



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba
Campus de São João da Boa Vista

David Koller Filiu

Estimação Probabilística da Qualidade de Energia Baseado no Fator de Impacto em
Redes Elétricas de Distribuição

Sorocaba
2024

David Koller Filiu

Estimação Probabilística da Qualidade de Energia Baseado no Fator de Impacto em Redes Elétricas de Distribuição

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista.

Área de concentração: Automação

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian
Amasifen

**Sorocaba
2024**

F483e

Filiu, David Koller

Estimação probabilística da qualidade de energia baseado no fator de impacto em redes elétricas de distribuição / David Koller Filiu. -- Sorocaba, 2024

96 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba

Orientador: Juan Carlos Cebrian Amasifen

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Falhas de energia elétrica. 3. Qualidade. I. Título.

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

Este trabalho propõe uma metodologia que permite a estimação probabilística da qualidade de energia baseado no fator de Impacto sem a necessidade de campanhas de medição. A metodologia permite segregar o fator de impacto em três intervalos relativos aos períodos: antes das interrupções momentâneas; durante as interrupções momentâneas; e após as interrupções momentâneas até os três minutos.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This work proposes a methodology for probabilistic estimation of power quality based on the Impact factor without measurement campaigns. The methodology allows the impact factor to segregate into three relative periods: before momentary interruptions; during momentary interruptions; and after momentary interruptions up to three minutes.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Estimação Probabilística da Qualidade de Energia Baseado no Fator de Impacto em Redes Elétricas de Distribuição

AUTOR: DAVID KOLLER FILIU

ORIENTADOR: JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN (Participação Virtual)
Engenharia de Energia e Automação Elétricas / Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. CARLOS FREDERICO MESCHINI ALMEIDA (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas / Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. EDUARDO VERRI LIBERADO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba

Sorocaba, 13 de dezembro de 2024

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida e pelo caminho que tem me proporcionado.

À minha esposa Luana e aos meus filhos Catharina e Leônidas; pelo amor, carinho e apoio, revitalizando sempre minha jornada.

Aos meus pais David e Cleide (em memória); pelo amor, carinho e coragem que me transmitiram.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian, que serei eternamente grato, por ser, ávido pelo saber, docente por natureza e exímio orientador; direcionando pelos caminhos mais corretos e apoiado em momentos difíceis durante a realização deste curso de mestrado.

A todos os Professores, funcionários e colegas da USP e Unesp que de alguma forma colaboram para o meu desenvolvimento.

RESUMO

Atualmente, as concessionárias de energia elétrica estão constantemente buscando formas para adaptar-se às necessidades da sociedade. Geração descentralizada, consumidores flexíveis, big data, entre outros são os novos desafios na operação do sistema elétrico. Em todos esses novos cenários, a procura por atender as metas de qualidade de energia estabelecidos pelos órgãos reguladores é uma necessidade latente, isso para evitar penalidades e multas que levam a perdas econômicas anuais significativas às empresas concessionárias de energia. Este trabalho propõe uma metodologia estocástica baseada no método Monte Carlo para estimar o índice de qualidade de energia chamado de Factor de Impacto (FI) em todos os barramentos da rede elétrica sem precisar de extensas campanhas de medição ponto a ponto. O Fator de Impacto é utilizado pelo órgão regulador brasileiro para quantificar a severidade das Variações de Tensão de Curta Duração ou VTCD nos barramentos conectados ao sistema de distribuição. A metodologia proposta é aplicada a uma rede de 34 nós do IEEE. Três tipos de VTCD foram atribuídos em intervalos distintos em relação a causa da VTCD. Dentre eles, o intervalo relacionado com as interrupções momentâneas, que representa um peso maior na avaliação do fator de impacto. Os valores de FI estimados podem ser utilizados por concessionárias de energia elétrica e agências reguladoras e para orientar projetos de planejamento e otimização na operação ou expansão em suas redes de distribuição de energia elétrica e para reduzir os impactos negativos das VTCD nos consumidores sensíveis a perturbações de tensão sem a necessidade de longos e onerosos períodos de medição.

