dos índices de severidade individuais de cada afundamento de tensão (ou elevação) verificados em um determinado barramento em um intervalo de tempo [31], dado pela equação (3.13).

$$S_{Barras} = \sum_{i=1}^n S_{e(i)} \quad (3.13)$$

onde:

S_{Barras} é o índice de gravidade total de um barramento;

S_e é o índice de severidade do afundamento de tensão i ;

n é quantidade de afundamentos de tensão verificados no barramento.

- d) Índice de gravidade média de um barramento, média aritmética dos índices de severidade individuais de cada afundamento de tensão verificados em um determinado barramento em um intervalo de tempo [31], dado por (3.14):

$$AS_{Barra} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n S_{e(i)} \quad (3.14)$$

onde:

AS_{Barra} é o índice de gravidade média de um barramento.

Indicadores semelhantes aos S_{Barra} e AS_{Barra} podem ser obtidos a partir também do índice de qualidade da energia elétrica, PQI .

Outro importante indicador mencionado na literatura internacional acerca do assunto é o $SARFI$, sigla para *System Average RMS Variation Frequency Index*, que está relacionado a um valor ou percentual de eventos de VTCDs cujos valores eficazes ficam abaixo de um determinado limite estabelecido [31]. O indicador se apresenta na forma de $SARFI-X$, onde X representa o limite percentual a ser ultrapassado para que um evento específico seja considerado no indicador. Assim, por exemplo, o $SARFI-70$ representa os afundamentos de tensão cujas magnitudes foram inferiores a 70% da tensão de referência enquanto que o $SARFI-110$ representa as elevações de tensão cujas magnitudes foram superiores a 110% da tensão de referência.

Para composição do indicador são utilizados eventos de VTCDs com durações dentro de normas estabelecidas, não devendo ser incluídos eventos de interrupção sustentada, para os quais há outros indicadores apropriados, ou outros eventos com durações superiores ou inferiores às estabelecidas (comumente são utilizados eventos de meio ciclo a 60 segundos, conforme IEEE 1159).

O indicador $SARFI$ possui a vantagem de apresentar facilidade de comparação entre barramentos ou sistemas distintos e até de variações de um ano para outro, possuindo um forte apelo para redução da quantidade de faltas nos sistemas elétricos se tomado como indicador de desempenho. No entanto, o fato de não ser relevante para avaliação de imunidade de equipamentos, bem como não utilizar a componente duração dos eventos para quantificação do desempenho são desvantagens do indicador [27].

Uma forma de embutir uma avaliação em nível temporal dos eventos no indicador é a proposição de indicadores que classifiquem separadamente eventos instantâneos, momentâneos e temporários (conforme documento IEEE 1159), definidos pelo EPRI. Assim, o indicador *SARFI-X* pode ser dividido nos indicadores

- a) *SIARFI-X* – *System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index*, contabilizando os eventos com durações de meio ciclo a 30 ciclos, e com *X* igual a 90%, 80%, 70% e 50%;
- b) *SMARFI-X* – *System Momentary Average RMS Variation Frequency Index*, referente aos eventos com duração acima de 30 ciclos e até 3 segundos, e com *X* igual aos percentuais de 90%, 80%, 70%, 50% e 10%;
- c) *STARFI-X* – *System Temporary Average RMS Variation Frequency Index*, referente aos eventos com durações superiores a 3 segundos e até a duração de 60 segundos, sendo *X* igual aos percentuais do indicador anterior.

Os indicadores se relacionam da forma apresentada na equação (3.15).

$$SARFI-X = SIARFI-X + SMARFI-X + STARFI-X \quad (3.15)$$

Para elevações de tensão são comumente utilizados os percentuais 140%, 120% e 110% da tensão de referência.

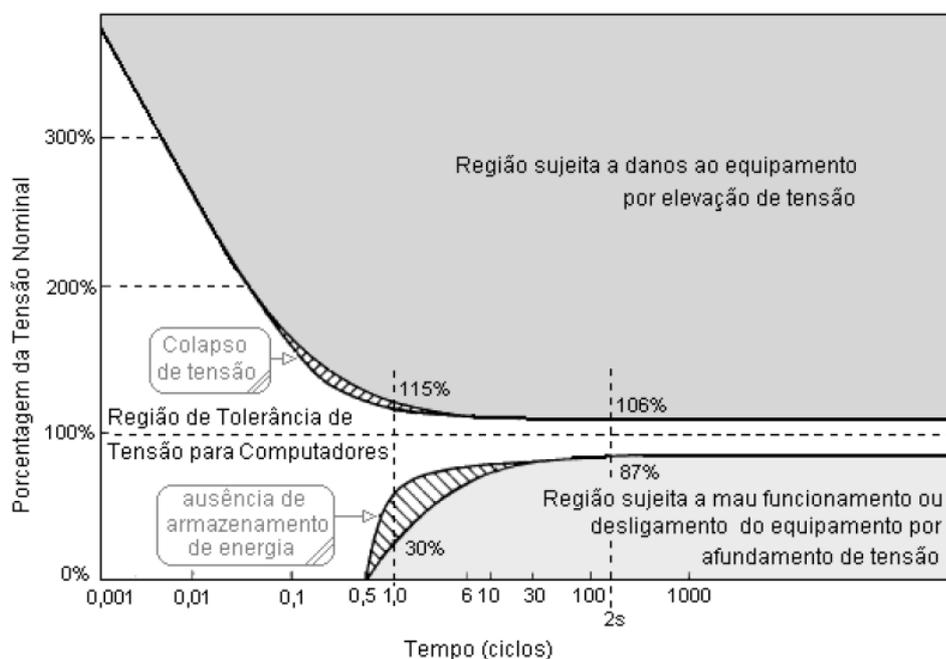
Similarmente ao *SARFI-X*, tem-se o indicador *SARFI-Curva*, onde *Curva* representa a curva predefinida sob a qual é realizada a avaliação dos eventos que se encontram abaixo ou acima dos limites de compatibilidade de equipamentos. As curvas normalmente utilizadas são CBEMA, ITIC e SEMI F47, e como as curvas já trabalham a duração dos eventos e estão diretamente relacionadas à operação e à imunidade dos equipamentos eletroeletrônicos frente aos eventos de VTCDs, este indicador mostra-se bem adequado à avaliação do desempenho do sistema para aplicação em unidades consumidoras.

3.2.6. Curvas de Suportabilidade

Os registros de VTCDs com suas respectivas magnitudes e durações podem ser plotados em um plano formado por estas duas grandezas e comparados a curvas específicas que denotam a suportabilidade de equipamentos eletroeletrônicos aos eventos registrados nos barramentos monitorados. As principais curvas utilizadas no setor elétrico são:

- a) CBEMA, desenvolvida pela *Computer Business Equipment Manufacturers Association* em 1970, sendo muito empregada para avaliações de suportabilidade. Desenvolvida a partir de dados históricos e experimentais retirados de estudos de computadores de grande porte, foi destinada para descrever a tolerância de computadores do tipo mainframe frente a VTCDs nos sistemas elétricos [42]. A Figura 3.16 apresenta o aspecto da curva.

Figura 3.16 – Curva CBEMA de suportabilidade de computadores.



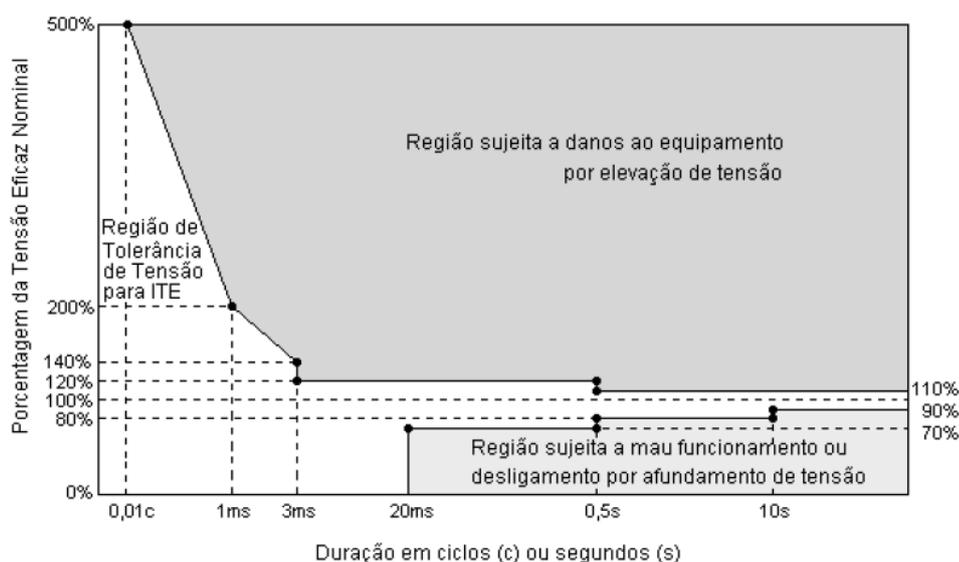
Fonte: Deckmann; Pomilio (2010) [21].

Observa-se que há um envelope de tolerância ao centro do plano no qual os equipamentos devem suportar qualquer evento, desde interrupções com duração de até meio ciclo da frequência fundamental a sobretensões transitórias de até 200% da tensão nominal por um intervalo de tempo de até um milésimo de segundo. Em regime permanente é esperada a operação adequada dos equipamentos para uma redução de até 13% ou elevação de até 6%, ou seja, de 87% a 106% da tensão

nominal. Elevações de tensão acima do envelope de tolerância poderão causar danos aos equipamentos, tais como falhas de isolamento, sobre-excitações ou disparos por sobretensão, enquanto afundamentos abaixo do envelope tornarão a operação susceptível a falhas ou até mesmo desligamentos por falta de energia.

- b) ITIC, desenvolvida pela *Information Technology Industry Council* em 1994 em colaboração com a *Power Electronics Application Center* do EPRI como uma versão modificada da curva CBEMA, adotada para avaliação do desempenho de computadores atendidos por redes monofásicas de 120V e frequência de 60 Hz, seus periféricos e outros equipamentos de tecnologia da informação (TI), como aparelhos de fax e copiadoras quanto à tolerância a VTCDs [43]. A Figura 3.17 mostra a curva ITIC.

Figura 3.17 – Curva ITIC de suportabilidade de equipamentos de TI.

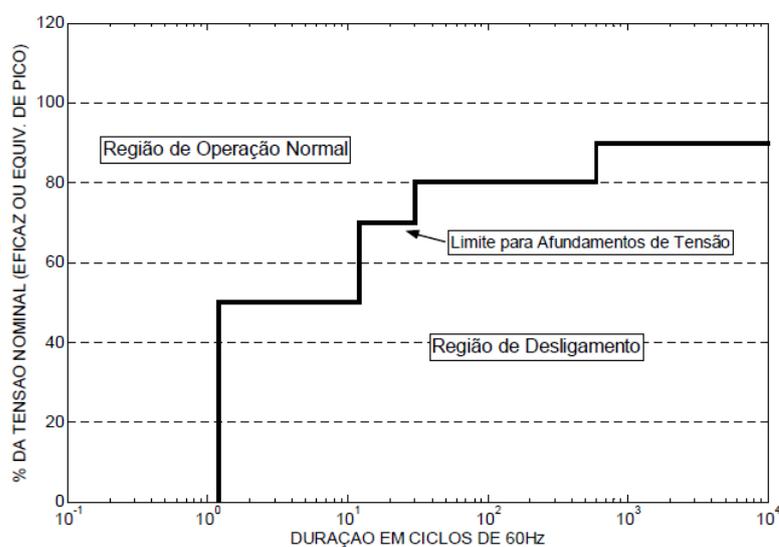


Fonte: Deckmann; Pomilio (2010) [21].

Em determinados pontos, a curva ITIC apresenta um envelope de tolerância para VTCDs mais expandido que a curva CBEMA. Com sua frequente utilização, tornou-se uma referência para avaliações de suportabilidade de equipamentos TI e até outros dispositivos de estado sólido, apesar de não ser aplicada a todos os equipamentos de base eletrônica. Conforme se verifica, em regime permanente, é esperada operação adequada dos equipamentos sob a curva de 90% a 110% da tensão nominal.

- c) SEMI F47, desenvolvida pela *Semiconductor Equipment Materials International* em 1998 visando especificar uma tolerância aos afundamentos de tensão (não se aplica para elevações de tensão) para a os processos e equipamentos da indústria de semicondutores, cujas exigências quanto à qualidade da energia elétrica são elevadas. A última revisão da norma é a SEMI F47-0706 publicada em 2006 [44]. A última versão da curva SEMI F47 pode ser vista na Figura 3.18, com as duas regiões delimitadas pela mesma (operação normal e desligamento).

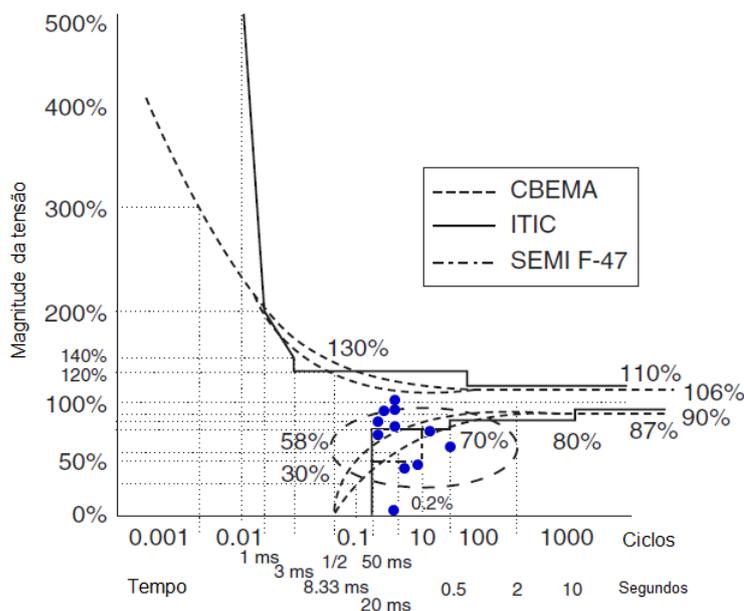
Figura 3.18 – Curva SEMI F47 de suportabilidade na indústria de semicondutores.



Fonte: Deckmann; Pomilio (2010) [21].

É válido lembrar que as curvas de tolerância apresentadas têm, em princípio, utilização voltada para o fim para o qual foram desenvolvidas, de modo que os equipamentos fabricados apresentem suportabilidade a eventos de VTCDs dentro dos limites estabelecidos. A utilização das curvas para quaisquer tipos de equipamentos ou até processos ou plantas industriais inteiras não é indicada para efeito de atendimento a padrões de qualidade da energia elétrica, sendo meramente informativa.

Dado as diferenças existentes entre os limites estabelecidos para cada uma das curvas, um mesmo evento pode se apresentar dentro do envelope de tolerância de uma curva e não da outra. As três curvas são dispostas no mesmo plano na Figura 3.19 para comparação dos mesmos registros de VTCDs sob o enfoque de cada uma delas.

Figura 3.19 – Comparação das três curvas (CBEMA, ITIC e SEMI F47) no mesmo plano.

Fonte: Adaptado de Kusko; Thompson (2007) [45].

Comparativamente, no exemplo apresentado, com 11 eventos de afundamentos de tensão registrados, foram identificados 4 eventos violando a tolerância a afundamentos de tensão na curva CBEMA, 6 na ITIC e 5 na SEMI F47.

3.2.7. Indicadores de Sistemas

Indicadores de sistema são obtidos a partir de indicadores de barramentos dentro do sistema elétrico em questão [31]. Estes podem ser obtidos de duas formas:

- A partir da média ponderada dos indicadores obtidos dos pontos monitorados;
- Um valor não ultrapassado por um percentual dos pontos monitorados dentro do sistema elétrico. Havendo mais de 20 pontos monitorados é razoável a utilização do percentil 95%. Entre 10 e 20 barramentos distintos, pode-se adotar o percentil 90% como base para obtenção dos indicadores do sistema. De qualquer forma, outros percentis menores também podem ser utilizados como forma de se ter indicadores mais ou menos restritivos.

O indicador *SARFI*, no caso de um sistema ou parte do sistema, também pode representar o número médio de eventos de VTCDs que ocorreram durante o período de avaliação por unidade consumidora atendida pela parte ou seção do sistema elétrico [20] [27].

Neste caso, deve-se calcular o indicador por meio da equação (3.16).

$$SARFI_X = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (3.16)$$

onde:

X é o limite de tensão percentual sobre a tensão de referência;

N_i é o número de unidades consumidoras atendidas pelo sistema, as quais experimentaram a variação da tensão com valor residual menor do que X ;

N_T é número total de unidades consumidoras atendidas pelo sistema em avaliação.

Para se chegar ao indicador sob esta visão é necessário o conhecimento das unidades consumidoras atendidas pelo sistema e monitoramentos ao longo da rede de modo a se ter aquelas unidades que tiveram, durante um evento, a tensão eficaz reduzida a valores inferiores ao limite avaliado, se X menor que 100%, ou superiores ao limite, se X maior que 100%. O limite a ser avaliado através do indicador deve responder aos problemas relacionados às VTCDs dos consumidores conectados ao sistema. Assim, se um grupo de unidades consumidoras atendidas a partir da seção do sistema é susceptível a problemas de operação quando a tensão do afundamento cai abaixo de 70%, o indicador $SARFI_{70}$ deve responder bem à avaliação das perturbações.

Um importante detalhe diz respeito ao tempo de monitoração. Uma base de tempo de medição considerada aceitável para estudos e pesquisas acerca das VTCDs deve ser de pelo menos um ano ininterrupto. Para se obter, entretanto, valores preditivos do sistema é necessário um período de medição de vários anos consecutivos, de tal forma que condições distintas possam ser observadas ao longo do tempo. Uma análise alternativa à medição por longos anos pode ser realizada através de simulações estocásticas da rede elétrica, com base nas taxas de falhas e dispondo da topologia da rede e filosofia de proteção associada.

Indicadores de sistemas podem estar associados a regiões, alimentadores, níveis de tensão ou ainda ao sistema completo de uma concessionária de energia elétrica, sendo

possível realizar comparações entre sistemas ou frações do sistema ou ainda avaliar evoluções ao longo do tempo.

3.3. PROPOSTA DE METODOLOGIA E INDICADOR DE VTCDs PARA A DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRA

Em dezembro de 2014, a ANEEL lançou a Consulta Pública nº 018/2014 com o objetivo de obter subsídios à revisão da Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST que trata da qualidade do produto para a regulamentação de vários fenômenos, entre eles as variações de tensão de curta duração. A Consulta Pública é um instrumento administrativo de competência dos Líderes das Unidades Organizacionais da ANEEL para apoiar as atividades de formulação ou aperfeiçoamento de regulamentos, fiscalização ou implementação de suas atribuições específicas [46].

Juntamente com a Consulta Pública foi lançada a Nota Técnica nº 0105/2014-SRD/ANEEL [47] com o intuito de apresentar sugestões e contribuições ao processo de aprimoramento da regulação da qualidade do produto considerando os seguintes fenômenos:

- Distorções harmônicas;
- Desequilíbrios de tensão;
- Flutuações de tensão;
- Variações de tensão de curta duração.

O trabalho desenvolvido se baseia em uma consultoria contratada pela ANEEL junto à Universidade Federal de Uberlândia (UFU) visando exatamente obter-se uma avaliação técnica especializada no que tange aos aspectos de qualidade da energia elétrica (QEE) abordados na referida Consulta Pública.

Desde o seu advento em 2008, na primeira versão aprovada do Módulo 8 do PRODIST, apesar deste documento incorporar e caracterizar vários fenômenos relativos à qualidade do produto, somente as variações de tensão em regime permanente desde o início tiveram a proposição de limites definidos, com procedimentos e requisitos para avaliação do fenômeno, obrigações legais de regularização, prazos de regularização e penalidades aplicadas. Isto se deve ao fato deste item já se encontrar regulamentado desde 2001 através da resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001. Os demais fenômenos foram

devidamente caracterizados e apontados valores de referência para fins de planejamento elétrico em termos de qualidade da energia elétrica, sem quaisquer obrigações legais e limites devidamente estabelecidos. Para as variações de tensão de curta duração não foram apresentados quaisquer limites ou valores referenciais [48].

Tal situação, entretanto, não é diferente no âmbito internacional, verificando-se que somente a norma sul-africana (NRS 048-2) apresenta padrões de referência para avaliação do fenômeno a partir da observação da frequência anual dos eventos de VTCDs.

Contudo, exatamente uma das maiores contribuições da Consulta Pública nº 018/2014 está na apresentação de uma forma de estratificação dos parâmetros de duração e amplitude das variações de tensão de curta duração para os sistemas de distribuição, bem como uma proposta de caracterização dos eventos baseada na NRS 048-2 e apresentação de um indicador com limite associado, o Fator de Impacto.

3.3.1. Metodologia de Quantificação de Eventos

O Módulo 8 do PRODIST na sua versão atualmente em vigor (Revisão 6, com vigência a partir de 01/01/2015) ainda apresenta, para as VTCDs, a mesma configuração que a sua primeira versão de 2008. Na verdade, há uma metodologia estabelecida que apresenta de uma forma simplista a necessidade de contabilização da frequência de eventos, sua agregação (de fases e temporal) e a distribuição em faixas de amplitude e duração, sem contudo, apresentar um mecanismo para estratificação dos eventos.

Para a nova proposta do Módulo 8 do PRODIST, inicialmente são apresentadas a terminologia e as expressões que definem o cálculo da amplitude, duração e frequência dos eventos, conforme expressões (3.17), (3.18) e (3.19) [49] [50].

$$Ve = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \cdot 100 \quad (3.17)$$

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (3.18)$$

$$f_e = n \quad (3.19)$$

onde:

V_e é amplitude do evento de VTCD, dado em percentual;

V_{res} é a tensão residual do evento de VTCD, em Volts;

V_{ref} é a tensão de referência, também em Volts;

Δt_e é a duração do evento de VTCD, em milissegundos;

t_f é o instante final da VTCD;

t_i é o instante inicial da VTCD;

f_e é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD;

n é a quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.