Palavras – chave: Redes de distribuição, Qualidade de energia, Fator de Impacto, Variação de tensão de curta duração.

ABSTRACT

Currently, electric power utilities are constantly searching for ways to adapt to society's needs. Power distributed generation, flexible consumers, big data, and others are the new challenges in the operation of the electrical system. All these new scenarios, pursuing the achievement power quality goals established by government agencies is a latent need to avoid penalties and fines that lead to significant annual economic losses for energy utilities. This work proposes a stochastic methodology based on the Monte Carlo method to estimate the power quality index called Impact Factor (IF) in all busbars of the electrical grid without the need for extensive point-to-point measurement campaigns. The Impact Factor is used by the Brazilian regulatory agency to quantify the severity of Short-Duration Voltage Variations or SDVV in the busbars connected to the power distribution system. The proposed methodology is applied at 34 IEEE nodes grid. Three types of SDVV were attributed in different periods related to the SDVV causes. Including, the interval related to momentary interruptions, representing greater weight in the impact factor analysis. The estimated IF values can be used by electric power utilities and regulatory agencies to guide planning and optimization projects in the operation or expansion of their electric power distribution grid and to reduce the negative impacts of SDVV voltage disturbance on sensitive consumers without long and costly measurement periods.

Keywords: *Distribution Networks, Power Quality, Impact Factor, Short Duration Voltage Variation.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Curva ITIC (CBEMA).....	16
Figura 2 – Um curto circuito fase-terra em um circuito trifásico.....	21
Figura 3 – Agregação pelo critério de união de fases	24
Figura 4 – Agregação pelo critério de parâmetro crítico	25
Figura 5 - Agregação pelo critério de fase crítica.....	26
Figura 6 - Diferentes eventos simultâneos	27
Figura 7 - Agregação temporal.....	28
Figura 8 - Exemplo de agregação temporal quando um evento persiste após 3 minutos	29
Figura 9 - Distribuição cumulativa da probabilidade da duração do afundamento ou elevação de tensão (P_{sgD}).....	40
Figura 10 - Exemplo de uma rede distribuição para avaliação do fator de impacto...	45
Figura 11 – Comportamento da corrente durante um curto circuito. Atuação de um religador com duas atuações rápidas e uma lenta.....	46
Figura 12 - Intervalos de tempo durante a operação de um religador.....	47
Figura 13 – Curvas de probabilidade acumulada para os três tipos de VTCD.	50
Figura 14 – Comportamento da tensão no barramento 5 durante um curto circuito na zona 1 (ver Figura 10).....	61
Figura 15 - Comportamento da tensão no barramento 3 durante um curto circuito na zona 1 (ver Figura 10).....	65
Figura 16 - Comportamento da tensão no barramento 2 durante um curto circuito na zona 1 (ver Figura 10).....	66
Figura 17 - Comportamento da tensão no barramento 3 durante um curto circuito na zona 2 (ver Figura 10).....	69
Figura 18 - Comportamento da tensão no barramento 5 durante um curto circuito na zona 2 (ver Figura 10).....	69
Figura 19 - Comportamento da tensão no barramento 2 durante um curto circuito na zona 2 (ver Figura 10).....	71
Figura 20 - Rede IEEE de 34 barras modificada.....	75
Figura 21 - Curva de proteção de fusíveis da rede 34 barras.....	76
Figura 22 - Curva de proteção de religadores da rede de 34 barras. I representa a curva instantânea e L a curva temporizada.	77