Na sequência, a nova proposta de revisão do Módulo 8 do PRODIST apresenta uma estratificação dos eventos de VTCD em termos de amplitude e duração que é, em parte semelhante à tabela dos Procedimentos de Rede do ONS, porém com duas colunas a mais para as durações: a divisão da primeira coluna, tendo-se os períodos de 1 ciclo a 100 milissegundos e de 100 a 300 milissegundos, e a inclusão de uma coluna ao final, comportando os eventos mais longos de 1 a 3 minutos, conforme apresentado na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Tabela de quantificação dos eventos de VTCD na proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para o Módulo 8 do PRODIST.

Amplitude [pu]	Duração						
	[16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1s]	(1s - 3s]	(3s - 1min]	(1min - 3min)
(1,15 - 1,20]							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
< 0,10							

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

A divisão da coluna inicial em duas faz com que se tenha uma melhor estratificação dos eventos, uma vez que há forte tendência a se ter uma maior concentração dos mesmos nestas durações iniciais.

A inclusão da última coluna com VTCDs de 1 a 3 minutos de duração, ainda que concentre uma quantidade reduzida de eventos, responde por variações de tensão mais lentas, que eventualmente não sejam medidas através dos indicadores de variações de tensão em regime permanente (Duração relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP, e Duração relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC), e interrupções temporárias cujos indicadores de continuidade do serviço (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DIC, e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DMIC) não sejam capazes de registrar, na medida em que estes indicadores englobam somente interrupções de longa duração, com durações iguais ou superiores a 3 minutos.

O próximo passo consiste na caracterização dos eventos, quantificando-os em 9 regiões distintas dentro da própria tabela de estratificação dos eventos por faixas de duração e amplitude, chamadas de Regiões de A a I, conforme imagem da Tabela 3.9. Trata-se de regiões de sensibilidade que têm o intuito de correlacionar cada evento de VTCD com diferentes cargas e unidades consumidoras atendidas pelas redes de distribuição e seus respectivos níveis de sensibilidade [50].

Tabela 3.9 – Estratificação das VTCDs com base nas regiões de sensibilidade, conforme apresentado na proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para o Módulo 8 do PRODIST.

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

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

A tabela de quantificação dos eventos por faixas de duração e amplitude é de grande valor, uma vez que esta forma de apresentação dos dados de medição é bastante difundida e utilizada. Contudo, observando a proposta da Tabela 3.8, verifica-se que são 84 células distintas para preenchimento com as VTCDs. Logicamente, mesmo para períodos relativamente longos de medição, como um ano, muitas dessas células não apresentarão a indicação de ocorrência de eventos. A estratificação proposta na Tabela 3.9, entretanto, traz uma simplificação no agrupamento das VTCDs que possuem similaridade quanto à duração e à amplitude e, principalmente, nos seus efeitos sobre a carga e na representação da dinâmica das redes de distribuição.

3.3.2. Indicador Fator de Impacto

Da quantificação dos eventos agrupados em cada uma das regiões surge, a partir da expressão apresentada em (3.20), o indicador Fator de Impacto para caracterizar os barramentos dos sistemas de distribuição [49].

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \cdot fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (3.20)$$

onde:

FI é o fator de impacto de um determinado barramento com medição de VTCDs por um período de 30 dias consecutivos;

f_{ei} é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade (de $i = A$ até $i = I$) durante o período de medição de 30 dias;

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

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

Apesar de o indicador ser calculado para o período de 30 dias consecutivos de medição, não é impeditivo que o período de medição seja maior que isto, desde que o indicador seja quantificado dentro do intervalo determinado. A proposta do tempo de execução das medições de 30 dias visa garantir que o cliente industrial que se encontra

reclamando de paradas de processos em função das VTCDs não precise esperar um ano para ter um posicionamento das concessionárias acerca do seu problema que esta ocorrendo neste momento, independente da questão de sazonalidade ou de outra qualquer.

Os fatores de ponderação a serem considerados para os eventos registrados em cada uma das regiões de sensibilidade e os fatores de impacto base de acordo com o nível de tensão nominal do barramento medido são apresentados na Tabela 3.10, conforme definidos na referência [51].

Tabela 3.10 – Fatores de ponderação e fatores de impacto base da proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para o Módulo 8 do PRODIST.

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

Fonte: Oliveira; Macedo Jr.; Delaiba (2014).

Os fatores de ponderação apresentados na Tabela 3.10 estão relacionados com as relevâncias dos eventos nos sistemas de distribuição, unidades consumidoras e cargas atendidas. Assim, é esperado que eventos cujas magnitudes de tensão residual e durações enquadradas na Região A, frequentes em sistemas de distribuição, não causem grandes perturbações na operação da grande maioria das cargas ou possam ter suas consequências mitigadas nas próprias unidades consumidoras, por isso o fator de ponderação igual a 0,00. Por outro lado, por exemplo, afundamentos de tensão situados na Região E possuem grande relevância na falha de operação das cargas atendidas pelos sistemas de distribuição, dado a baixa magnitude de tensão residual verificada, com difícil possibilidade de mitigação por parte das próprias unidades consumidoras; daí o fator de ponderação igual a 0,25. O maior fator de ponderação, 0,36, se encontra na Região F, que agrega uma grande área de sensibilidade com afundamentos de tensão com durações elevadas e interrupções temporárias, implicando em prováveis paradas de operação das cargas atendidas.

É importante ressaltar que os fatores de ponderação definidos conforme Tabela 3.10 foram propostos pela consultoria contratada pela ANEEL, em consonância com critérios empregados na NRS 048-2 e correlacionados com a relevância dos eventos no sistema elétrico e notadamente nas unidades consumidoras. Futuramente estes poderão ser revisitados visando readequações. Poderão ainda ser criados *clusters* de distribuidoras ou conjuntos de modo semelhante ao que é feito para os indicadores de continuidade do fornecimento com fatores diferenciados.

Os fatores de impacto base foram definidos em função do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências apontadas como limites de ocorrências de eventos em cada região de sensibilidade, conforme Tabela 3.11, apresentados na referência [51].

Tabela 3.11 – Limites para frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade para obtenção dos fatores de impacto base.

Região de Sensibilidade	Frequência de ocorrência de eventos (f_e)	
	$1,0 \text{ kV} < V_N < 69 \text{ kV}$	$V_N \geq 69 \text{ kV}$
A	-	-
B	5	4
C	4	3
D	3	2
E	2	1
F	1	1
G	4	1
H	1	1
I	1	1

Fonte: Oliveira; Macedo Jr.; Delaiba (2014).

Utilizando-se a metodologia proposta para obtenção do indicador de VTCDs, o limite estabelecido para o FI de cada barramento medido por um período contínuo de 30 dias é igual 1,0 pu. Logicamente o que se busca é garantir que o FI seja inferior a 1,0 para o pior mês do ano de cada barramento medido (quando há a maior quantidade de VTCDs, notadamente nas regiões de sensibilidade com maiores fatores de impacto), mostrando assim, o bom desempenho da rede elétrica ao fenômeno.

CAPÍTULO 4. PROCESSO DE MEDIÇÃO DE VTCDs

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme disposto na Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, as concessionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica, as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e as autorizadas à produção independente de energia elétrica, devem aplicar, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (P&D) do setor de energia elétrica [52]. Dentre os temas possíveis para aplicação dos recursos destinados ao Programa de P&D está a Qualidade e Confiabilidade dos Serviços de Energia Elétrica (QC).

Nesse ínterim, foi desenvolvido por duas concessionárias de distribuição de energia elétrica da região Sudeste do Brasil, que serão chamadas aqui de Distribuidora A e Distribuidora B, um projeto de P&D visando propor padrões de referência para avaliação do fenômeno em questão em barramentos dos seus sistemas de distribuição, buscando-se avaliar os quantitativos de eventos previstos no período de um ano por meio de medições e simulações estocásticas, respondendo, dentre outras questões, qual o número aceitável de VTCDs por barramento no sistema de distribuição.

Neste capítulo são apresentadas informações a respeito do processo de medição, bem como, principalmente, resultados das medições realizadas nos barramentos das duas concessionárias de energia elétrica proponentes do projeto de P&D.

4.2. EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

Para realização das medições dos eventos de VTCD necessárias ao projeto de P&D foram adquiridos registradores da *Schweitzer Engineering Laboratories*, modelo SEL-734, multimedidor avançado para medição e monitoramento da qualidade da energia elétrica.

Este equipamento possui as seguintes características básicas de medição [53]:

- Medição de tensões, correntes, potências ativa/reactiva nos 4 quadrantes e aparente;
- Fator de potência;

- Demanda e picos de demanda;
- Monitoramento da tensão em regime permanente;
- Monitoramento de afundamentos, elevações e interrupções de tensão de curta duração conforme IEC 61000-4-30;
- Harmônicas de tensão e corrente até a 50ª ordem conforme IEC 61000-4-7;
- THD de tensão e corrente
- Flutuação de tensão (*flicker*) conforme IEC 61000-4-15;
- Desequilíbrio de Tensão conforme IEC 61000-4-30;
- Variação de frequência;
- Monitoramento de distúrbios conforme PRODIST Módulo 8;
- Curva ITIC para análise de variações de tensão de curta duração;
- Resumo das ocorrências dos distúrbios de tensão de curta duração;
- Oscilografia de alta resolução – até 190 eventos armazenados;
- Classe de exatidão de 0,2%.

A Figura 4.1 mostra o equipamento de medição utilizado nos formatos de montagem horizontal e vertical, enquanto a Figura 4.2 mostra o equipamento instalado em um painel de subestação monitorando as tensões no barramento de 15 kV.

Figura 4.1 – Medidor de qualidade da energia elétrica SEL-734.



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2010).

Figura 4.2 – Medidor SEL-734 instalado em subestação.

Fonte: A autoria própria.

Um conjunto de ajustes foi proposto para que a medição de cada ponto monitorado fosse padronizada. A principal configuração estabelecida diz respeito aos eventos de VTCDs, que podem ser listados a partir dos relatórios VSSI (*Voltage Sags, Swells and Interruptions*), que capturam as perturbações na tensão e apresentam as informações resumidas (em forma de tabela) ou detalhadas (através de oscilografia) de acordo com a norma IEC 61000-4-30 ou a curva ITIC [54].

Como parâmetros básicos para configuração do medidor de QEE para monitoramento/registro das VTCDs, aplicaram-se no *software* do equipamento:

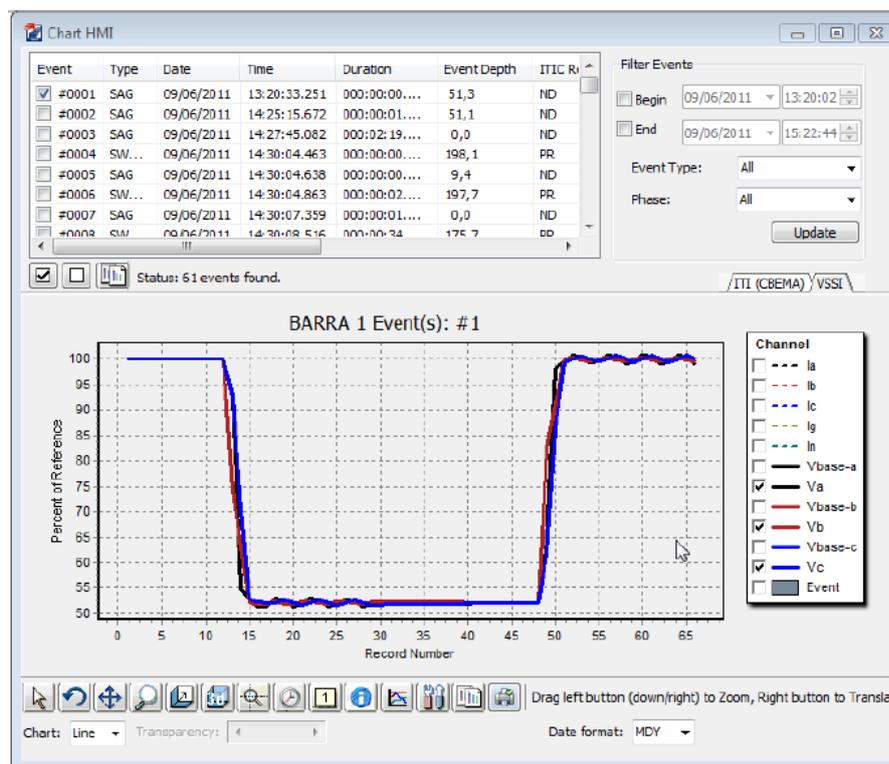
- Relação de transformação de tensão, uma vez que os equipamentos monitoram as tensões advindas de TPs de medição;
- Habilitação de registro de VTCDs;
- Tensão base fase-neutro, como preceitua as normas de medição de VTCDs, as quais apontam que as medições sejam realizadas em cada fase separadamente;
- Habilitação da média móvel pré-evento das tensões eficazes, com registro do tempo associado (10 minutos), de modo a se evitar que as variações de tensão em regime permanente interfiram no registro real dos percentuais de afundamentos e elevações de tensão;

- Percentuais de afundamento (90%), elevação (110%) e interrupção (10%) de tensão sobre a tensão base fase-neutro, conforme estabelecido magnitudes estabelecidas no PRODIST;
- Valor de histerese aplicável aos limiares de afundamentos, elevações e interrupções (2%, conforme IEC 61000-4-30), evitando-se que se registre mais que um evento no retorno à normalidade após a ocorrência da VTCD.

Vale ressaltar que o medidor realiza os cálculos das tensões eficazes atualizando a cada nova amostra do sinal, ou seja, atualização deslizante ponto a ponto.

A Figura 4.3 mostra um exemplo de apresentação de resultados de VTCDs do medidor com os valores eficazes das tensões de um evento selecionado dentre os capturados pelo medidor e listados no relatório VSSI.

Figura 4.3 – Lista de eventos do relatório VSSI com um evento selecionado, mostrando os valores eficazes das tensões.



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2010).

4.3. REDE DE MONITORAMENTO

Muitos trabalhos científicos analisam a alocação ótima de medidores de tensão nos sistemas elétricos, de forma a se otimizar os recursos disponíveis nas distribuidoras/transmissoras, sem, contudo, perder informações importantes no que tange à medição das VTCDs. Desta forma, torna-se possível, ou garantir que pelo menos um medidor registrará qualquer evento que leve a um VTCD dentro do sistema em análise, ou estimar o comportamento de VTCDs em barramentos não monitorados, baseado no monitoramento existente e na análise estocástica dos mesmos.

Entretanto, a seleção dos barramentos dos sistemas de distribuição para monitoramento dos eventos de VTCDs foi realizada sob determinação das concessionárias, abrangendo 30 barras na Distribuidora A, em uma região adotada como piloto para o estudo (a região Norte), e 31 na Distribuidora B, nesta em áreas com grande concentração industrial, todas no nível de distribuição em média tensão (13,2 kV ou 13,8 kV).

As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam um resumo dos barramentos de medição monitorados segundo as subestações elencadas dentro do projeto.

Tabela 4.1 – Subestações em que os medidores foram instalados na Distribuidora A.
(continua)

Subestação	Qtde. Barras	Qtde. Aliment.	Nível de Tensão [kV]	Qtde. Medidores
SubA01	2	4	13,8	1
SubA02	1	4	13,8	1
SubA03	1	4	13,2	1
SubA04	1	2	13,8	1
SubA05	1	4	13,8	1
SubA06	2	2	13,8	1
SubA07	1	3	13,8	1
SubA08	2	5	13,2	2
SubA09	1	4	13,8	1
SubA10	2	5	13,8	1
SubA11	2	4	13,8	1
SubA12	2	13	13,8	2
SubA13	1	4	13,8	1
SubA14	1	2	13,8	1
SubA15	1	6	13,8	1
SubA16	1	3	13,8	1
SubA17	2	3	13,2	1

Tabela 4.1 – Subestações em que os medidores foram instalados na Distribuidora A.
(conclusão)

SubA18	2	5	13,8	1
SubA19	2	3	13,2	1
SubA20	2	4	13,8	1
SubA21	1	4	13,2	1
SubA22	1	4	13,2	1
SubA23	2	6	13,8	2
SubA24	2	6	13,8	1
SubA25	1	2	13,2	1
SubA26	1	1	13,8	1
SubA27	1	3	13,8	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4.2 – Subestações em que os medidores foram instalados na Distribuidora B.

Subestação	Qtde. Barras	Qtde. Aliment.	Nível de Tensão [kV]	Qtde. Medidores
SubB01	2	10	13,8	2
SubB02	3	9	13,8	3
SubB03	5	9	13,8	4
SubB04	4	20	13,8	4
SubB05	6	18	13,8	4
SubB06	4	14	13,8	4
SubB07	4	20	13,8	4
SubB08	4	9	13,8	2
SubB09	4	20	13,8	4

Fonte: Autoria própria.

As subestações da Distribuidora A são atendidas em sua maioria a partir do nível de tensão de 69 kV (60%), seguida pelo nível de 138 kV (33%), enquanto que quase todas as subestações da Distribuidora B são atendidas pelo nível de tensão de 88 kV.

4.4. TRATAMENTO E APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

Uma vez instalados nas subestações, os equipamentos de medição de QEE registram as perturbações nas tensões dos barramentos em que se encontram conectados, conforme configuração estabelecida nos mesmos, disparando o início dos registros das VTCDs a partir dos limiares de afundamentos, elevações e interrupções definidos.

Após acesso à funcionalidade VSSI de cada medidor, fez-se o *download* dos registros de afundamentos, elevações e interrupções de tensão que estavam armazenados na memória do medidor conectado no período de tempo selecionado. Em cada registro é possível identificar o tipo de evento, o dia, o horário de ocorrência do mesmo (hora, minuto, segundo e milésimo de segundo), a duração, a intensidade e os valores de tensão verificados em cada fase, conforme é mostrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Lista de eventos armazenados no medidor, visualizados pelo relatório VSSI.

#	Event Type	Date dd/mm/yy	Time hh:mm:ss.sss	Event Duration hhh:mm:ss.sss	Event Depth	Ph-A Vbase	Va Min	Va Max	Ph-B Vbase	Vb Min	Vb Max	Ph-C Vbase	Vc Min	Vc Max	ITIC Region
1	SAG	02/03/15	15:13:28.263	000:00:00.066	62,1	67,28	62,1	89,0	67,46	91,3	96,1	67,44	92,9	99,1	ND
2	SAG	02/03/15	15:13:54.435	000:00:00.011	85,8	67,28	91,6	96,0	67,47	85,8	91,2	67,45	92,4	96,0	SR
3	SAG	02/03/15	15:13:54.454	000:00:00.008	88,4	67,28	92,4	93,8	67,47	88,4	91,9	67,45	93,5	95,3	SR
4	SAG	03/03/15	15:52:18.306	000:00:00.061	78,7	69,12	94,1	99,4	68,51	78,7	90,2	69,12	84,7	97,1	SR
5	SAG	03/03/15	15:52:18.391	000:00:00.426	72,7	69,12	89,9	95,7	68,51	72,7	95,6	69,12	75,7	92,8	SR
6	SAG	03/03/15	15:55:18.977	000:00:00.372	68,0	69,12	68,0	91,6	68,51	68,2	94,0	69,12	68,5	93,0	ND
7	SAG	03/03/15	16:12:59.888	000:00:01.025	78,6	68,05	83,9	96,1	68,13	94,0	98,2	68,25	78,6	88,8	ND
8	SAG	03/03/15	16:13:19.307	000:00:00.330	62,4	68,05	62,4	96,0	68,13	63,0	93,2	68,25	64,2	100,7	ND
9	SAG	03/03/15	16:13:29.630	000:00:00.008	87,4	68,05	94,7	94,7	68,13	89,4	89,4	68,25	87,4	87,4	SR
10	SAG	03/03/15	16:15:15.845	000:00:01.067	63,2	68,05	64,9	96,9	68,13	63,2	92,5	68,25	64,5	93,0	ND
11	SAG	03/03/15	16:16:42.0711	000:00:00.008	88,8	68,05	88,8	88,8	68,13	100,2	100,2	68,25	98,5	98,5	SR
12	SAG	03/03/15	16:39:51.744	000:00:00.013	72,4	68,13	95,4	101,4	68,19	72,4	88,9	68,22	90,0	105,2	SR
13	SWELL	03/03/15	16:39:51.757	000:00:00.004	113,6	68,13	101,1	101,1	68,19	102,2	102,2	68,22	113,6	113,6	SR
14	SAG	03/03/15	16:54:59.871	000:00:00.013	87,3	68,17	87,8	96,0	68,23	87,3	94,7	68,30	95,0	95,4	SR
15	SAG	04/03/15	10:34:25.289	000:00:00.010	75,5	68,58	97,2	99,6	68,49	98,9	99,0	68,53	75,5	83,4	SR
16	SAG	04/03/15	10:34:25.329	000:00:00.008	76,3	68,58	94,4	98,7	68,49	76,3	79,7	68,53	95,4	96,9	SR
17	SAG	04/03/15	10:34:25.494	000:00:00.008	78,7	68,58	78,7	79,2	68,49	97,3	97,5	68,53	97,2	100,3	SR
18	SAG	04/03/15	15:42:24.492	000:00:00.367	83,8	67,77	84,3	91,1	67,73	94,2	99,9	68,02	83,8	91,7	SR
19	SAG	04/03/15	16:18:29.167	000:00:00.233	46,0	68,25	53,7	93,8	68,16	85,8	97,2	68,41	46,0	91,9	ND
20	SAG	04/03/15	16:22:11.128	000:00:00.792	75,3	68,25	75,3	95,2	68,16	79,3	91,9	68,41	93,8	99,6	ND
21	SAG	04/03/15	16:22:23.173	000:00:00.009	89,3	68,25	95,3	95,3	68,16	89,3	89,3	68,41	93,8	93,8	SR
22	SAG	05/03/15	06:11:28.432	000:00:00.264	82,6	68,10	83,2	90,6	68,10	82,6	89,6	68,25	83,5	97,0	SR
23	SAG	05/03/15	06:39:48.413	000:00:00.009	83,0	67,67	83,0	88,4	67,73	88,5	95,7	67,80	97,6	99,5	SR

Fonte: *Schweitzer Engineering Laboratories* (2010).

O próprio equipamento de medição é responsável por realizar a agregação de fases pelo método da união de fases, conforme definido no Módulo 8 do PRODIST [15]. Nesse método os eventos fase-neutro simultâneos são agregados compondo um mesmo evento. A duração total do evento corresponde ao tempo em que a primeira fase (tensão fase-neutro) cruza o limiar de VTCD até que a última delas torne a cruzar este limiar normalizando a tensão de atendimento.

Para a agregação temporal, utilizou-se uma janela de três minutos, conforme definição também no Módulo 8 do PRODIST. Assim, eventos consecutivos neste intervalo de tempo são agregados compondo um único evento, cuja magnitude será a do evento registrado no intervalo de menor amplitude para afundamentos de tensão ou de maior amplitude para elevações [55]. Este tipo de agregação foi realizado externamente ao medidor, a partir dos arquivos com os registros retirados de cada equipamento de medição.

Na sequência, os dados das medições mensais foram agrupados por faixas de amplitude e duração, utilizando-se o formato de discretização proposto pela Consulta Pública nº 018/2014 da ANEEL (apresentada no CAPÍTULO 3), com a inclusão na faixa de duração de meio ciclo a 1 ciclo, pela capacidade de o medidor registrar eventos com esta duração e por haver uma grande quantidade de eventos nesta faixa de duração. Finalizando-se o tratamento dos dados, estes foram acumulados em uma tabela de base anual.

A apresentação dos resultados obtidos durante o período de medição está mostrada na tabela de sazonalidade dos eventos, apresentando a quantidade de eventos por barramento por mês de monitoramento e nas tabelas anuais com as quantidades de eventos por faixas de duração e amplitude.

As medições foram realizadas por um período de 12 meses consecutivos, de julho de 2012 a junho de 2013, mas nem todos os equipamentos conseguiram registrar todo o período de medição, seja pelo fato da realização de alterações que fizeram com que os mesmos fossem desligados, seja por problemas nos próprios equipamentos e na extração dos dados. A falta dos registros de medições poderia ser tratada de forma que as lacunas fossem preenchidas pela média dos eventos de cada barramento. Contudo, pela aleatoriedade dos eventos, tal ação traria erro ao resultado final. A utilização de registros de medição em outros períodos de medição além dos 12 meses propostos importaria condições diferentes aos barramentos com registros faltantes, em relação aos demais com os meses completos. Então, dependendo da análise a ser feita, os barramentos incompletos seriam desprezados, ficando a análise sobre uma quantidade menor do que os 61 barramentos originalmente propostos no projeto de P&D e medidos (dois terços dos barramentos, conforme verificado através das Tabelas 4.3 e 4.4). Entretanto, como a ideia deste trabalho é avaliar os subsistemas das distribuidoras em relação ao indicador Fator de Impacto, estabelecido sobre medições realizadas em períodos de 30 dias, mesmo havendo falta de registros é possível estabelecer conclusões sobre os meses com registros disponíveis.

4.4.1. Medições na Distribuidora A

Os resultados das medições de VTCDs nos barramentos das subestações da Distribuidora A são apresentados a partir da Tabela 4.3, que mostra a sazonalidade dos

eventos em cada barramento medido, e do APÊNDICE A, que mostra a quantidade de eventos por faixas de duração e amplitude de tensão residual.

Tabela 4.3 – Sazonalidade das VTCDs nos barramentos medidos da Distribuidora A.

SUBESTAÇÃO	BARRA	jul12	ago12	set12	out12	nov12	dez12	jan13	fev13	mar13	abr13	mai13	jun13	TOTAL	MESES	Média
SubA01	TR1	7	10	23	-	-	24	60	33	31	26	22	13	249	10	24,9
SubA02	TR2	4	6	8	2	5	5	10	4	14	7	9	5	79	12	6,6
SubA03	TR1	4	4	11	10	7	1	10	8	10	3	2	2	72	12	6,0
SubA04	TR1	4	6	9	6	3	5	11	2	2	3	17	10	78	12	6,5
SubA05	TR2	17	32	43	3	38	-	9	15	30	28	22	9	246	11	22,4
SubA06	TR2	10	15	10	34	27	14	36	20	20	15	10	6	217	12	18,1
SubA07	TR2	7	23	9	-	13	21	20	6	29	7	14	12	161	11	14,6
SubA08	TR1	12	5	12	20	22	24	33	11	14	5	8	7	173	12	14,4
SubA08	TR2	11	5	13	15	24	22	31	10	14	4	9	8	166	12	13,8
SubA09	TR2	8	5	9	4	6	5	18	5	12	4	6	1	83	12	6,9
SubA10	TR1+2	10	13	20	13	11	23	35	11	29	5	14	6	190	12	15,8
SubA11	TR2	28	14	19	12	41	15	37	19	19	14	34	21	273	12	22,8
SubA12	TR1	14	14	7	4	27	13	13	12	23	14	18	6	165	12	13,8
SubA12	TR2	13	14	17	9	12	11	13	11	26	10	3	10	149	12	12,4
SubA13	TR1	20	34	30	28	30	20	46	29	23	19	13	13	305	12	25,4
SubA14	TR1	18	31	-	-	-	7	39	27	38	35	17	9	221	9	24,6
SubA15	TR3	10	8	5	8	18	11	16	7	13	6	10	6	118	12	9,8
SubA16	TR1	11	12	10	40	19	14	27	12	14	9	6	3	177	12	14,8
SubA17	TR2	47	44	32	46	47	-	42	39	32	39	30	17	415	11	37,7
SubA18	TR1+2	21	19	25	24	22	18	37	25	16	15	18	7	247	12	20,6
SubA19	TR2	22	37	43	28	90	20	-	-	26	35	44	20	365	10	36,5
SubA20	TR1+2	13	9	24	-	5	39	41	17	9	8	26	-	191	10	19,1
SubA21	TR1+2	8	15	21	-	41	30	47	36	18	10	10	14	250	11	22,7
SubA22	TR1	24	30	16	18	34	29	44	16	38	23	26	16	314	12	26,2
SubA23	TR1	12	17	12	14	26	9	33	19	16	10	7	10	185	12	15,4
SubA23	TR2	10	16	11	36	25	11	32	19	16	9	5	8	198	12	16,5
SubA24	TR1+2	22	33	11	-	2	10	32	21	31	30	27	11	230	11	20,9
SubA25	TR1	20	30	28	24	32	15	40	11	27	14	15	5	261	12	21,8
SubA26	TR1	-	-	-	43	26	11	26	16	-	10	6	7	145	8	18,1
SubA27	TR1	20	16	7	-	-	25	44	19	26	6	15	-	178	9	19,8

Fonte: Autoria própria.

4.4.2. Medições na Distribuidora B

Similarmente ao que fora feito para a Distribuidora A, a Tabela 4.4 apresenta a sazonalidade dos eventos de VTCDs medidos nos barramentos da Distribuidora B, enquanto o APÊNDICE B mostra os resultados das medições de VTCDs em termos de quantidade de eventos por faixas de duração e amplitude de tensão residual.

Tabela 4.4 – Sazonalidade das VTCDs nos barramentos medidos da Distribuidora B.

SUBESTAÇÃO	BARRA	jul12	ago12	set12	out12	nov12	dez12	jan13	fev13	mar13	abr13	mai13	jun13	TOTAL	MESES	Média
SubB01	TR1	6	12	4	22	6	16	15	22	12	5	5	3	128	12	10,7
SubB01	TR2	8	20	18	27	16	23	13	32	14	3	9	11	194	12	16,2
SubB02	TR1	16	8	10	10	19	23	22	18	12	5	8	20	171	12	14,3
SubB02	TR2	10	8	10	12	13	18	8	13	4	1	2	6	105	12	8,8
SubB02	TR3	12	11	9	12	14	27	24	16	8	6	6	3	148	12	12,3
SubB03	TR1	10	8	17	10	7	24	9	22	8	3	9	3	130	12	10,8
SubB03	TR2	13	18	15	10	-	14	26	29	11	6	8	8	158	11	14,4
SubB03	TR3	17	8	11	13	7	23	20	30	4	3	6	12	154	12	12,8
SubB03	TR4	-	-	17	11	22	28	34	46	13	2	7	4	184	10	18,4
SubB04	TR1 B1	-	-	-	-	-	-	2	13	3	5	5	8	36	6	6,0
SubB04	TR2 B2	-	-	-	-	0	19	22	27	12	8	6	22	116	8	14,5
SubB04	TR1 B3	-	-	-	-	4	26	19	30	9	1	3	5	97	8	12,1
SubB04	TR2 B4	-	-	-	-	0	1	-	15	5	3	9	7	40	7	5,7
SubB05	TR1	5	9	11	12	20	21	15	25	5	4	4	7	138	12	11,5
SubB05	TR2	5	7	14	10	-	-	-	-	3	3	1	4	47	8	5,9
SubB05	TR3	6	12	14	8	14	16	13	20	13	4	10	12	142	12	11,8
SubB05	TR4	7	8	13	8	10	13	0	17	2	3	6	3	90	12	7,5
SubB06	TR1	5	4	7	6	4	9	7	17	7	4	6	2	78	12	6,5
SubB06	TR2	4	7	14	11	6	19	20	24	16	5	8	3	137	12	11,4
SubB06	TR3	21	8	9	13	9	14	8	30	1	7	6	6	132	12	11,0
SubB07	TR4	9	8	11	12	15	23	8	29	22	7	9	5	158	12	13,2
SubB07	TR1 B1	4	4	8	9	10	39	16	24	27	11	5	2	159	12	13,3
SubB07	TR2 B2	6	5	12	11	3	30	11	17	14	7	3	8	127	12	10,6
SubB07	TR1 B3	5	8	19	18	-	31	29	30	46	4	4	5	199	11	18,1
SubB07	TR2 B4	1	5	7	24	6	43	27	26	20	12	2	10	183	12	15,3
SubB08	TR1	8	13	14	9	9	16	26	26	9	1	5	3	139	12	11,6
SubB08	TR2	35	15	12	8	-	-	16	27	8	2	5	3	131	10	13,1
SubB09	TR1 B1	9	4	10	10	7	27	9	17	7	2	8	8	118	12	9,8
SubB09	TR2 B2	23	11	15	20	8	37	20	22	23	4	9	6	198	12	16,5
SubB09	TR1 B3	19	6	16	19	14	22	9	21	9	2	10	6	153	12	12,8
SubB09	TR2 B4	15	7	16	34	-	24	15	26	13	5	6	4	165	11	15,0

Fonte: Autoria própria.

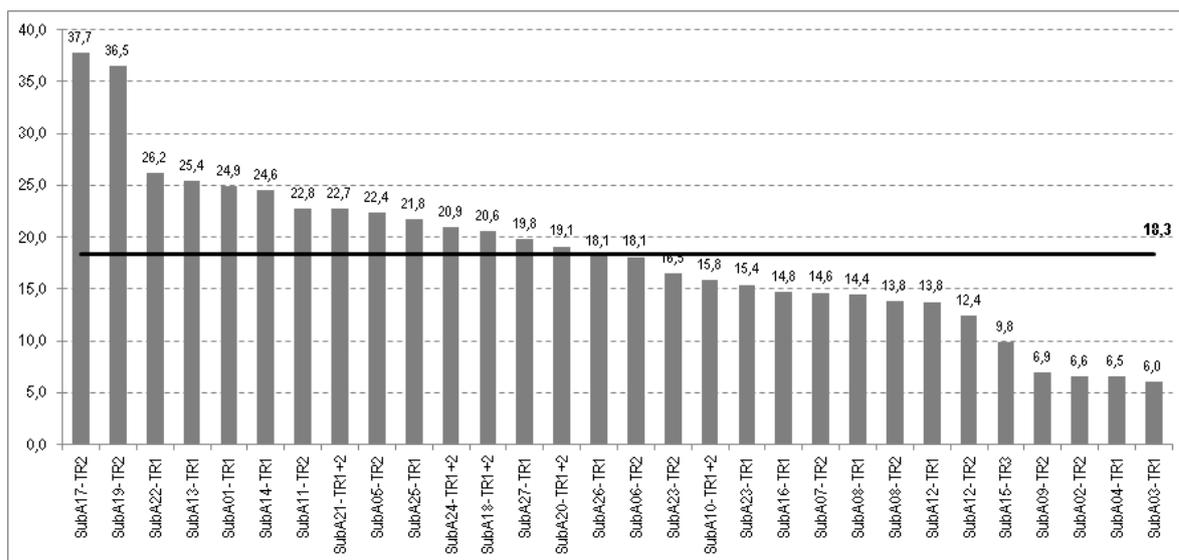
4.4.3. Considerações a Respeito das Medições Realizadas

Em linhas gerais, a quantidade de eventos registrados nos barramentos das subestações da Distribuidora A foi maior que a nos das da Distribuidora B. Durante o período de medição houve barramento na Distribuidora A com mais de 400 registros de VTCDs, mesmo havendo mês com falta de registros. Isto se explica por haver naquela distribuidora alimentadores mais longos, com carga mais distribuída ao longo dos mesmos, havendo, portanto, mais equipamentos, dispositivos, estruturas e partes constituintes passíveis de deterioração, e passando por grandes extensões rurais, sujeitas a eventos de natureza externa tais como queda de árvores e galhos de árvores sobre a rede, curtos-circuitos provocados por animais, dentre outros, capazes de provocar eventos de VTCDs. A Distribuidora B possui uma área de concessão menor, porém com maior concentração de carga e maior urbanização. Assim, as

subestações são mais próximas umas das outras, os alimentadores mais curtos e passantes por áreas notadamente urbanas.

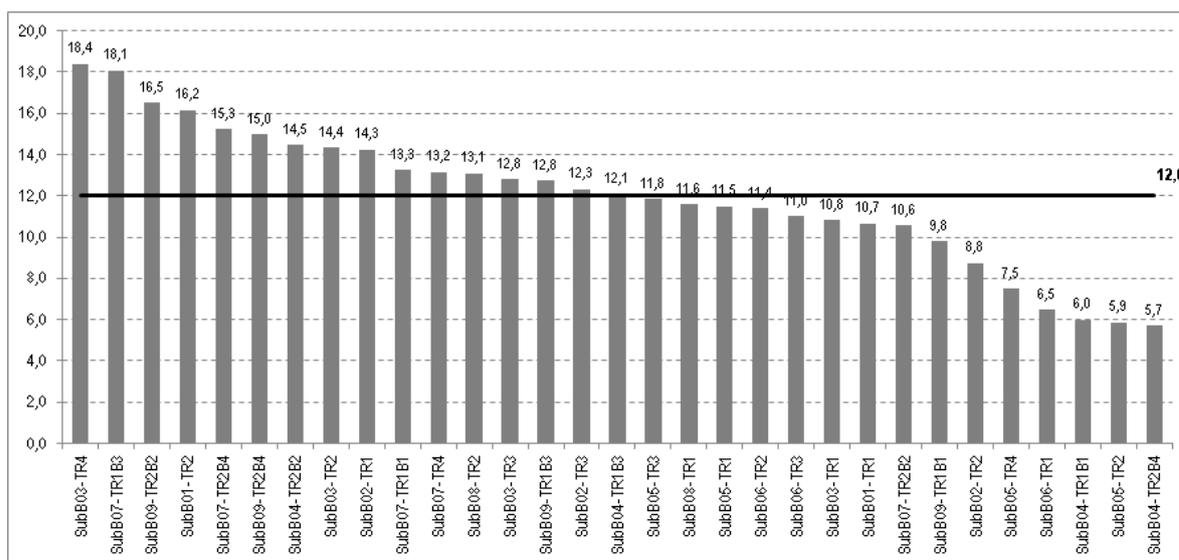
As Figuras 4.5 e 4.6 apresentam a média mensal de eventos em cada barramento medido comparado à média mensal total de todos os barramentos de subestações de cada uma das distribuidoras-alvo da avaliação.

Figura 4.5 – Média mensal de VTCDs nos barramentos da Distribuidora A.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.6 – Média mensal de VTCDs nos barramentos da Distribuidora B.



Fonte: Autoria própria.

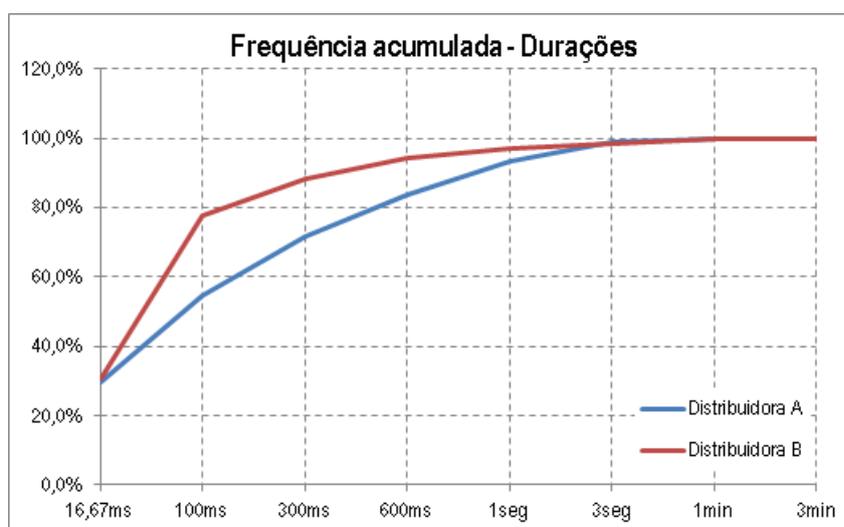
Como se pode perceber, a Distribuidora A apresentou uma média mensal de 18,3 VTCDs, enquanto a Distribuidora B, com um desempenho melhor, apenas 12. Também o

desvio padrão determinado com as amostras mensais das medições aponta a maior dispersão existente na Distribuidora A em relação à Distribuidora B, esta última com menos da metade do valor daquela (3,4 contra 7,8).

Avaliando os resultados apenas dos afundamentos de tensão que representam quase a totalidade dos mais de dez mil VTCDs tabelados (cerca de 99%), pode-se realizar mais algumas comparações entre as duas distribuidoras a partir dos gráficos de distribuição de frequência acumulada das durações e das magnitudes. Na Figura 4.7 é possível verificar que os eventos na Distribuidora B têm menor duração que os da Distribuidora A, ou seja, a atuação da proteção na eliminação dos curtos-circuitos é mais rápida, tornando as durações dos afundamentos de tensão menores. Como se vê, na Distribuidora B, quase 80% dos afundamentos de tensão são eliminados com até 100ms, enquanto na Distribuidora A, somente 55% deles são eliminados com este tempo. Com 600ms cerca de 95% dos curtos-circuitos já foram eliminados pela proteção na Distribuidora B, ao passo que pouco menos de 85% na Distribuidora A.

Assim, tendo-se unidades consumidoras com cargas sensíveis a um determinado par magnitude-duração, para uma mesma magnitude de afundamento, há uma tendência de estarem mais susceptíveis a falhas de operação quando atendidas pela Distribuidora A pela filosofia de proteção que elimina o curto-circuito em tempo superior, proporcionando maior duração da VTCD.

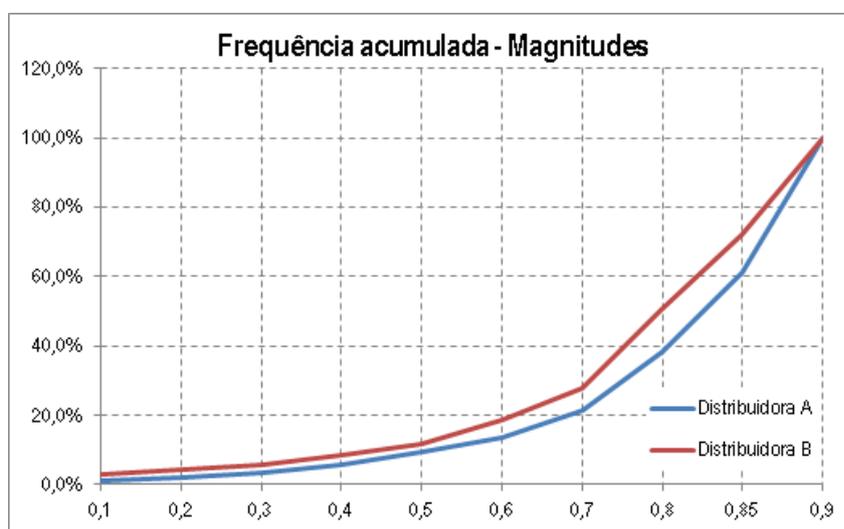
Figura 4.7 – Distribuição de frequência acumulada das durações dos eventos de afundamentos de tensão de todas as barras monitoradas.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.8 verifica-se que em relação às magnitudes, o comportamento geral dos registros de VTCDs mostra que a Distribuidora A apresenta, percentualmente, VTCDs com maior magnitude de tensão residual em relação aos da Distribuidora B. Pouco mais de 60% dos eventos da Distribuidora A possuem magnitude residual superior a 0,80 pu, enquanto na Distribuidora B esse percentual é de cerca de 50%. Portanto, há uma pequena tendência a se ter eventos menos severos na Distribuidora A, muitos desses que, para a maioria das cargas conectadas e processos em operação, não causarão efeitos de desligamentos por estarem dentro da faixa de operação normal.