Figura 23 - Curva de probabilidade P_{sgD} utilizada na rede de 34 barras.	78
Figura 24 - Curva de probabilidade P_{SID} utilizada na rede de 34 barras.	78
Figura 25 - Frequência de ocorrência de corrente de disparo	79
Figura 26 - Frequência do tempo de atuação dos religadores.....	80
Figura 27 - Fator de Impacto mensal para rede de 34 barras.....	80
Figura 28 - Fator de impacto e distância da fonte caso base.....	81
Figura 29 - FI de barramentos escolhidos para avaliação e distância da fonte	82
Figura 30 – Histogramas para o no barramento 832: a) número de VTCD mensal b) número ponderado usando os fatores do FI.	83
Figura 31 – Histogramas para o no barramento 860: a) número de VTCD mensal b) número ponderado usando os fatores do FI.	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Afundamento de tensão conforme normas	20
Tabela 2 – Elevação de tensão conforme normas.....	22
Tabela 3 – Interrupção de tensão conforme normas	22
Tabela 4 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração	30
Tabela 5 - VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas para cálculo do Fator de Impacto.....	31
Tabela 6 - Fatores de ponderação (f_{pi}) e Fator de Impacto Base (FI_{BASE}) de acordo com a tensão nominal.....	31
Tabela 7 - Categorias e características dos fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência	35
Tabela 8 - valores numéricos dos parâmetros para três funções de probabilidade normal para os três tipos de VTCD.....	51
Tabela 9 - valores de probabilidade de VTCD para três eventos com duração de 80 ms, 16 s e 150 s.	52
Tabela 10 – Inserção do valor da probabilidade acumulada do evento na tabela de fator de impacto. (a) forma concentrada, b) forma distribuída.	55
Tabela 11 - Valores de probabilidade na <i>TBFIAE</i> para eventos de Tipo A até 80 ms com $V = 0,65$	56
Tabela 12 - Valores de probabilidade na <i>TBFIAE</i> para eventos de Tipo A até 100 ms, com $V = 0,65$	56
Tabela 13 - Valores de probabilidade na <i>TBFICD</i> para eventos de Tipo B de 100 ms até 16 s com $V = 0,05$	57
Tabela 14 - Valores de probabilidade na <i>TBFIAE</i> para eventos de Tipo A até 100 ms com $V = 0,45$	57
Tabela 15 - Valores de probabilidade na <i>TBFICD</i> para eventos de Tipo B de 100 ms até 45 s com $V = 0,05$	58
Tabela 16 - Valores de probabilidade na <i>TBFILD</i> para eventos de Tipo C de 45 s até 150 s com $V = 0,0$ p.u.	58
Tabela 17 - Valores anualizados para um evento de causa VTCD de tipo A, B e C com duração de até 150 s. Fator de anualização $N_{tot}/ano = 100$	59
Tabela 18 - Valores para o VTCD de tipo A para um curto circuito na zona 1	62

Tabela 19 - Valores para o VTCD de tipo B para um curto circuito na zona 1	63
Tabela 20 - Valores para o VTCD de tipo C para um curto circuito na zona 1	64
Tabela 21 - Valores para o VTCD de tipo B para um curto circuito na zona 1.....	67
Tabela 22 - Barras com tipos e quantidades de consumidores	76
Tabela 23 – Taps utilizados nos reguladores de tensão na rede da Figura 20.	77
Tabela 24 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro barramentos.....	82
Tabela 25 - Cenários e configuração de posições de taps no transformador	85
Tabela 26 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro consumidores – cenário 1	85
Tabela 27 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro consumidores – cenário 2	86
Tabela 28 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro consumidores – cenário 3	87
Tabela 29 - Resumo valores de FI de base e cenários.....	87
Tabela 30 - Tabela de resumo de cenários em relação a base de avaliação	88