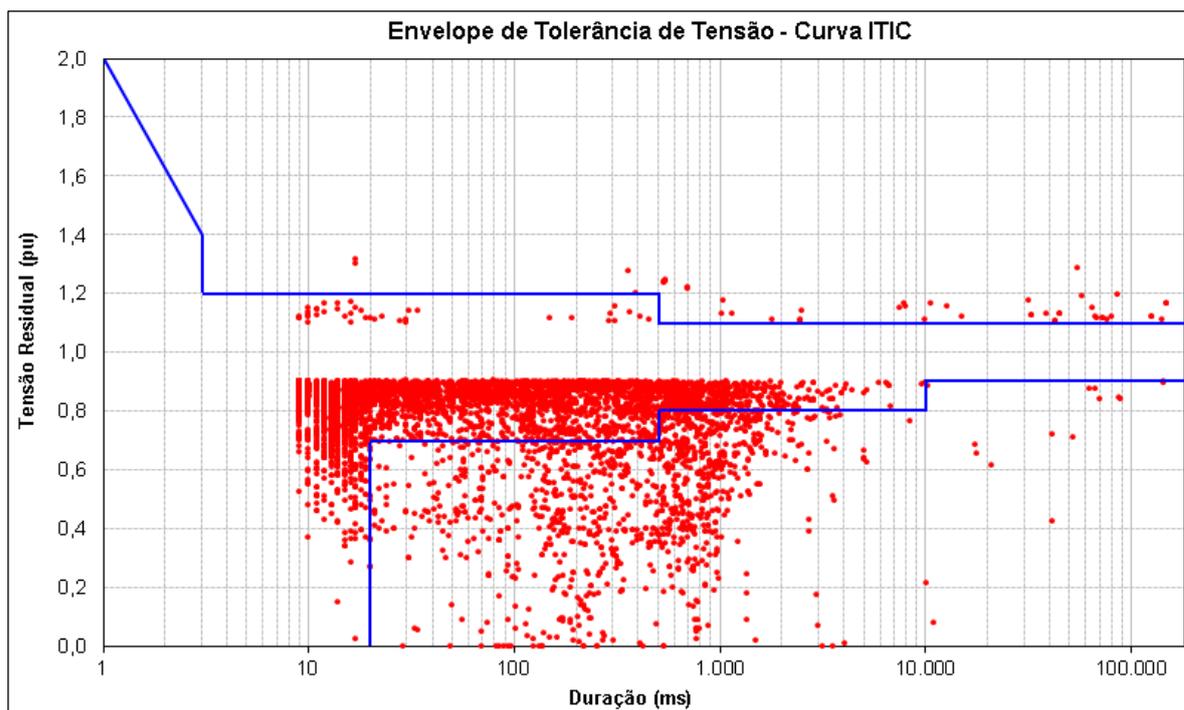
Figura 4.8 – Distribuição de frequência acumulada das magnitudes dos eventos de afundamentos de tensão de todas as barras monitoradas.



Fonte: Autoria própria.

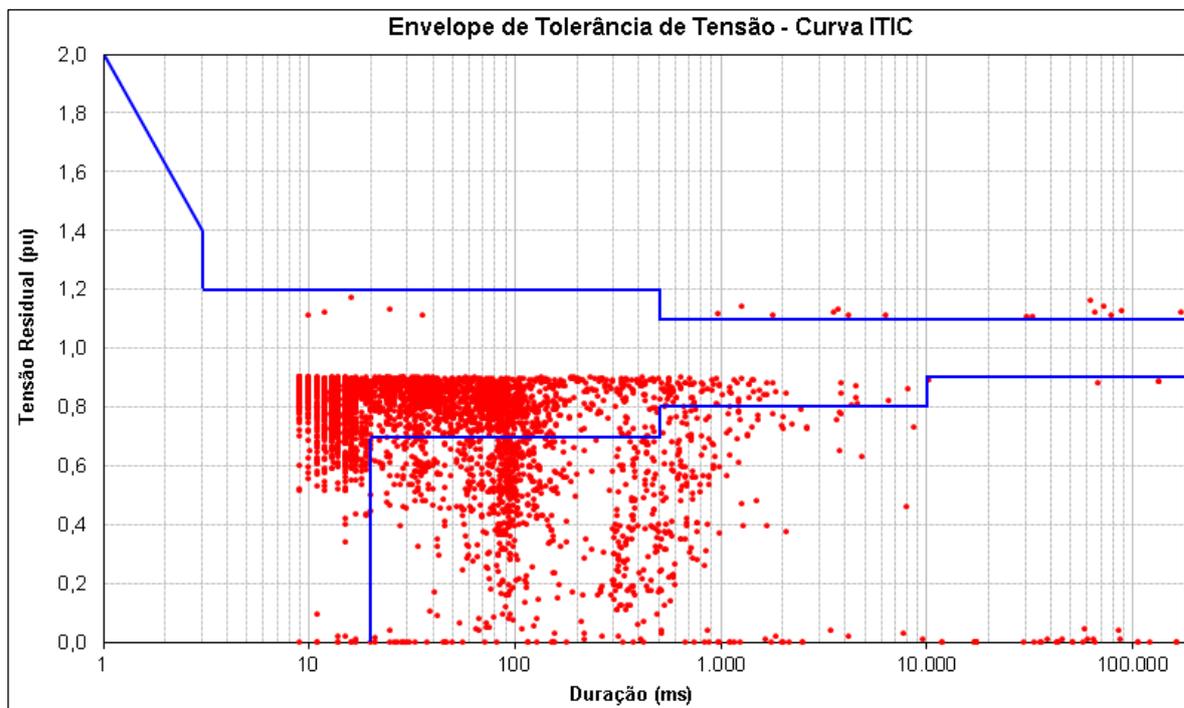
Por fim, tomando-se como base o envelope de tolerância de tensão da curva ITIC, observando-se tanto a duração quanto a magnitude residual de todos os eventos monitorados em todos os barramentos de ambas as distribuidoras, chega-se à conclusão que mais de 75% das VTCDs estariam dentro desta faixa, não causando danos ou falhas de funcionamento nos equipamentos elétricos que pudessem ter sua operação justificada por esta curva. As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam os eventos de VTCD sobre o envelope de tolerância da curva ITIC para as duas distribuidoras.

Figura 4.9 – Eventos de VTCD da Distribuidora A sobre a curva ITIC.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.10 – Eventos de VTCD da Distribuidora B sobre a curva ITIC.



Fonte: Autoria própria.

CAPÍTULO 5. ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO COMO INDICADOR DE VTCDs

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A própria obtenção da frequência média mensal de ocorrência das VTCDs nas subestações já poderia ser utilizada como resultado final como indicador dos barramentos medidos e dos subsistemas. Porém, mesmo tendo-se um sistema com média de 18,3 VTCDs mensais não quer dizer necessariamente que este resultado seja menos satisfatório que outro sistema que possua média de 12 eventos mensais. Isto porque são necessários os parâmetros magnitude e duração para se conhecer a severidade dos eventos. Assim, é plenamente possível que os VTCDs sejam mais severos em um sistema com menor frequência de ocorrências, acarretando em maiores danos nas unidades consumidoras atendidas por este sistema.

Torna-se, portanto, importante haver uma metodologia de avaliação com um indicador apropriado que avalie tanto a frequência de eventos, como suas magnitudes e durações e que, além disso, os resultados obtidos possam ser comparados a um valor de referência que aponte a criticidade das ocorrências em cada sistema. Desta forma é possível caracterizar os sistemas em função dos VTCDs e saber se a quantidade de eventos ocorridos durante um determinado período de monitoramento é aceitável ou não.

É exatamente neste sentido que o Fator de Impacto proposto na Consulta Pública nº 18/2014, juntamente com o limite estabelecido, o Fator de Impacto Máximo, vem responder às necessidades de quantificar e caracterizar os sistemas elétricos quanto aos VTCDs no âmbito da distribuição brasileira.

Este capítulo utiliza a metodologia, indicador e limite propostos pela Consulta Pública nº 18/2014 da ANEEL para avaliar os VTCDs medidos nos subsistemas das Distribuidoras A e B apresentados no CAPÍTULO 4.

5.2. DETERMINAÇÃO DOS FATORES DE IMPACTO

A partir das tabelas de quantificação de VTCDs por faixas de duração e amplitude apresentadas no APÊNDICE A e no APÊNDICE B, com base na metodologia proposta,

foram determinados os fatores de impacto (FI) mensais de cada barramento medido das Distribuidoras A e B. Para tal determinação excluiu-se a primeira coluna com os eventos com duração de meio ciclo a 1 ciclo, que em algumas literaturas são considerados transitórios e, conforme referência [51], não produzem alterações perceptíveis de cargas industriais ou só se mostram relevantes quando associadas a magnitudes inferiores a 30% (sendo desprezados para efeito do cálculo do Fator de Impacto).

5.2.1. Fatores de Impacto na Distribuidora A

Tal como informado, de posse dos eventos de VTCDs medidos nos barramentos das subestações da Distribuidora A, após sua devida quantificação nas regiões de sensibilidade a partir das tabelas do APÊNDICE A, é possível apresentar o indicador FI de cada período mensal de medição para cada barramento específico, como apresentado na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora A.

(continua)

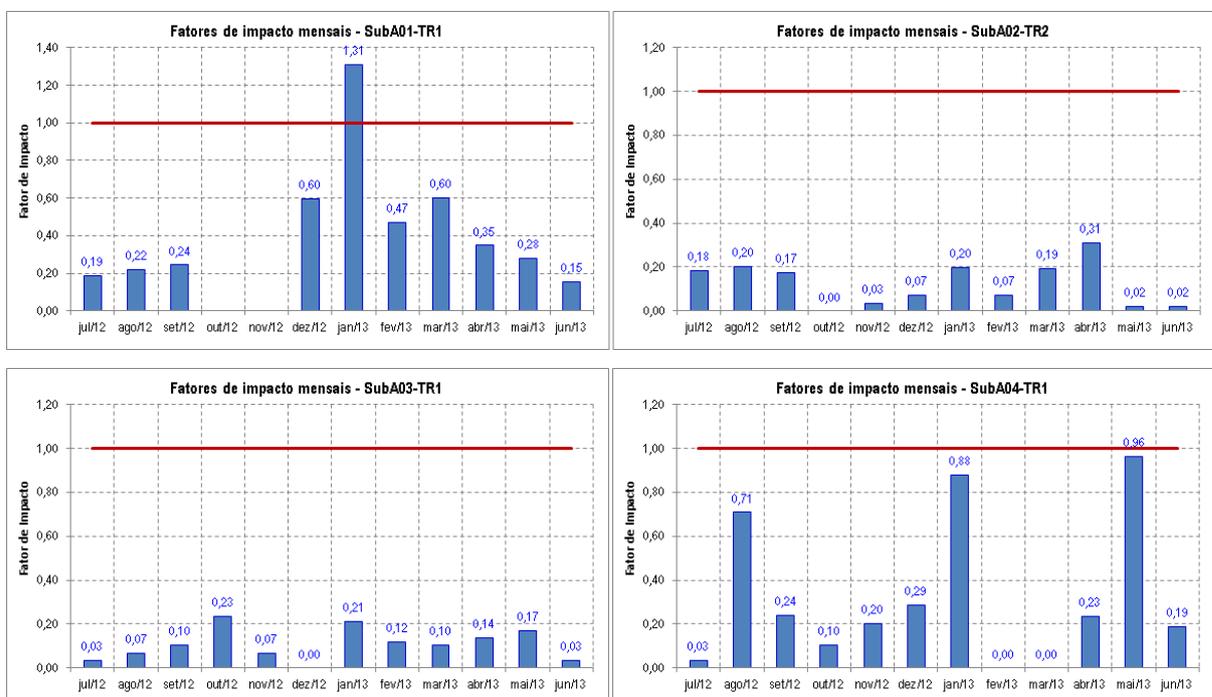


Figura 5.1 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora A. (continuação)

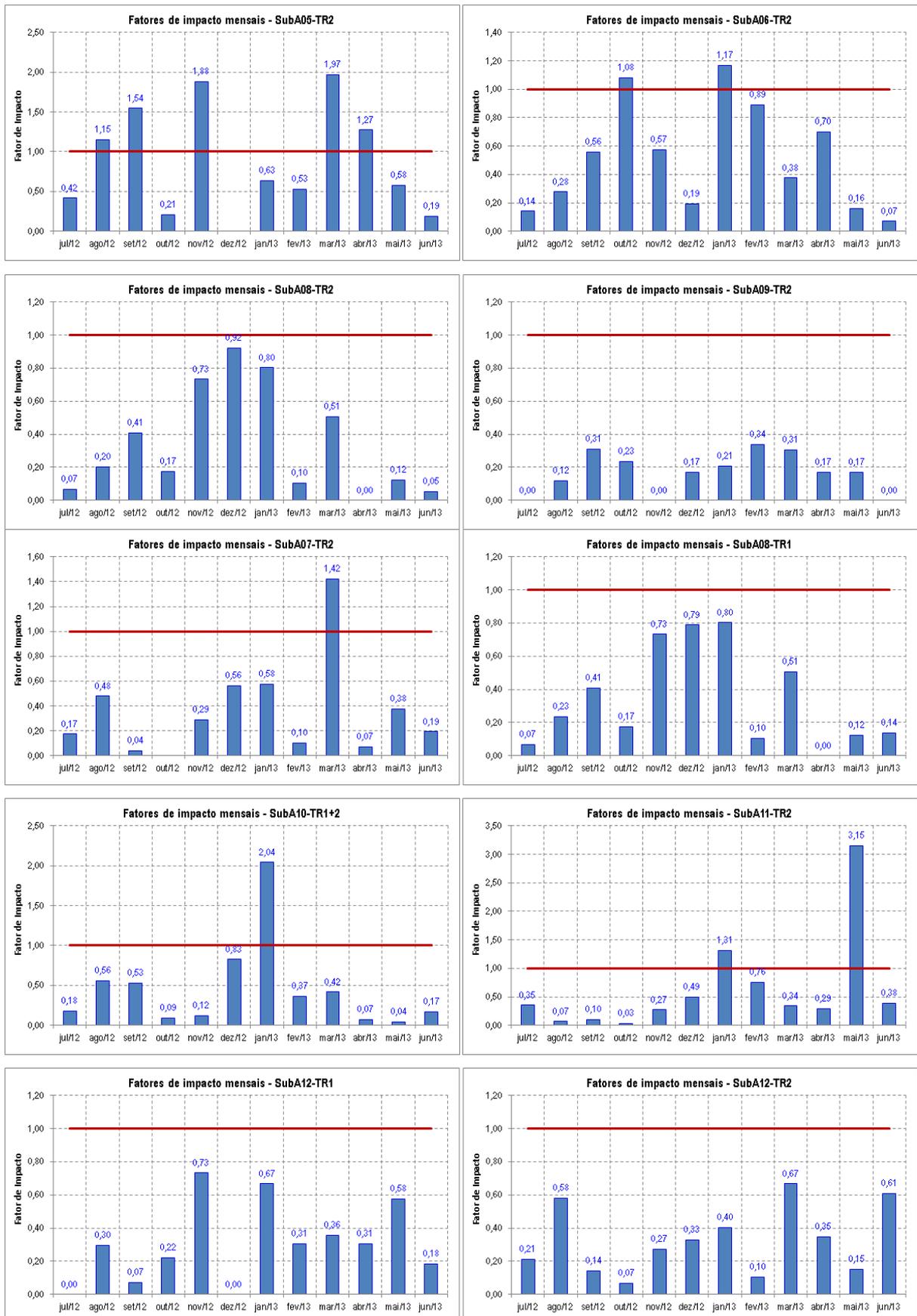


Figura 5.1 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora A. (continuação)

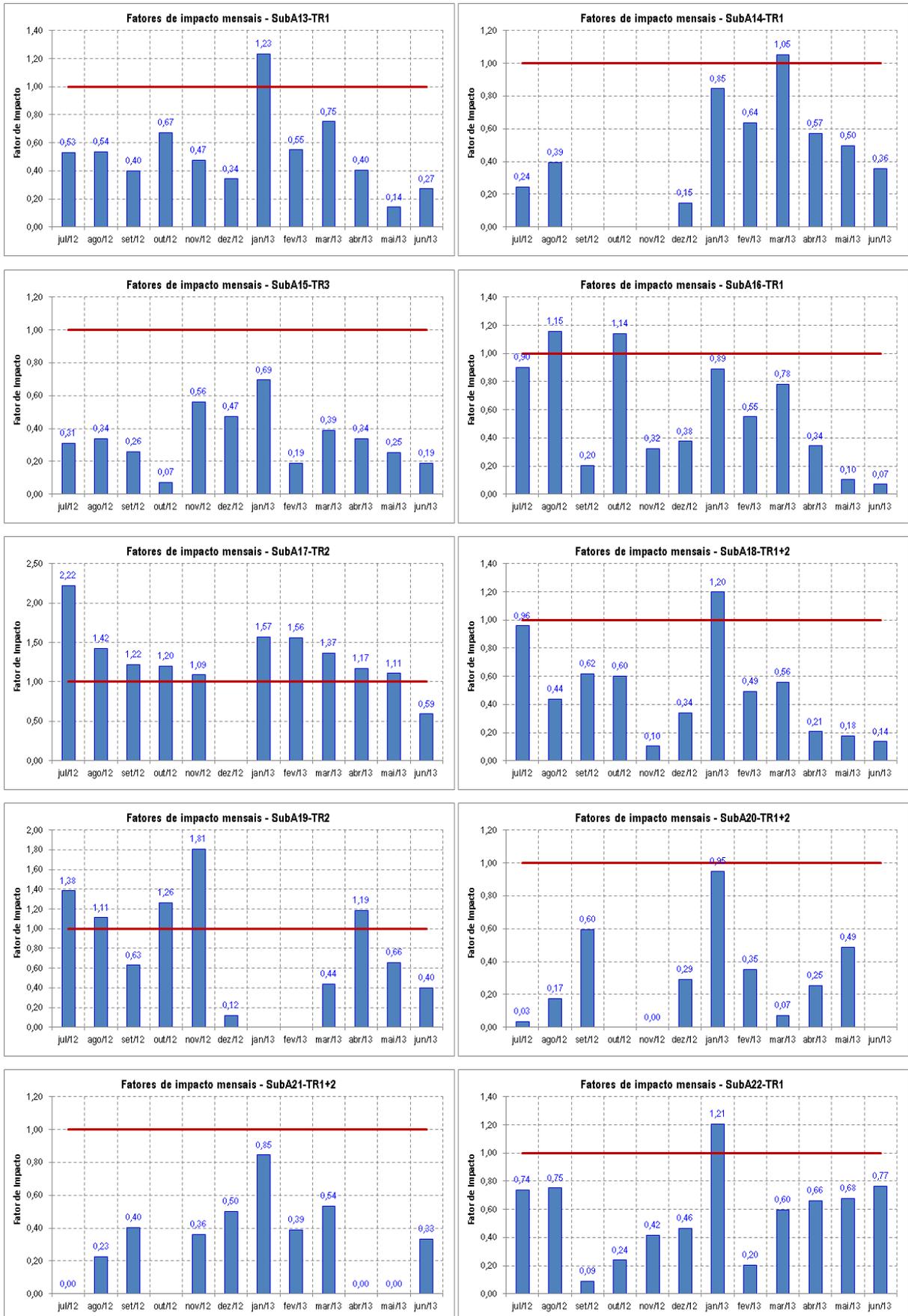
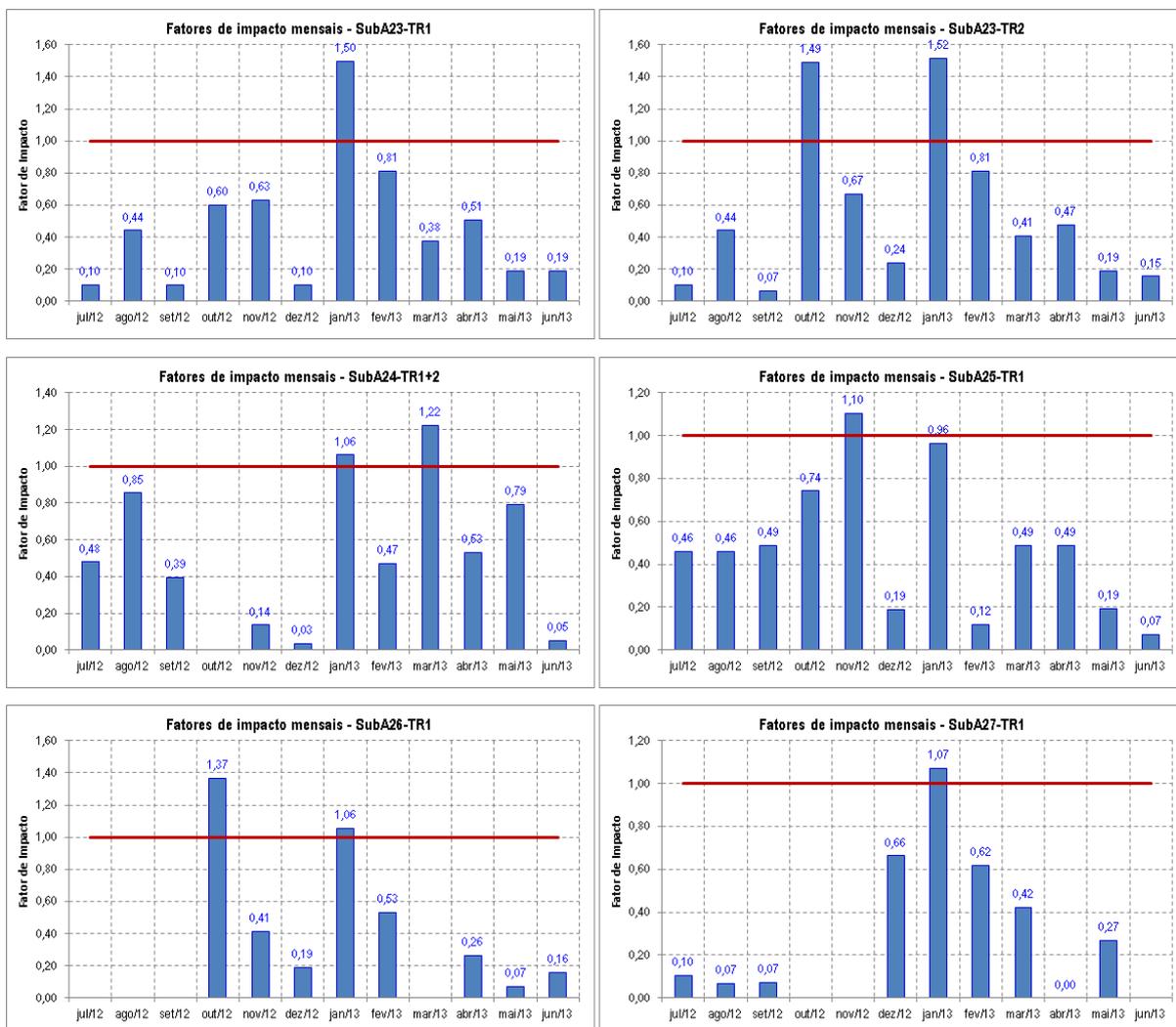


Figura 5.1 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora A. (conclusão)



Fonte: Autoria própria.

Pelos gráficos da Figura 5.1 é possível observar que há meses de medição em determinados barramentos cujo indicador FI calculado é igual à zero (ou muito próximo a isso). Tal situação, que pode ocorrer em qualquer medição contínua de VTCDs, não necessariamente indica a inexistência de eventos; pode indicar que os eventos ocorridos no período, ou a sua grande maioria, se encontram na região de sensibilidade A, cujo fator de ponderação é nulo, permitindo uma quantidade de eventos sem limite. Isto não quer dizer, entretanto, que uma unidade consumidora atendida por um determinado barramento do sistema não venha a perceber os eventos, situação dependente da sensibilidade de suas cargas e de suas proteções internas.

A partir do cálculo dos fatores de impacto mensais de cada barramento é possível lançar algumas inferências a respeito desses resultados, como forma de se avaliar a situação geral do subsistema medido na Distribuidora A.

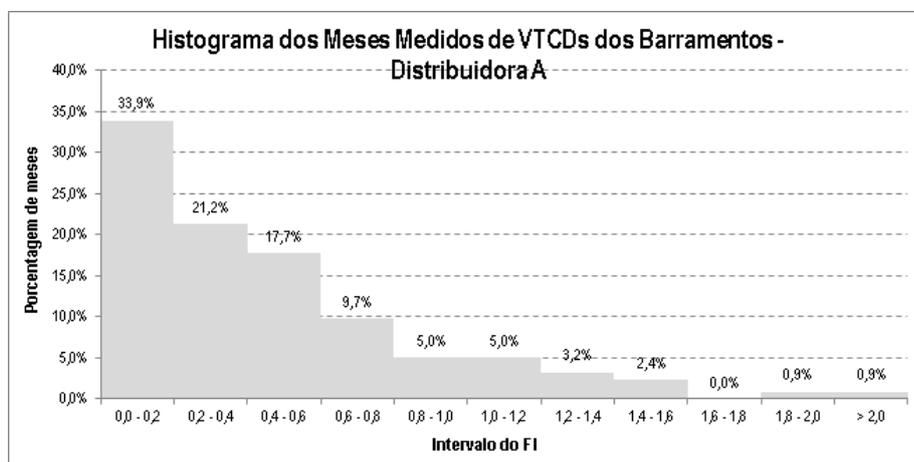
Observa-se que há considerável quantidade de pontos de medição que possuem meses com violação do Fator de Impacto Máximo (FI_M) de 1,0 pu:

- 33% dos barramentos medidos possuem um mês com violação do FI_M ;
- 20% dos barramentos medidos possuem dois meses com violação do FI_M ;
- 10% dos barramentos medidos possuem três ou mais meses com violação do indicador.

Portanto, ao final, tem-se que 63% dos barramentos apresentaram a situação de que haverá no mínimo um mês com violação do indicador proposto.

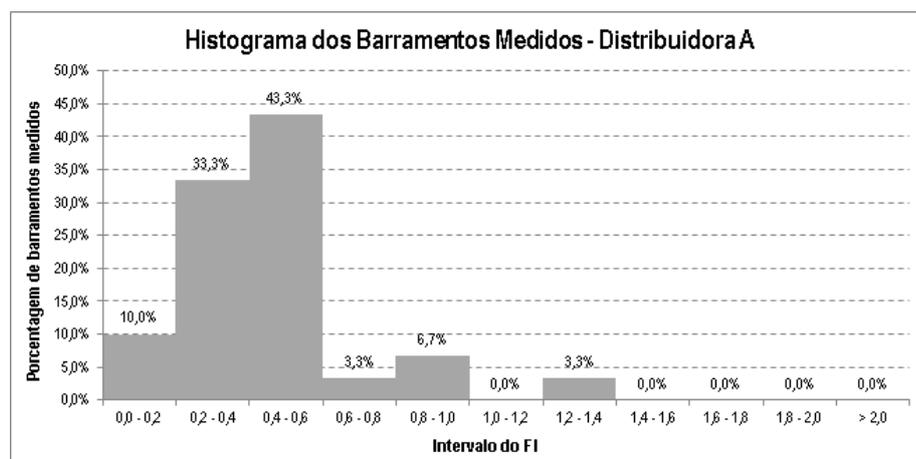
A Figura 5.2 apresenta um histograma dos meses medidos referenciado aos fatores de impacto calculados para cada mês de cada barramento. Tem-se que 12,4% da associação dos meses com os barramentos monitorados apresentou violação do limite do FI de 1,0 pu.

Figura 5.2 – Distribuição dos fatores de impacto dos meses medidos na Distribuidora A.



Fonte: Autoria própria.

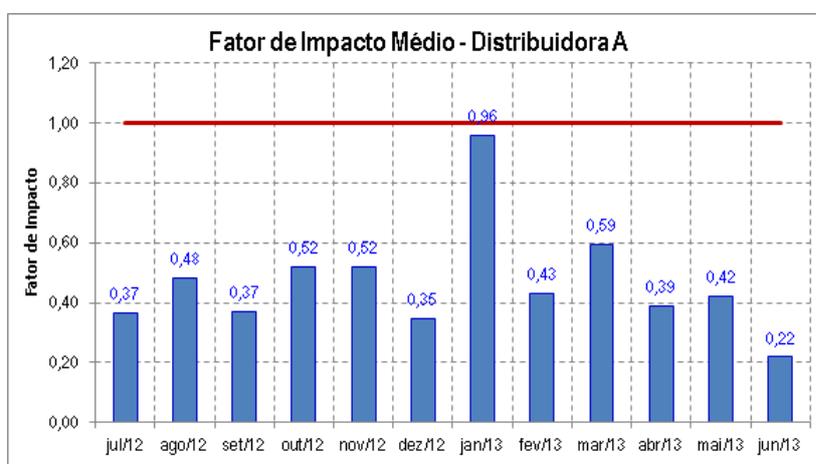
A despeito de se ter uma grande quantidade de barramentos com no mínimo uma violação mensal, na média, somente um barramento apresentou uma situação de contumaz transgressão carecendo de intervenções mais imediatas na rede elétrica de modo a se mitigar a(s) causa(s) dos eventos de VTCDs. A Figura 5.3 apresenta um histograma dos barramentos medidos em função da média anual dos fatores de impacto calculados.

Figura 5.3 – Distribuição dos fatores de impacto médios dos barramentos da Distribuidora A.

Fonte: Autoria própria.

Todavia, é importante perceber que mesmo havendo um único mês com valor de FI superior a 1,0 pu no subsistema da Distribuidora A, isto é um indicativo de que esta rede elétrica que atende determinadas unidades consumidoras pode apresentar um desempenho não satisfatório quanto à incidência de VTCDs, donde poderão surgir as reclamações advindas destas mesmas unidades consumidoras.

Trabalhando com a média mensal dos eventos para uma visão geral do comportamento do subsistema monitorado na Distribuidora A durante um ano completo de medição, chega-se à conclusão de que o mês de janeiro (período úmido) apresenta o maior FI, bastante próximo ao limite máximo adotado para o indicador, conforme demonstrado na Figura 5.4.

Figura 5.4 – Comportamento médio do FI ao longo de um ano na Distribuidora A.

Fonte: Autoria própria.

O fator de impacto médio geral da Distribuidora A considerando as médias anuais dos barramentos medidos é igual a 0,47 pu, e o percentil 95% é igual a 0,92 pu.

5.2.2. Fatores de Impacto na Distribuidora B

Similarmente ao que fora realizado para a Distribuidora A, a Figura 5.5 apresenta o indicador FI de cada período mensal de medição para cada barramento específico medido da Distribuidora B.

Figura 5.5 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora B. (continua)

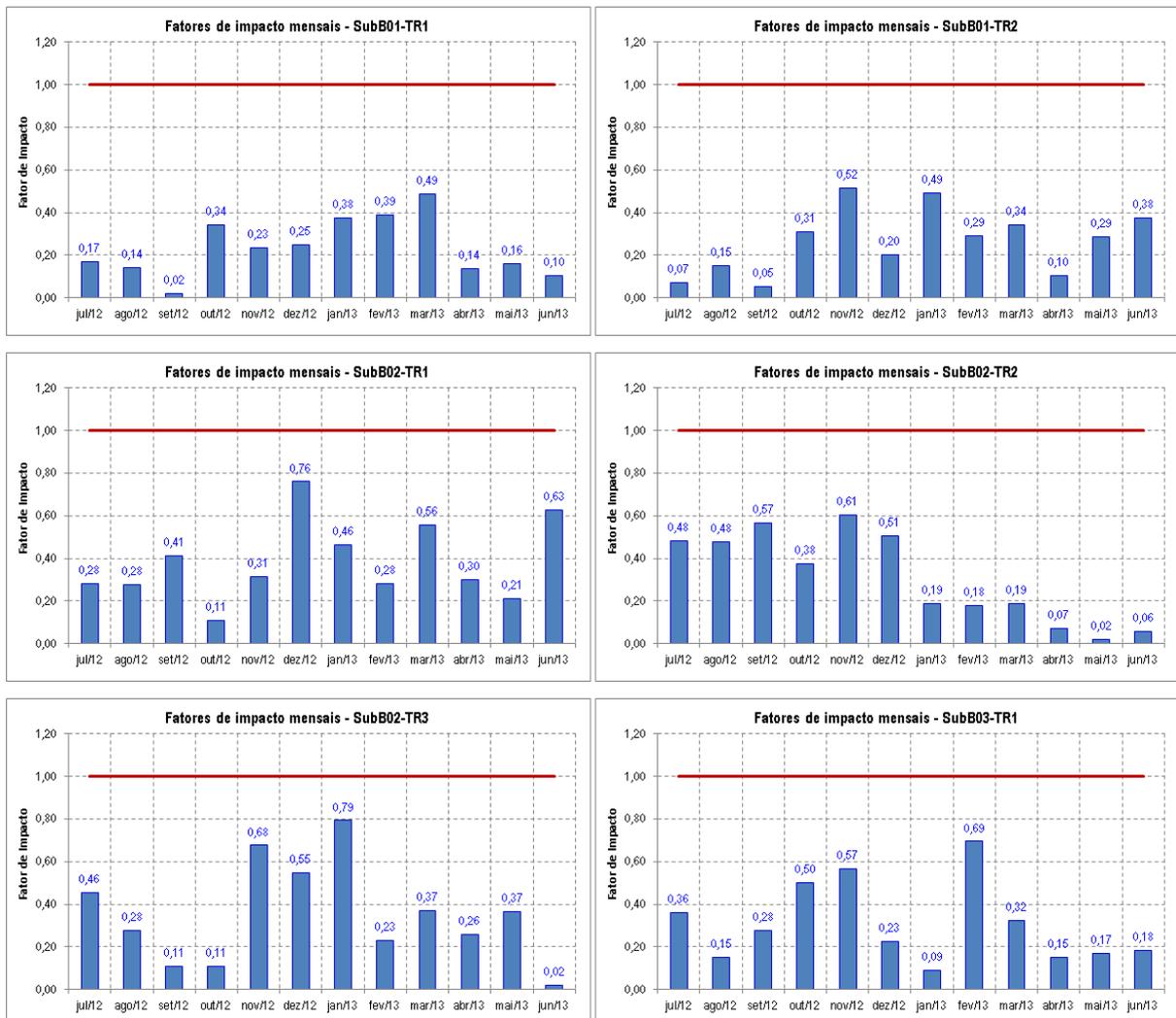


Figura 5.5 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora B. (continuação)



Figura 5.5 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora B. (continuação)

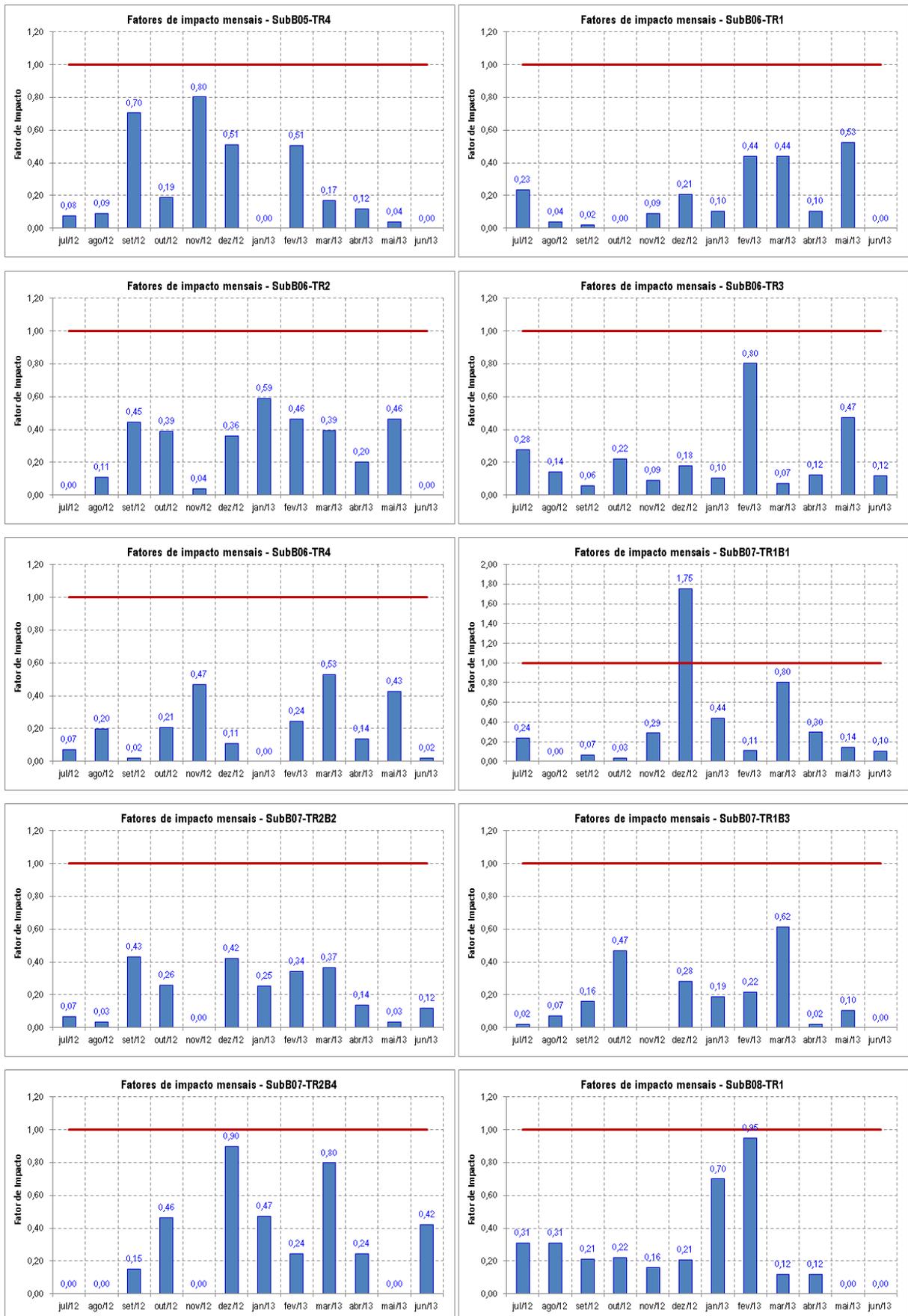
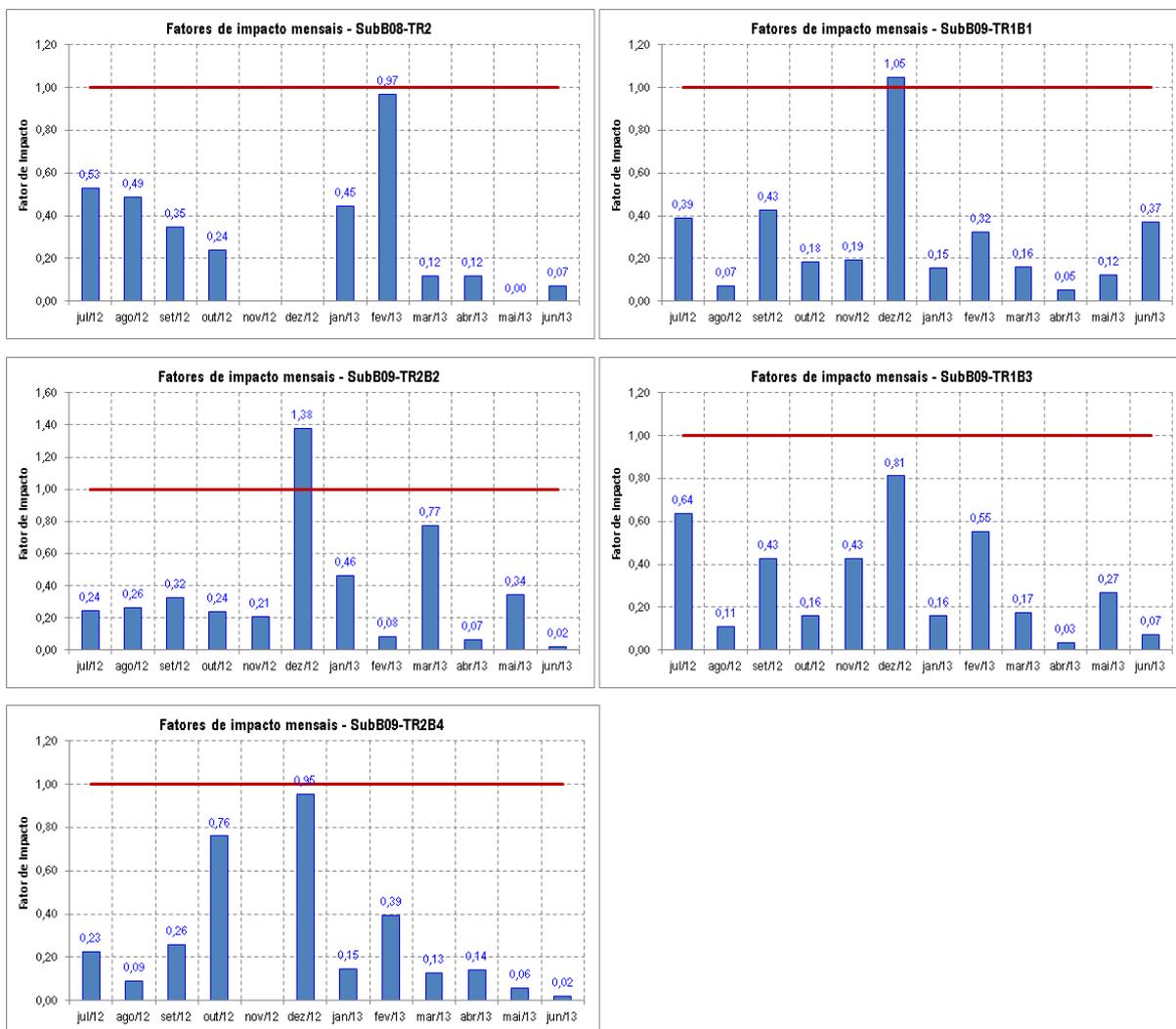


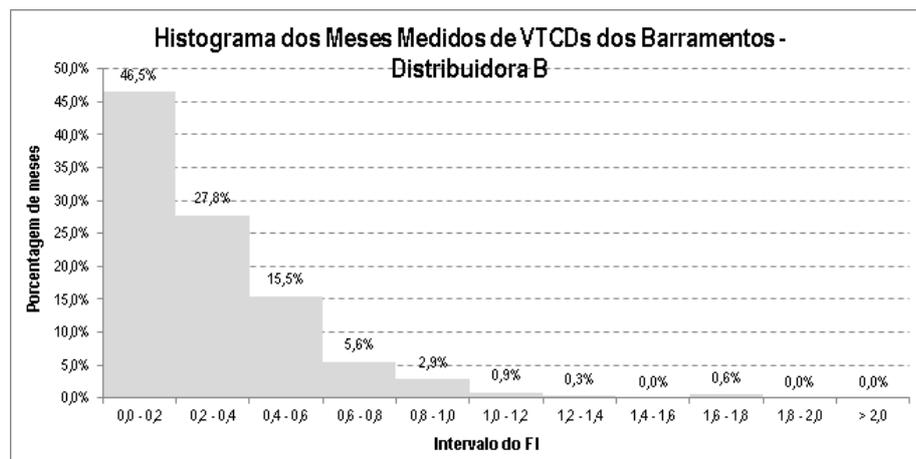
Figura 5.5 – Fatores de Impacto calculados mensalmente para os barramentos da Distribuidora B. (conclusão)



Fonte: Autoria própria.