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	17
1.1.1	Afundamentos de tensão	19
1.1.2	Elevações de tensão	21
1.1.3	Interrupções de tensão de curta duração.....	22
1.2	CARACTERIZAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS.....	23
1.2.1	Agregação de eventos	23
1.2.1.1	Agregação pelo critério de união de fases	24
1.2.1.2	Agregação pelo critério de parâmetros críticos	25
1.2.1.3	Agregação pelo critério de fase crítica	25
1.2.1.4	Agregação temporal para eventos consecutivos.....	27
1.3	FATOR DE IMPACTO	29
1.4	MOTIVAÇÃO	32
1.5	OBJETIVOS	33
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	34
2.1	ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E INTERRUPÇÕES DE ENERGIA.....	36
3	METODOLOGIA	39
3.1	AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DAS VTCD.....	39
3.2	AVALIAÇÃO DO FATOR DE ANUALIZAÇÃO.....	42
3.3	ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DO FATOR DE IMPACTO	43
3.3.1	Tipos de VTCD em função da duração de um evento	44
3.3.2	Curvas de probabilidade por tipos de VTCD em função da duração	49
3.3.3	Fator de impacto por tipo de VTCD.....	52
3.3.4	Preenchimento das tabelas de Fator de impacto por tipo de VTCD	54
3.4	AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE DE VTCD EM CADA BARRAMENTO EM FUNÇÃO DA POSIÇÃO DO CURTO CIRCUITO.....	60
3.4.1	Curto circuito distante da subestação: zona 1 após o religador e o fusível.....	61

3.4.2	Curto circuito próximo do suprimento: zona 2 entre o religador e o fusível.	68
3.4.3	Curto circuito em outro alimentador: zona 3	72
3.5	PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO	73
4	RESULTADOS	75
4.1	PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO	77
4.2	COMPORTAMENTO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO E TEMPO DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO	79
4.3	AVALIAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO NA REDE DE 34 BARRAS	80
4.3.1	Fator de impacto para quatro barramentos	81
4.4	ANÁLISES DE COMPORTAMENTO DE FI PARA TRÊS CENÁRIOS	84
4.4.1	Fator de impacto para cenário 1: aumentando a potência de curto circuito	85
4.4.2	Fator de impacto para cenário 2: diminuindo a potência de curto circuito ..	86
4.4.3	Fator de impacto para cenário 3: inserindo capacitores em consumidores industriais	86
4.4.4	Resumo de dados de FI dos cenários estudados	87
5	CONCLUSÕES	88
5.1	TRABALHOS FUTUROS	89
5.2	ARTIGOS PUBLICADOS	89
	REFERÊNCIAS	90

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, as redes de distribuição de energia elétrica (RDEE) enfrentam várias perturbações ou distúrbios no fornecimento da energia, principalmente porque elas estão, em sua maioria, expostas ao meio ambiente. Por exemplo, quebras mecânicas ou degradação dos condutores são umas das causas de falhas na RDEE. Essas falhas, também chamadas de curtos circuitos, causam anualmente enormes prejuízos às empresas concessionárias de energia e aos consumidores finais. Os curtos circuitos são distúrbios elétricos causados principalmente por descargas elétricas atmosféricas ou ações mecânicas, como queda de árvores, ventos entre outros (BOLLEN, 2000a e 2000b). Esses distúrbios ocasionam diversos problemas na rede elétrica como transitórios, variações de tensão de curta duração (VTCD), interrupções momentâneas e permanentes de energia, desequilíbrios, entre outros.