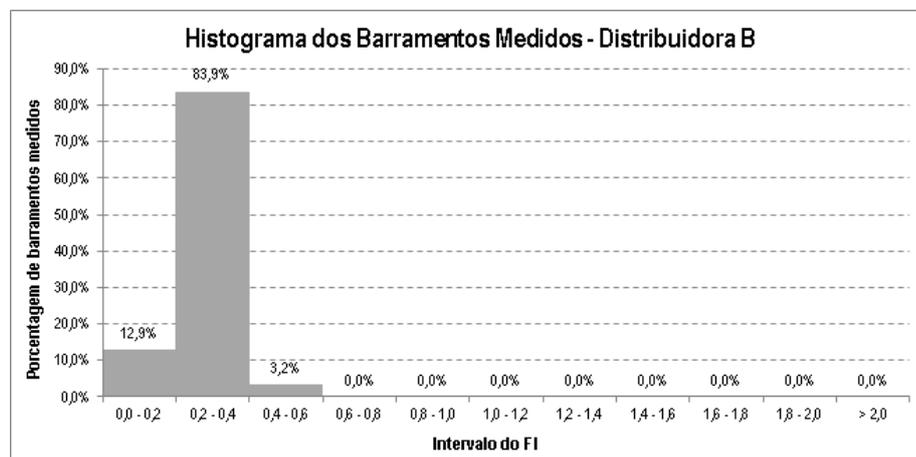
Para a Distribuidora B, observa-se que há uma menor quantidade de pontos de medição que possuem meses com violação do Fator de Impacto Máximo (FI_M) de 1,0 pu relativamente à Distribuidora A, colocando-a numa situação mais confortável para atendimento ao padrão proposto e às próprias unidades consumidoras. Tem-se que apenas 19% dos barramentos apresentaram a situação de que há um único mês com violação do indicador proposto.

A Figura 5.6 apresenta um histograma dos meses medidos referenciado aos fatores de impacto calculados para cada mês de cada barramento. Tem-se que somente 1,8% da associação dos meses com os barramentos monitorados apresentou violação do limite do FI de 1,0 pu, valor bastante inferior ao encontrado na Distribuidora A.

Figura 5.6 – Distribuição dos fatores de impacto dos meses medidos na Distribuidora B.

Fonte: Autoria própria.

Corroborando esta situação mais adequada de atendimento ao estabelecido na proposta da ANEEL, verifica-se que, na média anual, nenhum barramento da Distribuidora B apresentou-se com violação do indicador FI. A Figura 5.7 apresenta um histograma dos barramentos medidos em função da média anual dos fatores de impacto calculados. Percebe-se claramente a predisposição a um FI entre 0,2 pu e 0,4 pu nesse subsistema.

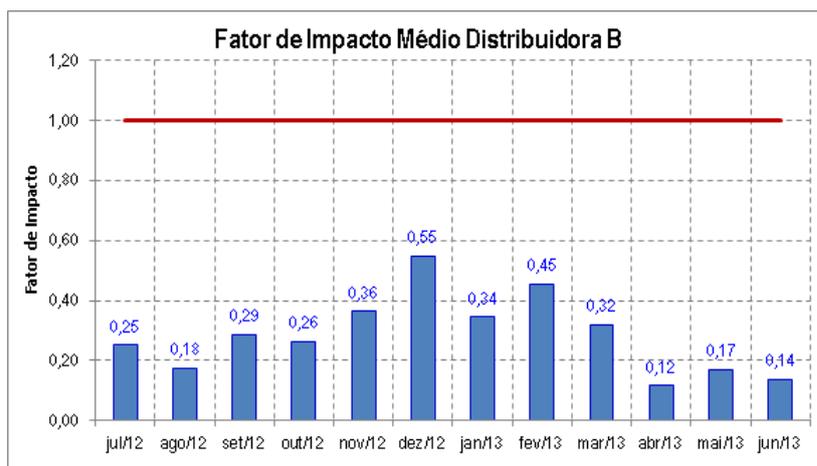
Figura 5.7 – Distribuição dos fatores de impacto médios dos barramentos da Distribuidora B.

Fonte: Autoria própria.

Esta situação de menor severidade do indicador predispõe a Distribuidora B a ter uma menor quantidade de reclamações que poderiam ser do tipo procedentes, apesar de se ter o prévio conhecimento que nesta há mais clientes industriais de “peso”, para os quais as consequências dos afundamentos de tensão tendem a ser mais danosos, justificando, em contrapartida, mais reclamações de clientes.

Trabalhando também a média mensal dos eventos, de modo a se ter uma visão geral do comportamento do subsistema monitorado na Distribuidora B durante um ano completo de medição, chega-se à conclusão de que o mês de dezembro apresenta o maior FI, porém com valor de 0,55 pu, um pouco acima da metade do limite máximo adotado para o indicador, conforme demonstrado na Figura 5.8.

Figura 5.8 – Comportamento médio do FI ao longo de um ano na Distribuidora B.



Fonte: Autoria própria.

O fator de impacto médio geral da Distribuidora B considerando as médias anuais dos barramentos medidos é igual a 0,28 pu, e o percentil 95% é igual a 0,38 pu, valores que mostram um atendimento realmente melhor que o da Distribuidora A.

5.2.3. Análise Comparativa dos Resultados e Avaliação Geral

Pelo resultado final obtido para os subsistemas das distribuidoras-alvo da avaliação, verifica-se que há uma considerável margem de segurança para a Distribuidora B, o que não ocorre para a Distribuidora A. Na prática, situações mais adversas no subsistema da Distribuidora A em períodos mais atípicos, reduções ou falhas na execução das manutenções preventivas, ou ainda futuras alterações nos fatores de ponderação das regiões de sensibilidade ou do Fator de Impacto Base, expõem tal concessionária a uma provável e frequente condição de violação do limite estabelecido pela ANEEL, tornando necessária a execução de ações corretivas visando eliminação das causas associadas às ocorrências e propiciando, futuramente, a possíveis penalidades, possivelmente o pagamento de

compensações financeiras aos consumidores afetados. Quanto às penalidades, a Nota Técnica nº 105/2014 não aponta sua aplicação nesse momento, podendo-se cogitar a adoção em revisões futuras, conforme recebimento de contribuições consistentes [47]. A referência [56] sugere que, após a consolidação dos procedimentos associados ao tema por parte das concessionárias, penalidades sejam consideradas pela ANEEL, que podem ser semelhantes ao que é estabelecido para as tensões em regime permanente (DRP e DRC) e à continuidade do serviço (DIC, FIC, DMIC e DICRI).

Deve-se atentar que, pela curva de frequência acumulada das durações dos afundamentos de tensão, bem como da análise mais detalhada das tabelas dos Apêndices A e B, os eventos têm maior duração no subsistema da Distribuidora A do que no da Distribuidora B. Portanto, enquanto na Distribuidora B há maior concentração de afundamentos de tensão nas regiões de sensibilidade B e C, a Distribuidora A possui mais eventos na região D. Da mesma sorte, a Distribuidora A também possui uma quantidade maior (2,5 vezes superior à da Distribuidora B) de afundamentos na região F, cujo fator de ponderação é o mais elevado. Os quantitativos totais de VTCDs por regiões de sensibilidade são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 Quantidade de VTCDs nas distribuidoras por região de sensibilidade.

Região de Sensibilidade	Distribuidora A	Distribuidora B
A	2161	1255
B	304	638
C	99	216
D	664	310
E	268	269
F	339	132
G	403	59
H	28	2
I	39	15
TOTAL	4305	2896

Fonte: Autoria própria.

Tal situação converge, então, para fatores de impacto maiores na Distribuidora A. Assim, é de grande importância que haja atuações mais rápidas da proteção também nas redes de distribuição de energia, como forma de melhorar o FI associado ao sistema elétrico.

Nesta mesma linha com a instalação de mais dispositivos de proteção ao longo das redes elétricas (como religadores de linha) com a devida coordenação e seletividade, além de se promover indicadores de continuidade do fornecimento (DEC e FEC) menores nos

conjuntos ANEEL, também é possível reduzir a duração de determinados curtos-circuitos que ocorrem distantes das fontes, podendo-se melhorar o FI do sistema.

Outro fator importante quanto à obtenção de um FI menor na Distribuidora B diz respeito, como já apontado, ao fato de se ter alimentadores mais curtos com subestações mais próximas umas das outras e em níveis de tensão primários de todos os transformadores elevados, dentro da malha principal da concessionária, o que eleva o nível de curto-circuito e reduz a área de vulnerabilidade a que estão sujeitos. A Distribuidora A possui alimentadores mais longos, passando por extensas áreas rurais e com cabos aéreos nus e subestações distantes, algumas delas fora da malha principal da concessionária, fazendo parte de sistemas regionais radiais. Assim, a área de vulnerabilidade aumenta, ao ponto de ser possível que eventos em uma subestação possam também afetar subestações vizinhas quando em níveis de tensão primária mais baixos, como 34,5 kV. Portanto a proximidade das subestações, a redução da quilometragem dos troncos dos alimentadores e dos seus ramais, o investimento em redes protegidas e o suprimento das subestações em tensões mais elevadas são ações que podem se traduzir em menores áreas de vulnerabilidade, menor quantidade de pontos passíveis de defeitos e elevação do nível de curto-circuito, propiciando menor quantidade de faltas e, possivelmente, quando existentes, de maior magnitude de tensão residual, considerando que a maioria das VTCDs são afundamentos de tensão, conforme resultado do monitoramento.

Quanto à ocorrência de reclamações, estas estão sujeitas a vários fatores, dentre os quais a quantidade de eventos percebidos num determinado período, a sensibilidade das cargas conectadas à rede elétrica e às perdas associadas aos problemas ocasionados pelas VTCDs. Estes são fatores técnico-econômicos, mas também fatores socioculturais podem estar associados às reclamações de clientes. Normalmente os clientes industriais são os mais afetados pela ocorrência de VTCDs. Muitas vezes a ocorrência de um único evento pode justificar a reclamação de uma unidade consumidora ou um grupo delas atendida em um determinado ponto do sistema elétrico de uma concessionária. Por outro lado, em outra parte do sistema, uma série de eventos pode ser desconsiderada por outro grupo de unidades consumidoras. De qualquer forma, é exatamente quando ocorrem as reclamações dos clientes que o sistema elétrico que os atende necessita apresentar um FI inferior a 1,0 pu para garantir que o atendimento é adequado frente ao indicador. Como se percebe, no subsistema da Distribuidora A, há uma boa chance de reclamações serem procedentes, haja vista a quantidade de barramentos medidos que apresentaram alguma violação do indicador.

Dado que os indicadores dizem respeito às medições de VTCDs realizadas nos barramentos de 15 kV das subestações, há uma tendência que medições realizadas nas próprias unidades consumidoras, as quais são realmente os pontos importantes do sistema a serem monitorados, apresentem valores superiores aos que foram calculados a partir das medições realizadas. Isto ocorre em função de se ter um nível de curto-circuito menor e a grande probabilidade de uma maior proximidade dos pontos de falta. Além disso, faltas que não necessariamente sensibilizem os medidores instalados no barramento das subestações ou que possam produzir afundamentos de tensão na região de sensibilidade A podem proporcionar eventos em outras regiões cujos fatores de ponderação os contabilizem.

Há ainda outros pontos além dos que foram apresentados neste documento que estão sob o crivo da ANEEL após as contribuições recebidas de várias entidades (ABRACE, ABRADÉE, concessionárias, universidades, etc.), como monitoramento contínuo de QEE, incluindo as VTCDs em barramentos de subestações com mais de 25MVA de potência instalada, a possibilidade de solicitação de medições de VTCDs por parte dos clientes de média e alta tensão com procedimento para atendimento às solicitações (medições eventuais de 30 dias) e medições amostrais do fenômeno pelo período de 07 dias em consumidores aleatórios apontados pela ANEEL [49].

Tanto grandes clientes como concessionárias entendem como adequada a criação do indicador FI, ainda que para os últimos parem uma série de dúvidas quanto à obtenção dos fatores de ponderação. Todavia há divergências entre estes. Grandes clientes apontam que interrupções de longa duração ou de curta duração possuem efeitos semelhantes, que inclusive, em alguns casos, interrupções programadas por horas são menos impactantes que afundamentos de tensão de apenas alguns ciclos e que os quantitativos de interrupções permitidas e o Fator de Impacto Máximo estabelecido pela nova proposta para o PRODIST estão destoantes das suas reais necessidades. Concessionárias, por sua vez, acreditam ser incipiente ainda a adoção de um limite definido com base em poucas informações de apenas algumas distribuidoras, devendo ser, aos poucos, criado um banco de dados com os registros dos eventos de forma a serem observadas a sazonalidade e a regionalidade dos mesmos, para depois ser discutida a criação de limites [57].

De qualquer forma, tanto clientes industriais já instalados como em processo de implantação de plantas fabris têm levantado questões e demandado dados referentes aos registros de VTCDs das concessionárias como forma de buscar adequar processos, prever mecanismos de mitigação e avaliar locais de instalação mais adequados, com menores incidências de eventos. Outro ponto que pode ser citado que tende a ter melhor

equacionamento e maior assertividade com as medições de VTCDs diz respeito às análises de ressarcimento de danos elétricos e demandas judiciais envolvendo perda de produtividade (lucro cessante) e também queima de equipamentos.

Deve-se ter em mente que o modelo do setor elétrico brasileiro se baseia, entre outros pontos, em modicidade tarifária e investimentos prudentes. Portanto, se há necessidade de um fornecimento de energia elétrica com menores impactos das VTCDs ou de qualquer outro parâmetro de QEE além daquilo que é estabelecido pela regulamentação brasileira, o próprio impactado é quem deve cuidar das adequações necessárias para obter a mitigação dos eventos e os resultados esperados, e muitas vezes com custos bem aquém daqueles que seriam gastos caso as melhorias coubessem às concessionárias. Neste aspecto, a proposta de criação do indicador é tecnicamente viável e se mostra bastante adequada para mediação entre concessionárias e unidades consumidoras. Torna-se possível, com o indicador, mensurar o fenômeno e, com o limite associado, identificar quando é necessária a atuação da concessionária no intuito de promover melhorias em suas redes e quando não.

CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES

Conforme já relatado, as VTCDs possuem grande relevância no setor elétrico devido seu grande impacto econômico-financeiro, especialmente na operação industrial. Este fenômeno tem grande representatividade nos custos das perdas, merecendo destaque entre os problemas de QEE. As medições de VTCDs representam importante papel nos sistemas de distribuição, subsidiando estudos de proteção e de qualidade da energia elétrica dentro das concessionárias, bem como auxiliando decisões de planejamento estratégico e de investimento.

Como as próprias medições apontam, não são raras as situações em que para um mesmo barramento em um determinado mês tenha-se 5 a 10 eventos e em outro mês tenha-se 40, 50 ou mais eventos de VTCD. Considerando que os curtos-circuitos são o principal motivador das VTCDs, e que muitas são as causas que podem provocá-los num sistema de distribuição, a previsão das ocorrências para um determinado mês é bastante difícil. Períodos com mais presença de temporais com ventos e descargas atmosféricas, insuficiência de manutenções na rede elétrica para eliminação de situações de risco, tais como árvores próximas à rede, maresia sobre isoladores ou componentes deteriorados, ou ainda defeitos em equipamentos da rede elétrica podem provocar meses com muitos eventos.

De uma forma geral a medição das VTCDs nos barramentos das duas distribuidoras apontou que os afundamentos de tensão são fortemente predominantes, e que 75% dos eventos encontram-se dentro do envelope de tolerância da curva ITIC. Portanto, somente um em cada quatro eventos mostra-se capaz de provocar falhas na operação ou danos nos dispositivos que tenham a capacidade de funcionamento conduzida por esta curva para os VTCDs.

Normas internacionais conceituam o fenômeno e apresentam metodologia de registro e análise dos eventos, mas, em vigor, apenas uma apresenta limites a serem seguidos pelas concessionárias e discutidos entre os agentes do setor elétrico: a norma sul-africana (NRS 048-2). O setor elétrico brasileiro está em vias de se posicionar frente à questão em relação a uma metodologia própria de quantificação e avaliação do fenômeno e proposição de um indicador, o Fator de Impacto (FI), e de um limite a ser adotado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em seus barramentos de média e de alta tensão, bem como em

unidades consumidoras, através da proposta da Consulta Pública nº 018/2014 para revisão do Módulo 8 do PRODIST.

A criação do indicador Fator de Impacto e de toda a metodologia de avaliação das VTCDs representa um grande passo que o setor elétrico brasileiro dá em nível internacional na regulamentação do fenômeno, mesmo que alguns ajustes venham a ser realizados. Com a criação do indicador passa-se a ter um parâmetro norteador de ações e investimentos relativos ao fenômeno e delimitador de responsabilidades.

O estudo, além da realização de medições de VTCDs, realizou a análise dos resultados medidos em 61 barramentos de duas concessionárias utilizando a metodologia proposta para o Módulo 8 do PRODIST. A proposta se mostra bastante consistente, apresentando um indicador único que torna fácil a comparação entre barramentos ou sistemas inteiros, inclusive através de médias, percentis e possíveis avaliações de tendências. Mas a realidade das concessionárias avaliadas aponta que há espaço para melhorias que podem ser implementadas na operação e manutenção dos sistemas elétricos com intuito de trazer o indicador Fator de Impacto a valores abaixo do limite estabelecido para todos os barramentos e em todos os períodos de medição. A análise mostrou que uma série de barramentos apresentou algum dos meses com violação do limite de FI_M igual a 1,0 pu (notadamente na Distribuidora A), apontando que o fornecimento de energia elétrica a partir das redes correspondentes pode se apresentar aquém das necessidades reais dos clientes. Esta situação justifica e torna procedentes as reclamações advindas destes, algo que se busca evitar.

REFERÊNCIAS

- [1] POLYCARPOU, A. Power quality and voltage sag indices in electrical power systems. In: ROMERO, G. (Org.). **Electrical generation and distribution systems and power quality disturbances**. Rijeka: InTech, 2011. p. 139-160.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional: módulo 1: introdução**, revisão 5. Brasília, 2012.
- [3] GARCIA, F. R.; SILVA JÚNIOR, I. D. Eficiência energética x qualidade de energia. In: ABINEE TEC 2008, 2008, Belo Horizonte. **Apresentações...** Disponível em: <http://www.tec.abinee.org.br/2008/arquivos/20a2_2.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2015.
- [4] BRONZEADO, H. S. et al. Uma proposta de nomenclatura nacional de termos e definições. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, ano 26, n. 288, p. 50-56, 1998.
- [5] MOREIRA, L.; DELGADO, J.; ALMEIDA A. T. Power quality problems and new solutions. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE POWER AND POWER QUALITY, 2003, Vigo. **Anais...** Vigo: [s.n.], 2003.
- [6] REDAÇÃO DA ELETRICIDADE MODERNA. Vem aí os novos direitos do consumidor de energia. **Eletricidade Moderna**, São Paulo, ano 26, n. 288, p. 58-92, 1998.
- [7] CHAPMAN, D. **Guia de aplicação de qualidade de energia: os custos da má qualidade de energia**. Tradução do Instituto Brasileiro do Cobre. São Paulo: ProCobre, 2002. Disponível em: <http://procobre.org/pt/ddownload_category/qualidade-da-energia-eletrica/>. Acesso em: 23 jun. 2015.
- [8] LINEWEBER, D.; MCNULTY, S. **The cost of power disturbances to industrial & digital economy companies**. 2001. Relatório submetido ao EPRI's Consortium for Electric Infrastructure for a Digital Society. Disponível em: <<http://www.onpower.com/pdf/EPRICostOfPowerProblems.pdf>>. Acesso em: 23 jun. 2015.
- [9] MACEDO JÚNIOR, J. R. **Responsabilidades associadas à qualidade da energia elétrica: a visão das distribuidoras**. 2005. Apresentação realizada na seção plenária do VI Seminário Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica, em Belém.
- [10] BRUMSICKLE, B. **Protecting your equipment through power quality solutions**. 2012. Apresentação da Rockwell Automation.
- [11] BOLLEN, M. H. J. **Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions**. New York: IEEE Press on Power Engineering, 2000.

-
- [12] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-4-30/2008**: electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: testing and measurement techniques - power quality measurement methods. Geneva, 2008.
- [13] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1159-2009**: IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. New York, 2009.
- [14] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de rede**: submódulo 2.8: gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes. Rio de Janeiro, 2010.
- [15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**: módulo 8: qualidade da energia elétrica, revisão 6. Brasília, 2014.
- [16] SINUS QUALITY ON ELECTRIC POWER. **Qualidade de energia elétrica**. [S.I.: s.n.], 2001. Disponível em: <<http://www.sinus-pq.dei.uminho.pt/>>. Acesso em 29 ago. 2014.
- [17] BINGHAM, R. P. **Sags and swells**. 1998. Relatório da Dranetz-BMI.
- [18] THE DRANETZ-BMI field handbook for power quality analysis. New Jersey: Dranetz-BMI, 1998.
- [19] RAMOS, A. J. P. **Avaliação da qualidade da energia elétrica**: estado da arte e proposição de indicadores: relatório final 3. Recife, 2000. Relatório preparado para a Agência Nacional de Energia Elétrica.
- [20] DUGAN, R. C. et al. **Electrical power systems quality**. 2nd ed. New York: McGraw-Hill, 2002.
- [21] POMILIO, J. A.; DECKMANN, S. M. **Avaliação da qualidade da energia elétrica**. 2010. Apostila da pós-graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a6.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2014.
- [22] ALVES, M. F.; RIBEIRO, T. N. Voltage sag: an overview of IEC and IEEE standards and application criteria. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1999, New Orleans. **Anais...** New Orleans: IEEE, 1999. v. 2. p. 585-589.
- [23] BECKER, C. et al. Proposed chapter 9 for predicting voltage sags (dips) in revision to IEEE Std 493, the Gold Book. In: INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS TECHNICAL CONFERENCE, 1998, St. Petersburg. **Anais...** St. Petersburg: IEEE, 1998. p. 43-51.

-
- [24] RAMOS, A. J. P. **Monitoração, avaliação e controle da qualidade da energia elétrica**: relatório parcial 2: Protocolo de medição e monitoração. Recife, 2000. Relatório preparado para a Agência Nacional de Energia Elétrica.
- [25] RAMOS, A. J. P. **Monitoração, avaliação e controle da qualidade da energia elétrica**: relatório parcial 1: Procedimentos de medição e monitoração. Recife, 2000. Relatório preparado para a Agência Nacional de Energia Elétrica.
- [26] PAULILLO, G. et al. Variações de tensão de curta duração - Parte I. **O Setor Elétrico**, São Paulo, n. 88, p. 36-47, 2013.
- [27] HANZELKA, Z. Voltage dips and short supply interruptions. In: BAGGINI, A. (Org.). **Handbook of power quality**. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd, 2008. p. 79-134.
- [28] MCGRANAGHAN, M. F.; MUELLER, D. R.; SAMOTYJ, M. J. Voltage sags in industrial systems. In: INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS TECHNICAL CONFERENCE, 1991, Memphis. **Anais...** Memphis: IEEE, 1991. p. 18-24.
- [29] ROSS, R. P. et al. Afundamentos de tensão de curta duração: análise das áreas de vulnerabilidade. **Eletricidade Moderna**, n. 302, p. 212-218, 1999.
- [30] RAMOS, A. J. P.; LIRA, D. P. C. P. Efeitos do carregamento do Sistema de transmissão sobre o fornecimento. **Eletricidade Moderna**, n. 302, p. 86-94, 1999.
- [31] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1564-2014**: IEEE guide for voltage sag indices. New York, 2014.
- [32] BOLLEN, M. H. J.; SABIN, D. D. International coordination for voltage sag indices. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. **Anais...** San Francisco: IEEE, 2005. v. 3. p. 2217-2222.
- [33] DIGITALIZAÇÃO de um sinal analógico. [S.I.: s.n., s.d.]. Disponível em: <<http://www.qsl.net/py4zbx/teoria/digitaliz.htm>>. Acesso em: 12 out. 2014.
- [34] IAZZETTA, F. **Áudio digital**. [S.I.: s.n., s.d.]. Disponível em: <http://www2.eca.usp.br/prof/iazzetta/tutor/audio/a_digital/a_digital.html>. Acesso em: 12 out. 2014
- [35] CARAMIA, P.; CARPINELLI, G.; VERDE, P. **Power quality indices in liberalized markets**. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd, 2009.
- [36] STANDARDS SOUTH AFRICA. **NRS 048-2:2003**: Electricity supply - quality of supply part2: voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods. Johannesburg, 2003.
- [37] POWER quality indices and objectives. Joint Working Group CIGRÉ C4.07/CIRED. [S.I.], 2004.

-
- [38] LEBORGNE, R. C. **Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão**. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.
- [39] THALLAM, R. S.; HEYDT, G. T. Power acceptability and voltage sag indices in the three phase sense. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. **Anais...** Seattle: IEEE, 2000. v. 2. p. 905-910.
- [40] BOLLEN, M. H. J.; QADER, M. R.; ALLAN, R. N. Stochastic and statistical assessment of voltage dips. In: IEE COLLOQUIUM ON TOOLS AND TECHNIQUES FOR DEALING WITH UNCERTAINTY, 1998, London. **Anais...** London: IET, 1998.
- [41] NUNES JÚNIOR, M. A. S. **Análise de sensibilidade das variáveis de influência em afundamentos de tensão utilizando projeto e análise de experimentos (DOE)**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.
- [42] CBEMA Curve: the power acceptability curve for computer business equipment. [S.I.: s.n.], 2011. Disponível em: <<http://www.powerqualityworld.com/2011/04/cbema-curve-power-quality-standard.html>>. Acesso em: 22 out. 2014.
- [43] ITIC Curve: the power acceptability curve for information technology equipment. [S.I.: s.n.], 2011. Disponível em: <<http://www.powerqualityworld.com/2011/04/itic-power-acceptability-curve.html>>. Acesso em: 22 out. 2014.
- [44] SEMI F47: specification for semiconductor processing equipment voltage sag immunity. [S.I.: s.n.], 2011. Disponível em: <<http://www.powerqualityworld.com/2011/04/semi-f47-semiconductor-voltage-sag.html>>. Acesso em: 22 out. 2014.
- [45] KUSKO, A.; THOMPSON, M. T. **Power quality in electrical systems**. New York: McGraw-Hill, 2007.
- [46] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos para audiência e consulta pública**. Brasília, [s.d.]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Procedimentos%20AP-CP.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2015.
- [47] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota técnica nº 0105/2014-SRD/ANEEL**. Brasília, 2014.
- [48] OLIVEIRA, J. C.; MACEDO JR., J. R.; DELAIBA, A. C. **Relatório técnico 1/8-Revisão bibliográfica**: regulamentos e normas internacionais e principais pesquisas já realizadas no Brasil e no exterior. Uberlândia, 2014.
- [49] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**: módulo 8: qualidade da energia elétrica, revisão X. Brasília, 2014.

-
- [50] OLIVEIRA, J. C.; MACEDO JR., J. R.; DELAIBA, A. C. **Relatório técnico 2/8- Indicadores da qualidade do produto**: definição dos indicadores para os fenômenos desequilíbrio de tensão, harmônicos, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração. Uberlândia, 2014.
- [51] OLIVEIRA, J. C.; MACEDO JR., J. R.; DELAIBA, A. C. **Relatório técnico 4/8- Definição de padrões de referência**: distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão e variações de tensão de curta duração. Uberlândia, 2014.
- [52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2012.
- [53] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **SEL-734 advanced metering system**: instruction manual. Washington: SEL, 2010.
- [54] CARVALHO FILHO, J. M. **Proposição de padrões de referência para indicadores de variações de tensão de curta duração em sistemas de distribuição**: relatório técnico extra: operação e configuração do qualímetro SEL-734. Itajubá, 2011.
- [55] CARVALHO FILHO, J. M. **Proposição de padrões de referência para indicadores de variações de tensão de curta duração em sistemas de distribuição**: 3º Relatório técnico vol. 1: metodologia utilizada para tratamento das medições de VTCDs e para apresentação de resultados. Itajubá, 2013.
- [56] OLIVEIRA, J. C.; MACEDO JR., J. R.; DELAIBA, A. C. **Relatório técnico 5/8- Definição dos procedimentos para acompanhamento da qualidade do produto**: distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão e variações de tensão de curta duração. Uberlândia, 2014.
- [57] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Consulta pública nº 018/2014**: contribuições recebidas da ANEEL. Brasília, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=269>. Acesso em: 2 jun. 2015.

APÊNDICE A – Tabelas de Quantificação de VTCDs na Distribuidora A

As Tabelas A.1 a A.30 apresentam a frequência de VTCDs por faixas de magnitude e duração medidos durante o período de medição nos barramentos da Distribuidora A.

Tabela A.1 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA01-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	33	39	16	23	2	4	1	0	118
(0,80 - 0,85]	10	17	7	3	6	1	0	0	44
(0,70 - 0,80]	22	10	6	8	2	4	0	0	52
(0,60 - 0,70]	4	5	1	3	0	1	1	0	15
(0,50 - 0,60]	1	1	0	0	0	3	0	0	5
(0,40 - 0,50]	0	2	2	1	1	0	0	0	6
(0,30 - 0,40]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,20 - 0,30]	0	0	0	1	2	0	0	0	3
(0,10 - 0,20]	0	0	1	2	1	0	0	0	4
<0,10	0	0	1	0	0	0	0	0	1
SubA01-TR1	70	74	34	41	14	13	3	0	249

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.2 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA02-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	5	6	4	4	2	1	1	0	23
(0,80 - 0,85]	7	0	1	1	1	1	0	0	11
(0,70 - 0,80]	7	3	2	2	2	0	0	0	16
(0,60 - 0,70]	9	3	0	1	0	0	0	0	13
(0,50 - 0,60]	4	0	0	1	0	0	0	0	5
(0,40 - 0,50]	2	2	2	2	1	0	0	0	9
(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	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	0	0	0	0	0	1	0	1
SubA02-TR2	34	14	10	11	6	2	2	0	79

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.3 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA03-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	4	10	5	1	8	4	0	0	32
(0,80 - 0,85]	3	0	6	5	7	3	0	0	24
(0,70 - 0,80]	2	1	3	0	1	4	0	0	11
(0,60 - 0,70]	0	0	0	1	1	1	0	0	3
(0,50 - 0,60]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,40 - 0,50]	0	0	2	0	0	0	0	0	2
(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
SubA03-TR1	9	11	16	7	17	12	0	0	72

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.4 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA04-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
(0,85 - 0,90]	10	9	4	3	0	4	0	0	30
(0,80 - 0,85]	2	2	2	3	1	3	0	0	13
(0,70 - 0,80]	2	2	2	1	1	1	0	0	9
(0,60 - 0,70]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,50 - 0,60]	0	1	0	1	1	2	0	0	5
(0,40 - 0,50]	0	0	0	1	6	1	0	0	8
(0,30 - 0,40]	0	0	2	0	2	0	0	0	4
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	3	0	1	0	0	0	4
<0,10	0	1	0	1	0	0	0	0	2
SubA04-TR1	14	15	15	11	12	11	0	0	78

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.5 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA05-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	2	0	2
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	2	0	2
(0,85 - 0,90]	28	18	9	8	3	0	1	1	68
(0,80 - 0,85]	9	8	2	1	4	1	0	0	25
(0,70 - 0,80]	27	6	8	4	3	4	0	0	52
(0,60 - 0,70]	12	4	5	6	13	6	1	0	47
(0,50 - 0,60]	3	3	8	4	6	0	0	0	24
(0,40 - 0,50]	0	1	5	6	6	0	0	0	18
(0,30 - 0,40]	0	1	2	2	0	0	0	0	5
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	1	1	0	0	0	0	0	2
SubA05-TR2	79	42	41	31	35	11	6	1	246

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.6 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA06-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	1	0	0	1
(0,85 - 0,90]	19	24	9	6	7	4	0	0	69
(0,80 - 0,85]	23	19	14	1	5	1	0	1	64
(0,70 - 0,80]	5	5	15	11	4	0	0	0	40
(0,60 - 0,70]	1	3	8	4	8	0	0	0	24
(0,50 - 0,60]	0	2	1	2	1	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	2	2	0	2	1	0	0	0	7
(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	1	0	0	0	1	0	0	2
<0,10	0	2	1	0	1	0	0	0	4
SubA06-TR2	50	58	48	26	27	7	0	1	217

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.7 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA07-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	17	18	10	3	2	1	1	0	52
(0,80 - 0,85]	14	12	5	3	3	3	1	0	41
(0,70 - 0,80]	4	14	1	9	3	3	3	0	37
(0,60 - 0,70]	2	4	2	2	0	1	0	0	11
(0,50 - 0,60]	2	0	0	0	3	2	0	0	7
(0,40 - 0,50]	0	0	1	2	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	1	1	0	2	1	0	0	0	5
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	1	2	0	0	0	0	3
<0,10	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SubA07-TR2	40	49	20	23	12	11	6	0	161

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.8 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA08-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	40	16	9	14	9	2	1	0	91
(0,80 - 0,85]	3	4	10	4	8	2	1	0	32
(0,70 - 0,80]	5	4	4	1	4	2	0	0	20
(0,60 - 0,70]	2	2	2	0	0	2	1	0	9
(0,50 - 0,60]	0	0	3	2	2	3	0	0	10
(0,40 - 0,50]	0	0	3	0	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	1	0	2	2	0	0	0	5
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	1	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubA08-TR1	50	27	32	23	26	11	4	0	173

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.9 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA08-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	36	14	8	13	9	3	2	0	85
(0,80 - 0,85]	3	5	10	4	8	2	0	0	32
(0,70 - 0,80]	6	3	4	1	4	2	0	0	20
(0,60 - 0,70]	1	1	2	0	0	2	1	0	7
(0,50 - 0,60]	0	1	3	2	2	3	0	0	11
(0,40 - 0,50]	0	0	3	0	1	0	0	0	4
(0,30 - 0,40]	0	0	0	2	1	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	1	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	1	0	0	2
<0,10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubA08-TR2	46	24	31	22	26	13	4	0	166

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.10 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA09-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(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
SubA09-TR2	24	14	23	9	8	4	0	1	83

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.11 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA10-TR1+2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	4	2	0	7	2	1	0	0	16
(1,10 - 1,15]	13	9	4	3	0	1	0	0	30
(0,85 - 0,90]	20	26	0	2	2	0	0	0	50
(0,80 - 0,85]	17	6	3	4	3	6	0	0	39
(0,70 - 0,80]	8	0	3	1	5	1	0	0	18
(0,60 - 0,70]	0	2	0	3	15	1	0	0	21
(0,50 - 0,60]	0	0	4	2	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	1	2	2	1	0	0	0	6
(0,30 - 0,40]	0	1	0	1	0	0	0	0	2
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	1	0	0	0	0	0	1
SubA10-TR1+2	62	47	17	26	28	10	0	0	190

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.12 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA11-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	2	0	2	4
(0,85 - 0,90]	45	34	10	6	7	4	3	0	109
(0,80 - 0,85]	25	16	3	7	8	10	3	0	72
(0,70 - 0,80]	17	5	3	3	6	14	0	0	48
(0,60 - 0,70]	2	1	0	2	0	6	0	0	11
(0,50 - 0,60]	0	0	1	0	4	3	1	0	9
(0,40 - 0,50]	0	0	0	0	2	2	0	0	4
(0,30 - 0,40]	0	1	0	3	7	2	0	0	13
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	1	0	1	0	0	0	0	2
SubA11-TR2	89	58	18	22	34	43	7	2	273

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.13 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA12-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	25	16	18	1	5	10	0	0	75
(0,80 - 0,85]	16	3	2	5	5	5	0	0	36
(0,70 - 0,80]	5	2	7	2	7	4	0	0	27
(0,60 - 0,70]	1	2	1	2	1	0	0	0	7
(0,50 - 0,60]	1	1	1	1	1	0	0	0	5
(0,40 - 0,50]	0	1	1	3	2	0	0	0	7
(0,30 - 0,40]	0	0	0	3	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	0	2	0	0	0	0	0	2
<0,10	0	0	1	0	0	0	0	0	1
SubA12-TR1	48	25	33	19	21	19	0	0	165

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.14 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA12-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	40	12	6	3	0	1	0	0	62
(0,80 - 0,85]	17	8	3	4	1	1	0	0	34
(0,70 - 0,80]	8	2	10	3	2	4	0	0	29
(0,60 - 0,70]	0	1	4	2	1	1	0	0	9
(0,50 - 0,60]	0	0	1	3	3	0	0	0	7
(0,40 - 0,50]	0	0	0	1	2	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	0	0	1	2	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	1	0	0	0	0	0	0	1
SubA12-TR2	65	24	25	17	11	7	0	0	149

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.15 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA13-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	1	0	0	0	0	0	1	2
(0,85 - 0,90]	45	53	27	8	5	1	0	0	139
(0,80 - 0,85]	34	6	8	4	3	10	0	0	65
(0,70 - 0,80]	14	4	4	6	3	6	0	0	37
(0,60 - 0,70]	10	1	10	10	3	1	0	0	35
(0,50 - 0,60]	0	1	3	1	0	1	0	0	6
(0,40 - 0,50]	2	3	0	1	2	0	0	0	8
(0,30 - 0,40]	0	0	2	0	1	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	1	1	2	0	0	0	0	4
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<0,10	0	2	2	0	1	0	0	0	5
SubA13-TR1	105	72	57	32	19	19	0	1	305

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.16 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA14-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	2	1	3
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	20	23	6	8	1	1	0	0	59
(0,80 - 0,85]	25	20	7	6	3	5	0	0	66
(0,70 - 0,80]	17	23	7	7	8	0	0	0	62
(0,60 - 0,70]	1	4	3	6	4	1	1	0	20
(0,50 - 0,60]	1	1	0	0	0	0	0	0	2
(0,40 - 0,50]	1	0	0	0	0	0	0	0	1
(0,30 - 0,40]	0	1	1	2	0	0	0	0	4
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	1	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	1	1	0	0	0	0	0	2
SubA14-TR1	65	73	25	30	17	7	3	1	221

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.17 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA15-TR3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(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
SubA15-TR3	43	22	17	12	14	10	0	0	118

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.18 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA16-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	1	0	0	1
(0,85 - 0,90]	20	22	14	6	1	3	1	0	67
(0,80 - 0,85]	4	11	11	2	3	1	0	0	32
(0,70 - 0,80]	1	5	10	8	3	1	0	0	28
(0,60 - 0,70]	0	4	7	1	5	8	0	0	25
(0,50 - 0,60]	0	1	0	1	5	0	0	0	7
(0,40 - 0,50]	2	4	0	0	1	0	0	0	7
(0,30 - 0,40]	1	1	1	1	0	0	0	0	4
(0,20 - 0,30]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	3	0	1	0	0	0	4
SubA16-TR1	28	49	47	19	19	14	1	0	177

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.19 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA17-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	2	1	3
(1,10 - 1,15]	0	1	0	0	0	1	0	4	6
(0,85 - 0,90]	54	54	8	10	6	3	2	0	137
(0,80 - 0,85]	19	29	9	6	5	0	0	0	68
(0,70 - 0,80]	6	21	9	16	2	5	2	0	61
(0,60 - 0,70]	7	9	6	11	5	6	2	0	46
(0,50 - 0,60]	3	4	3	5	0	2	0	0	17
(0,40 - 0,50]	1	18	8	0	3	0	1	0	31
(0,30 - 0,40]	1	13	6	0	1	0	0	0	21
(0,20 - 0,30]	1	3	4	3	0	0	0	0	11
(0,10 - 0,20]	0	0	2	2	0	0	0	0	4
<0,10	0	3	5	0	0	0	2	0	10
SubA17-TR2	92	155	60	53	22	17	11	5	415

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.20 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA18-TR1+2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	3	0	3
(0,85 - 0,90]	47	21	13	8	4	4	1	0	98
(0,80 - 0,85]	20	15	7	7	6	5	0	0	60
(0,70 - 0,80]	9	8	5	3	4	2	0	0	31
(0,60 - 0,70]	7	0	3	2	3	0	0	0	15
(0,50 - 0,60]	3	4	2	4	0	0	0	0	13
(0,40 - 0,50]	0	0	4	0	1	0	1	0	6
(0,30 - 0,40]	0	1	5	9	0	0	0	0	15
(0,20 - 0,30]	0	0	2	1	0	0	0	0	3
(0,10 - 0,20]	0	0	2	1	0	0	0	0	3
<0,10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubA18-TR1+2	86	49	43	35	18	11	5	0	247

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.21 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA19-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	1	1
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	1	2
(0,85 - 0,90]	16	66	33	17	2	2	0	0	136
(0,80 - 0,85]	16	40	5	10	2	0	0	0	73
(0,70 - 0,80]	15	16	11	5	6	1	0	0	54
(0,60 - 0,70]	9	6	4	14	5	3	0	0	41
(0,50 - 0,60]	9	7	3	0	2	2	0	0	23
(0,40 - 0,50]	1	6	2	2	2	1	0	0	14
(0,30 - 0,40]	2	4	0	4	1	0	0	0	11
(0,20 - 0,30]	0	1	0	1	0	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	4	1	2	0	0	0	7
SubA19-TR2	68	146	63	54	22	9	1	2	365

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.22 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA20-TR1+2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	26	15	8	5	11	9	1	0	75
(0,80 - 0,85]	26	21	1	5	9	2	1	0	65
(0,70 - 0,80]	11	4	4	4	5	7	1	0	36
(0,60 - 0,70]	0	0	0	1	0	1	0	0	2
(0,50 - 0,60]	2	0	1	0	2	1	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	0	0	1	2	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SubA20-TR1+2	65	40	15	18	29	21	3	0	191

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.23 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA21-TR1+2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	55	39	12	15	2	1	0	0	124
(0,80 - 0,85]	15	15	7	3	8	1	0	0	49
(0,70 - 0,80]	14	13	5	4	3	4	0	0	43
(0,60 - 0,70]	4	2	1	7	0	2	0	0	16
(0,50 - 0,60]	0	1	4	1	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	0	4	5	0	0	0	0	9
(0,30 - 0,40]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,10 - 0,20]	1	0	0	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubA21-TR1+2	89	70	33	37	13	8	0	0	250

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.24 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA22-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	55	40	19	8	9	6	0	0	137
(0,80 - 0,85]	37	17	3	9	5	0	0	0	71
(0,70 - 0,80]	12	20	4	7	2	2	0	0	47
(0,60 - 0,70]	6	7	6	1	0	1	0	0	21
(0,50 - 0,60]	1	1	0	0	0	0	0	0	2
(0,40 - 0,50]	1	1	2	0	4	0	0	0	8
(0,30 - 0,40]	1	0	0	6	3	0	0	0	10
(0,20 - 0,30]	0	1	1	4	4	0	0	0	10
(0,10 - 0,20]	0	0	2	2	2	0	0	0	6
<0,10	0	0	0	1	1	0	0	0	2
SubA22-TR1	113	87	37	38	30	9	0	0	314

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.25 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA23-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	1	1
(0,85 - 0,90]	28	15	14	5	7	3	1	1	74
(0,80 - 0,85]	14	6	6	5	4	5	0	0	40
(0,70 - 0,80]	10	4	2	6	0	1	1	0	24
(0,60 - 0,70]	2	0	1	2	3	2	0	0	10
(0,50 - 0,60]	0	3	2	1	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	4	5	1	0	1	0	0	11
(0,30 - 0,40]	0	0	6	2	2	0	0	0	10
(0,20 - 0,30]	0	3	0	0	2	0	0	0	5
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	1	2	0	0	0	0	0	3
SubA23-TR1	54	36	39	22	18	12	2	2	185

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.26 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA23-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	1	1
(0,85 - 0,90]	21	18	13	5	7	2	2	1	69
(0,80 - 0,85]	14	8	9	5	5	6	0	0	47
(0,70 - 0,80]	10	5	5	6	0	1	1	0	28
(0,60 - 0,70]	3	1	1	2	3	3	0	0	13
(0,50 - 0,60]	2	1	2	1	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	2	7	1	1	0	0	0	11
(0,30 - 0,40]	0	0	8	2	3	0	0	0	13
(0,20 - 0,30]	0	2	2	0	2	0	0	0	6
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	1	2	0	0	0	0	0	3
SubA23-TR2	50	38	50	22	21	12	3	2	198

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.27 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA24-TR1+2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	39	16	13	8	12	4	0	1	93
(0,80 - 0,85]	29	7	9	7	9	0	0	0	61
(0,70 - 0,80]	9	10	5	3	3	1	0	0	31
(0,60 - 0,70]	3	3	0	2	1	2	1	0	12
(0,50 - 0,60]	0	1	0	1	1	1	0	0	4
(0,40 - 0,50]	1	0	3	3	4	0	0	0	11
(0,30 - 0,40]	0	0	1	0	1	1	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	1	1	4	0	0	0	6
(0,10 - 0,20]	0	0	0	2	1	0	0	0	3
<0,10	0	0	1	0	2	1	0	0	4
SubA24-TR1+2	81	37	33	27	38	10	3	1	230

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.28 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA25-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	29	28	17	4	3	5	0	0	86
(0,80 - 0,85]	17	16	10	4	0	1	0	0	48
(0,70 - 0,80]	21	26	3	2	1	0	0	0	53
(0,60 - 0,70]	8	6	5	1	0	1	0	0	21
(0,50 - 0,60]	3	8	7	4	0	1	0	0	23
(0,40 - 0,50]	0	5	2	1	0	0	0	0	8
(0,30 - 0,40]	1	3	1	2	1	0	0	0	8
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	1	5	0	1	0	0	0	7
<0,10	0	0	6	0	0	0	0	0	6
SubA25-TR1	79	93	57	18	6	8	0	0	261

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.29 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA26-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	18	15	7	4	5	2	2	0	53
(0,80 - 0,85]	16	8	5	1	1	2	1	1	35
(0,70 - 0,80]	7	4	16	9	2	0	0	0	38
(0,60 - 0,70]	0	1	4	3	3	0	1	0	12
(0,50 - 0,60]	0	0	0	1	1	0	0	0	2
(0,40 - 0,50]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(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	1	0	2	0	0	1	0	4
SubA26-TR1	41	30	32	20	12	4	5	1	145

Fonte: Autoria própria.