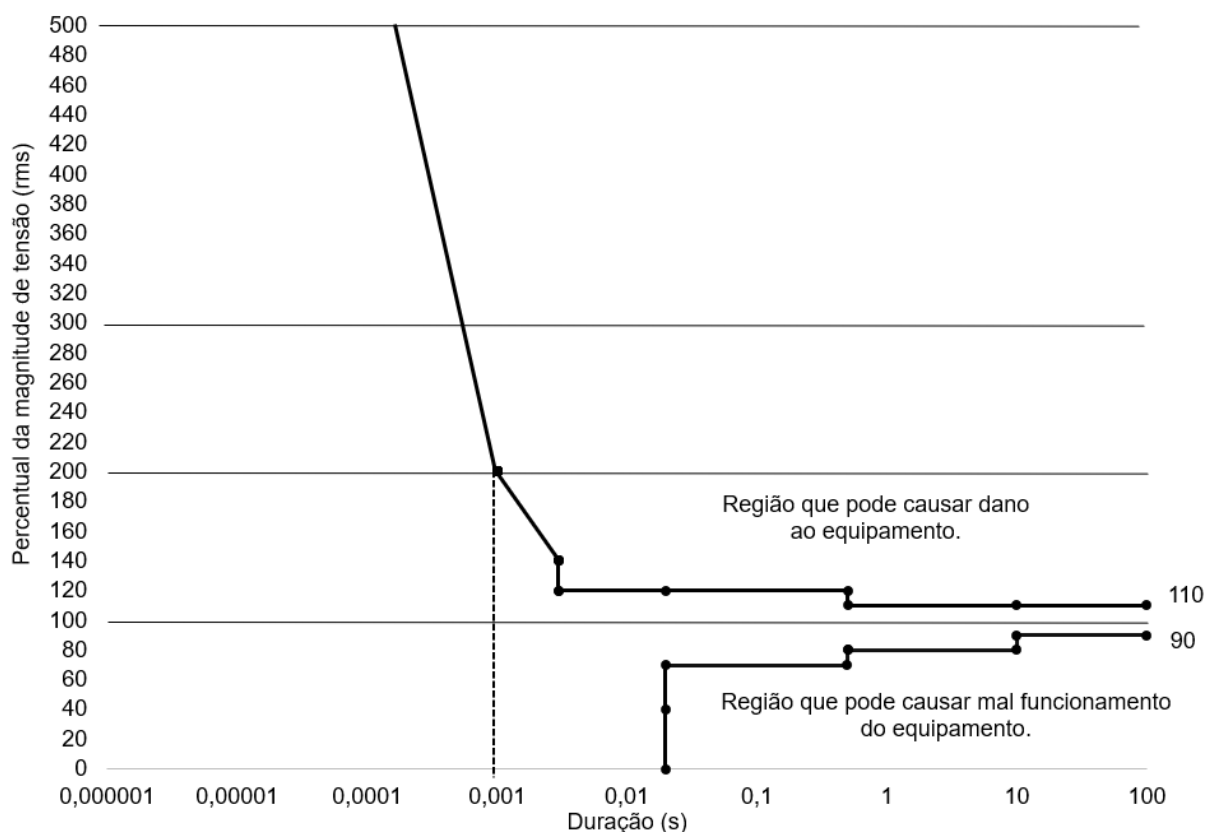
Pelo lado do consumidor, a energia elétrica precisa ser fornecida de forma contínua e seguindo as normas estabelecidas para atendimento de equipamentos eletrônicos cada vez mais sensíveis, muitas vezes utilizados nos processos produtivos de muitas indústrias. A norma IEEE¹ 1100 (2005), conta com a curva ITIC² (originalmente desenvolvida pela CBEMA³), como mostra a Figura 1. Esta curva apresenta a sensibilidade dos equipamentos eletroeletrônicos com alguns limites de amplitudes de tensão e duração dos eventos. Estes limites mostram as áreas de vulnerabilidade às VTCD.

¹ IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

² ITIC - Information Technology Industry Council

³ CBEMA - Computer & Business Equipment Manufacturer's Association

Figura 1 - Curva ITIC (CBEMA)



Fonte: Adaptado de IEEE, 2005

Também existem outras recomendações de tolerância de tensão para equipamentos, como o IEEE 1346 (IEEE, 1998) que também contém recomendações de tolerância de tensão para alguns equipamentos específicos como: CLP (Controlador Lógico Programável), motores, entre outros.