Tabela A.30 – Quantificação de VTCDs do barramento SubA27-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	21	25	15	5	2	2	0	0	70
(0,80 - 0,85]	19	17	7	7	3	3	1	0	57
(0,70 - 0,80]	11	3	4	3	0	1	1	0	23
(0,60 - 0,70]	4	0	4	0	3	0	0	0	11
(0,50 - 0,60]	2	2	1	0	1	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,30 - 0,40]	0	1	4	1	0	0	0	0	6
(0,20 - 0,30]	0	1	2	1	0	1	0	0	5
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubA27-TR1	57	49	37	17	9	7	2	0	178

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE B – Tabelas de Quantificação de VTCDs na Distribuidora B

As Tabelas B.1 a B.31 apresentam a frequência de VTCDs por faixas de magnitude e duração medidos durante o período de medição nos barramentos da Distribuidora B.

Tabela B.1 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB01-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	18	26	4	1	0	0	0	0	49
(0,80 - 0,85]	11	18	3	1	1	0	0	0	34
(0,70 - 0,80]	2	7	2	4	3	1	0	0	19
(0,60 - 0,70]	1	4	0	1	0	0	0	0	6
(0,50 - 0,60]	1	1	2	2	1	0	0	0	7
(0,40 - 0,50]	0	2	0	0	0	0	0	0	2
(0,30 - 0,40]	0	1	1	1	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	1	1	1	0	0	0	0	3
(0,10 - 0,20]	0	0	2	1	0	0	0	0	3
<0,10	0	0	0	0	2	0	0	0	2
SubB01-TR1	33	60	15	12	7	1	0	0	128

Fonte: A autoria própria.

Tabela B.2 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB01-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	36	38	2	4	4	3	0	0	87
(0,80 - 0,85]	21	28	6	1	3	1	0	0	60
(0,70 - 0,80]	5	8	3	3	1	0	0	0	20
(0,60 - 0,70]	0	1	3	3	0	0	0	0	7
(0,50 - 0,60]	0	3	1	0	0	0	0	0	4
(0,40 - 0,50]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,30 - 0,40]	0	3	5	0	0	0	0	0	8
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	5	0	0	0	0	0	5
<0,10	0	0	0	0	0	1	0	0	1
SubB01-TR2	62	82	26	11	8	5	0	0	194

Fonte: A autoria própria.

Tabela B.3 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB02-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(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
SubB02-TR1	58	82	13	8	10	0	0	0	171

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.4 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB02-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(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
SubB02-TR2	23	43	28	11	0	0	0	0	105

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.5 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB02-TR3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(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
SubB02-TR3	49	64	19	7	9	0	0	0	148

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.6 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	20	16	4	1	1	0	0	0	42
(0,80 - 0,85]	4	18	2	0	0	0	0	0	24
(0,70 - 0,80]	5	11	3	0	2	2	0	0	23
(0,60 - 0,70]	3	4	0	1	0	0	0	0	8
(0,50 - 0,60]	2	5	3	1	1	0	0	0	12
(0,40 - 0,50]	0	1	4	0	0	0	0	0	5
(0,30 - 0,40]	0	0	0	1	1	0	0	0	2
(0,20 - 0,30]	0	2	0	2	2	0	0	0	6
(0,10 - 0,20]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
<0,10	1	2	0	0	0	0	2	1	6
SubB03-TR1	35	59	16	8	7	2	2	1	130

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.7 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	25	27	7	3	3	3	2	0	70
(0,80 - 0,85]	18	12	1	3	0	1	4	0	39
(0,70 - 0,80]	16	7	2	2	0	1	4	0	32
(0,60 - 0,70]	2	4	0	0	0	1	0	0	7
(0,50 - 0,60]	0	0	3	0	0	1	0	0	4
(0,40 - 0,50]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,30 - 0,40]	0	0	0	1	1	0	0	0	2
(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	2	0	2
SubB03-TR2	61	50	14	9	4	7	13	0	158

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.8 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	19	9	9	0	2	0	0	0	39
(0,80 - 0,85]	6	17	1	3	0	1	1	0	29
(0,70 - 0,80]	18	23	4	0	0	6	0	0	51
(0,60 - 0,70]	6	3	0	0	0	1	0	0	10
(0,50 - 0,60]	0	5	3	0	0	0	0	0	8
(0,40 - 0,50]	0	4	1	0	0	1	0	0	6
(0,30 - 0,40]	0	1	1	1	2	3	0	0	8
(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	1	0	0	0	0	2	0	3
SubB03-TR3	49	63	19	4	4	12	3	0	154

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.9 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB03-TR4.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	14	9	7	1	1	0	0	0	32
(0,80 - 0,85]	13	13	3	4	0	0	0	0	33
(0,70 - 0,80]	23	29	3	0	0	0	0	0	55
(0,60 - 0,70]	11	15	1	0	0	0	0	0	27
(0,50 - 0,60]	6	6	6	0	0	0	0	0	18
(0,40 - 0,50]	0	0	2	0	0	0	0	0	2
(0,30 - 0,40]	0	0	2	0	0	0	0	0	2
(0,20 - 0,30]	0	2	1	1	0	0	0	0	4
(0,10 - 0,20]	0	2	0	0	0	0	0	0	2
<0,10	2	3	0	0	0	0	2	1	8
SubB03-TR4	69	79	25	6	1	0	3	1	184

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.10 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR1B1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	7	1	0	0	0	0	0	0	8
(0,80 - 0,85]	1	2	2	0	0	0	0	0	5
(0,70 - 0,80]	3	5	1	0	0	1	0	0	10
(0,60 - 0,70]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,50 - 0,60]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,40 - 0,50]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	3	0	1	0	0	0	0	4
(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	1	0	1	0	0	0	0	2
SubB04-TR1B1	11	17	3	4	0	1	0	0	36

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.11 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR2B2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	22	8	2	1	1	0	0	0	34
(0,80 - 0,85]	13	11	1	0	0	0	0	0	25
(0,70 - 0,80]	8	20	1	0	0	0	0	0	29
(0,60 - 0,70]	4	8	0	1	2	0	1	0	16
(0,50 - 0,60]	1	3	0	0	2	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	1	0	0	1	0	0	0	2
(0,30 - 0,40]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,20 - 0,30]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	1	0	0	0	0	0	1
SubB04-TR2B2	48	51	5	5	6	0	1	0	116

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.12 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR1B3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	14	4	1	2	0	0	0	0	21
(0,80 - 0,85]	9	12	1	0	0	0	0	0	22
(0,70 - 0,80]	12	11	3	1	0	0	0	0	27
(0,60 - 0,70]	2	9	0	0	2	0	0	0	13
(0,50 - 0,60]	0	4	2	0	4	0	0	0	10
(0,40 - 0,50]	0	0	0	0	1	0	0	0	1
(0,30 - 0,40]	0	0	0	1	2	0	0	0	3
(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
SubB04-TR1B3	37	40	7	4	9	0	0	0	97

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.13 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB04-TR2B4.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	8	3	1	0	0	0	0	0	12
(0,80 - 0,85]	2	3	2	0	0	0	0	0	7
(0,70 - 0,80]	3	4	0	0	0	0	0	0	7
(0,60 - 0,70]	1	2	1	2	0	0	0	0	6
(0,50 - 0,60]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,40 - 0,50]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,30 - 0,40]	0	2	1	1	0	0	0	0	4
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	1	0	0	0	0	0	1
SubB04-TR2B4	14	15	7	4	0	0	0	0	40

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.14 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	18	14	1	0	1	0	0	0	34
(0,80 - 0,85]	6	18	1	0	0	0	0	0	25
(0,70 - 0,80]	16	16	4	2	0	0	0	0	38
(0,60 - 0,70]	1	4	1	4	1	0	0	0	11
(0,50 - 0,60]	1	2	0	0	1	0	0	0	4
(0,40 - 0,50]	0	1	1	1	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	0	3	0	0	0	0	3
(0,10 - 0,20]	0	1	1	3	0	0	0	0	5
<0,10	1	1	0	0	0	0	4	6	12
SubB05-TR1	43	59	9	14	3	0	4	6	138

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.15 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	1	1
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	2	2
(0,85 - 0,90]	3	2	1	1	0	0	0	0	7
(0,80 - 0,85]	3	6	1	0	0	0	0	0	10
(0,70 - 0,80]	0	5	1	0	0	0	0	0	6
(0,60 - 0,70]	1	5	0	0	2	0	0	0	8
(0,50 - 0,60]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,40 - 0,50]	0	3	0	0	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	1	1	1	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	1	0	0	0	0	1	0	2
SubB05-TR2	7	25	4	5	2	0	1	3	47

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.16 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	10	16	3	0	1	0	0	0	30
(0,80 - 0,85]	10	14	1	1	0	0	0	0	26
(0,70 - 0,80]	13	23	3	0	0	0	0	0	39
(0,60 - 0,70]	7	10	3	2	0	0	0	0	22
(0,50 - 0,60]	1	3	0	3	1	0	0	0	8
(0,40 - 0,50]	0	3	0	0	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	2	0	0	0	0	0	0	2
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,10 - 0,20]	0	1	0	3	0	0	0	0	4
<0,10	0	2	1	0	0	0	4	1	8
SubB05-TR3	41	74	11	9	2	0	4	1	142

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.17 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB05-TR4.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	4	13	3	1	0	1	0	0	22
(0,80 - 0,85]	2	14	1	0	0	0	0	0	17
(0,70 - 0,80]	3	11	2	0	0	0	0	0	16
(0,60 - 0,70]	1	2	2	1	0	0	0	0	6
(0,50 - 0,60]	1	4	0	1	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	1	4	1	0	0	0	0	0	6
(0,30 - 0,40]	0	3	0	1	0	0	0	0	4
(0,20 - 0,30]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,10 - 0,20]	0	1	0	3	0	0	0	0	4
<0,10	0	2	0	0	0	0	3	1	6
SubB05-TR4	12	56	9	8	0	1	3	1	90

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.18 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	9	7	0	2	0	0	0	0	18
(0,80 - 0,85]	1	17	2	0	0	0	0	0	20
(0,70 - 0,80]	4	9	1	0	0	0	0	0	14
(0,60 - 0,70]	0	3	0	0	0	0	0	0	3
(0,50 - 0,60]	0	3	3	0	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	0	4	1	0	0	0	0	0	5
(0,30 - 0,40]	0	3	0	0	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	1	2	0	0	0	0	0	3
(0,10 - 0,20]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
<0,10	1	2	0	0	1	1	0	0	5
SubB06-TR1	15	50	9	2	1	1	0	0	78

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.19 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	17	9	0	0	0	0	0	0	26
(0,80 - 0,85]	8	17	2	0	0	0	0	0	27
(0,70 - 0,80]	19	16	2	1	0	0	0	0	38
(0,60 - 0,70]	5	6	1	1	2	0	0	0	15
(0,50 - 0,60]	2	7	0	2	2	0	0	0	13
(0,40 - 0,50]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	0	0	3	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	2	0	0	0	0	2
<0,10	3	2	1	1	1	1	0	0	9
SubB06-TR2	54	60	6	11	5	1	0	0	137

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.20 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	7	8	0	1	0	0	0	0	16
(0,80 - 0,85]	4	15	3	0	0	0	0	0	22
(0,70 - 0,80]	23	11	2	0	0	0	0	0	36
(0,60 - 0,70]	14	9	0	0	0	0	0	0	23
(0,50 - 0,60]	3	8	4	0	0	0	0	0	15
(0,40 - 0,50]	0	6	4	1	0	0	0	0	11
(0,30 - 0,40]	0	1	1	0	0	0	0	0	2
(0,20 - 0,30]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
<0,10	1	2	0	0	1	1	0	0	5
SubB06-TR3	52	61	14	3	1	1	0	0	132

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.21 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB06-TR4.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	37	18	0	2	0	1	0	0	58
(0,80 - 0,85]	9	16	1	0	0	2	0	0	28
(0,70 - 0,80]	13	26	4	0	0	5	0	0	48
(0,60 - 0,70]	3	3	1	0	0	0	0	0	7
(0,50 - 0,60]	3	2	1	0	2	0	0	0	8
(0,40 - 0,50]	0	2	0	1	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	1	1	0	0	0	0	0	0	2
(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	2	0	0	2	0	0	0	4
SubB06-TR4	66	70	7	3	4	8	0	0	158

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.22 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR1B1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	25	25	3	3	0	0	0	0	56
(0,80 - 0,85]	12	14	6	2	0	0	0	0	34
(0,70 - 0,80]	11	3	5	0	1	0	0	0	20
(0,60 - 0,70]	4	5	3	0	1	1	0	0	14
(0,50 - 0,60]	0	8	2	1	0	0	0	0	11
(0,40 - 0,50]	0	2	1	1	0	0	0	0	4
(0,30 - 0,40]	0	4	0	4	1	0	0	0	9
(0,20 - 0,30]	0	3	2	0	0	0	0	0	5
(0,10 - 0,20]	0	0	1	3	0	0	0	0	4
<0,10	0	0	0	0	0	0	2	0	2
SubB07-TR1B1	52	64	23	14	3	1	2	0	159

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.23 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR2B2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	7	24	6	5	0	0	0	1	43
(0,80 - 0,85]	12	7	0	0	0	0	0	0	19
(0,70 - 0,80]	15	13	0	0	1	0	0	0	29
(0,60 - 0,70]	4	8	2	0	0	0	0	0	14
(0,50 - 0,60]	0	8	0	3	0	0	0	0	11
(0,40 - 0,50]	0	1	0	1	0	0	0	0	2
(0,30 - 0,40]	0	0	0	2	1	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	0	1	1	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	0	0	0	3	0	0	3
SubB07-TR2B2	38	61	9	12	3	3	0	1	127

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.24 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR1B3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,85 - 0,90]	19	46	8	4	4	2	0	0	83
(0,80 - 0,85]	13	26	4	0	0	5	0	0	48
(0,70 - 0,80]	13	20	2	1	2	0	0	0	38
(0,60 - 0,70]	2	8	0	0	0	0	0	0	10
(0,50 - 0,60]	1	6	0	0	0	0	0	0	7
(0,40 - 0,50]	0	3	0	4	0	0	0	0	7
(0,30 - 0,40]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,20 - 0,30]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	0	2	0	0	0	0	2
SubB07-TR1B3	48	112	14	12	6	7	0	0	199

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.25 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB07-TR2B4.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	19	31	11	1	0	0	0	1	63
(0,80 - 0,85]	11	10	7	0	0	0	0	0	28
(0,70 - 0,80]	14	22	1	0	0	0	0	0	37
(0,60 - 0,70]	3	17	3	3	1	0	0	0	27
(0,50 - 0,60]	0	10	0	1	0	0	0	0	11
(0,40 - 0,50]	0	3	0	1	0	0	1	0	5
(0,30 - 0,40]	0	0	0	3	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	0	0	4	0	0	0	0	4
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	2	0	0	0	3	0	0	5
SubB07-TR2B4	47	95	22	13	1	3	1	1	183

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.26 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB08-TR1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	18	16	2	0	1	0	0	0	37
(0,80 - 0,85]	9	26	4	0	4	0	0	0	43
(0,70 - 0,80]	8	9	5	0	2	1	0	0	25
(0,60 - 0,70]	5	1	2	0	1	1	0	0	10
(0,50 - 0,60]	2	2	5	0	0	0	0	0	9
(0,40 - 0,50]	0	2	1	0	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	1	1	2	0	0	0	0	0	4
(0,20 - 0,30]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,10 - 0,20]	0	1	0	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	0	3	0	0	1	3	0	7
SubB08-TR1	43	58	24	0	8	3	3	0	139

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.27 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB08-TR2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	1	0	0	0	0	0	0	0	1
(1,10 - 1,15]	2	1	0	0	1	2	2	3	11
(0,85 - 0,90]	13	17	6	4	1	0	2	1	44
(0,80 - 0,85]	6	15	5	1	1	1	0	0	29
(0,70 - 0,80]	8	6	6	0	0	1	0	0	21
(0,60 - 0,70]	3	0	3	0	1	0	0	0	7
(0,50 - 0,60]	0	1	2	1	0	0	0	0	4
(0,40 - 0,50]	0	0	1	0	2	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,20 - 0,30]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
<0,10	0	1	3	0	0	1	3	0	8
SubB08-TR2	33	41	28	7	6	5	7	4	131

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.28 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR1B1.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	16	17	0	1	0	1	0	0	35
(0,80 - 0,85]	4	14	3	0	0	0	0	0	21
(0,70 - 0,80]	6	11	4	0	0	0	0	0	21
(0,60 - 0,70]	1	2	3	1	0	0	0	0	7
(0,50 - 0,60]	2	4	0	0	0	0	0	0	6
(0,40 - 0,50]	1	5	0	2	0	0	0	0	8
(0,30 - 0,40]	0	6	0	4	0	0	0	0	10
(0,20 - 0,30]	0	4	0	1	0	0	0	0	5
(0,10 - 0,20]	0	0	1	0	0	0	0	0	1
<0,10	0	1	0	2	0	0	0	0	3
SubB09-TR1B1	30	64	11	11	0	1	1	0	118

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.29 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR2B2.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms)	(16,67ms - 100ms)	(100ms - 300ms)	(300ms - 600ms)	(600ms - 1seg)	(1seg - 3seg)	(3seg - 1min)	(1min - 3min)	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	19	22	4	1	1	0	0	0	47
(0,80 - 0,85]	18	28	2	1	0	0	0	0	49
(0,70 - 0,80]	11	20	1	1	0	0	0	0	33
(0,60 - 0,70]	3	8	6	2	0	0	0	0	19
(0,50 - 0,60]	5	17	0	0	1	0	0	0	23
(0,40 - 0,50]	0	8	2	0	0	0	0	0	10
(0,30 - 0,40]	0	4	1	1	0	0	0	0	6
(0,20 - 0,30]	0	0	0	1	0	0	0	0	1
(0,10 - 0,20]	0	2	0	2	0	0	0	0	4
<0,10	0	2	1	2	0	0	1	0	6
SubB09-TR2B2	56	111	17	11	2	0	1	0	198

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.30 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR1B3.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	1	0	1
(0,85 - 0,90]	11	22	2	1	0	1	0	0	37
(0,80 - 0,85]	7	19	1	0	0	0	0	0	27
(0,70 - 0,80]	6	26	3	2	0	0	0	0	37
(0,60 - 0,70]	3	12	5	0	0	0	1	0	21
(0,50 - 0,60]	0	7	3	4	1	0	0	0	15
(0,40 - 0,50]	0	4	0	3	0	1	0	0	8
(0,30 - 0,40]	0	1	0	2	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	2	0	0	0	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<0,10	0	1	1	0	0	0	0	0	2
SubB09-TR1B3	27	94	15	12	1	2	2	0	153

Fonte: Autoria própria.

Tabela B.31 – Quantificação de VTCDs do barramento SubB09-TR2B4.

Amplitude [pu]	Duração								Total de Eventos
	(8,33ms - 16,67ms]	(16,67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 600ms]	(600ms - 1seg]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]	
(1,15 - 1,20]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1,10 - 1,15]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,85 - 0,90]	12	20	2	1	0	1	0	0	36
(0,80 - 0,85]	13	27	1	4	0	0	0	0	45
(0,70 - 0,80]	15	20	3	1	0	0	0	0	39
(0,60 - 0,70]	6	6	2	0	0	0	0	0	14
(0,50 - 0,60]	0	12	3	1	0	0	0	0	16
(0,40 - 0,50]	0	1	2	0	0	0	0	0	3
(0,30 - 0,40]	0	1	0	2	0	0	0	0	3
(0,20 - 0,30]	0	1	1	0	0	0	0	0	2
(0,10 - 0,20]	0	1	0	3	0	0	0	0	4
<0,10	0	1	0	2	0	0	0	0	3
SubB09-TR2B4	46	90	14	14	0	1	0	0	165

Fonte: Autoria própria.