De forma a delinear as diretrizes em relação à qualidade da energia, no Brasil, a Resolução Normativa ANEEL⁴ nº 956/2021 apresenta o PRODIST⁵ – módulo 8 (ANEEL, 2021). Nesse documento são definidos os procedimentos relativos à parametrização da qualidade do produto, da qualidade do serviço e da qualidade no tratamento de reclamações para as concessionárias de energia. Nesse sentido, as VTCD estão definidas no item de qualidade do produto. Assim, as VTCD abrangem afundamentos, elevações e interrupções de tensão em tempos menores a três minutos. Nos últimos anos, as VTCD têm despertado o interesse das empresas concessionárias de energia, dos órgãos reguladores e dos consumidores finais,

⁴ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

⁵ PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

principalmente pelas enormes e frequentes perdas econômicas atreladas a esses fenômenos. Em outras palavras, além das interrupções, os afundamentos de tensão podem causar falhas em dispositivos que controlam processos de produção. Por sua vez, as elevações de tensão podem causar a queima de equipamentos eletroeletrônicos (MOTOKI et al., 2019) utilizados pelos consumidores⁶.

As severidades das VTCD podem ser estimadas utilizando algumas normas e metodologias. Elas permitem quantificar e comparar os impactos das VTCD nos consumidores finais. Indicadores também são utilizados para definir metas, comparar desempenhos e avaliar penalidades, isso com o intuito de melhorar a qualidade da energia entregue ao consumidor final.

Nesse sentido, em relação às VTCD, a ANEEL propõe o índice chamado de Fator de Impacto (FI). Este indicador agrega os eventos que acontecem em um intervalo de tempo mensal e pondera seus efeitos baseados nas suas severidades. O FI é um indicador de qualidade de energia que permite identificar barramentos e setores na rede que precisam de investimentos estratégicos para reduzir os efeitos negativos das VTCD nos consumidores.

De forma geral, existem poucos trabalhos que permitem estimar o FI. Em JUNIOR (2021) e COSTA (2019), os autores propõem uma metodologia para alocação ótima de alguns monitores de qualidade de energia, estimando FI para os demais locais não monitorados. Para isso, é proposto um método probabilístico baseado na variação de resposta na carga, tendo como base 60 pontos de monitoramento durante o período de um ano. Esses trabalhos apresentam avanços interessantes em relação ao mapeamento do FI na rede elétrica, contudo eles estão limitados à coleta de dados vindos de medidores instalados na rede. Para redes de maior extensão, ou redes em fase de planejamento, essas metodologias não podem ser aplicadas.

1.1 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As RDEE fazem parte do sistema elétrico de potência (SEP) e tem a função de entregar energia elétrica aos consumidores finais com qualidade, continuidade e

⁶ A queima de equipamentos traz elevados prejuízos para os setores comercial e industrial, porém elevações de tensão também podem afetar equipamentos domésticos.

segurança não podendo causar riscos aos consumidores. Por questões de custos e confiabilidade, as RDEE na sua maioria são instaladas por meio aéreo, isso expõe as redes ao meio ambiente, o que leva a frequentes curtos circuitos. Contudo, também podem ser instaladas de forma subterrânea diminuindo a frequência de eventos. Além disso, as RDEE têm uma maior densidade de carga, principalmente nos grandes centros de consumo. Em relação à topologia, as RDEE são ramificadas, geralmente de forma radial, mas também podem estar alocadas em malha em outros arranjos para aumentar a confiabilidade e resiliência da rede (KAGAN, 2010) (LAKERVI et al., 2008).

As RDEE são compostas por cabos, transformadores, barramentos, reguladores de tensão, elementos de proteção ou manobra e ainda bancos de capacitores para regular o fator de potência. A finalidade das RDEE é atender a demanda de consumidores industriais, comerciais ou residenciais mantendo a tensão em níveis adequados em todos os barramentos da distribuição e evitando a sobrecarga dos equipamentos de rede (linhas, transformadores, entre outros).

Por outro lado, os afundamentos, elevações e interrupções de tensão são problemas de qualidade de energia e fazem parte da VTCD e podem ser identificados pela alteração do formato de onda da tensão em relação à operação normal. Essa alteração é caracterizada principalmente pela redução ou aumento momentâneo do valor eficaz de tensão, resultando em uma magnitude residual (V_{res}) com uma duração (d_{res}). Sendo assim, os principais parâmetros para caracterizar uma VTCD são a magnitude e a duração. Cabe adiantar que os afundamentos de tensão são eventos que ocorrem com maior frequência em relação às elevações e interrupções de tensão (ETO et al., 2004) (HAN et al., 2020).

As VTCD têm como principal origem os curtos circuitos, devido a existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas de distribuição que estão sujeitas a todos os tipos de intempérie, mas também podem ocorrer pela ligação de grandes cargas, pela magnetização de transformadores, a conexão e desconexão de banco de capacitores ou de grandes motores (BOLLEN, 2000a e 2000b).

Os curtos circuitos em RDEE aéreas podem ser provocados por diversas ocorrências, como vendavais, contatos com árvores ou animais, falhas em isoladores, falhas humanas e as descargas atmosféricas. As faltas podem ser do tipo trifásicos, bifásicos e fase-terra, sendo o primeiro o mais severo em magnitude, porém com menor frequência de ocorrência (aprox. 5% conforme MATOS, 2009). Dependendo

do local da falta, do tipo de falta e das condições do sistema, os curtos circuitos podem causar afundamentos de tensão, elevações de tensão ou ainda interrupções de energia.

Os clientes também participam nas VTCD, principalmente pela corrente de partida de motores ligados a rede, pois os eventos de afundamento de tensão, dependem majoritariamente da corrente que flui nas linhas e pelas características de cada rede, como a impedância em cada PAC⁷ da rede (CEBRIAN, 2008).

Como a VTCD pode ser gerada tanto pelo lado da concessionária como do consumidor, conectados pelo PAC, já existem metodologias que podem indicar o responsável pela VTCD, encontrando níveis de desequilíbrios de tensão e corrente nos lados do primário e secundário do transformador (FERREIRA, et al., 2023) ou utilizando métodos com base em transientes e fases (MOHAMMADI, et al., 2022).

Em relação à duração da VTCD, ela está diretamente relacionada com a atuação dos dispositivos de proteção (como disjuntores, religadores ou chave fusível) e da filosofia de proteção da rede (salva ou queima fusível) e seu local em relação ao ponto de avaliação (WANG, et al., 2019). O sistema de proteção tem como principal finalidade desconectar parte do sistema elétrico que esteja experimentando grandezas físicas fora dos limites previstos durante um curto circuito, limitando e reduzindo, com isso, os danos em toda a rede elétrica e principalmente os consumidores finais (AIELLO, 2023).

1.1.1 Afundamentos de tensão

Existem na literatura algumas definições sobre os afundamentos de tensão estabelecido em normas, como resumido na Tabela 1. Na Europa, a *Européen de Normalisation Électrotechnique* (CENELEC), estabeleceu a norma EN 50160 (CENELEC, 2022). Por sua vez, a norma Norte América do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) estabeleceu a IEEE Std 1159 (IEEE, 2019) e IEEE Std 1564 (IEEE, 2014). No Brasil, a ANEEL estabeleceu o PRODIST para afundamentos de tensão apresentado na Tabela 1. Com relação a magnitude, todas as normas têm como referência a tensão contratada ou nominal em *rms*⁸ possuindo a mesma faixa

⁷ PAC – Ponto de acoplamento comum

⁸ *rms* - root mean square

de tolerância de variação. Quanto a duração, as normas Europeia e a Norte Americana possuem um período menor de caracterização (até 1 min), indicando que dispositivos de proteção agem mais rapidamente para eliminar as fontes de afundamento de tensão. Já a norma Brasileira, indica que os dispositivos de proteção são mais lentos (até 3 min) para eliminar os afundamentos de tensão, permitindo que os equipamentos sensíveis experimentem até 2 minutos a mais de afundamentos de tensão antes de ocorrer qualquer interrupção para proteção do consumidor conectado.

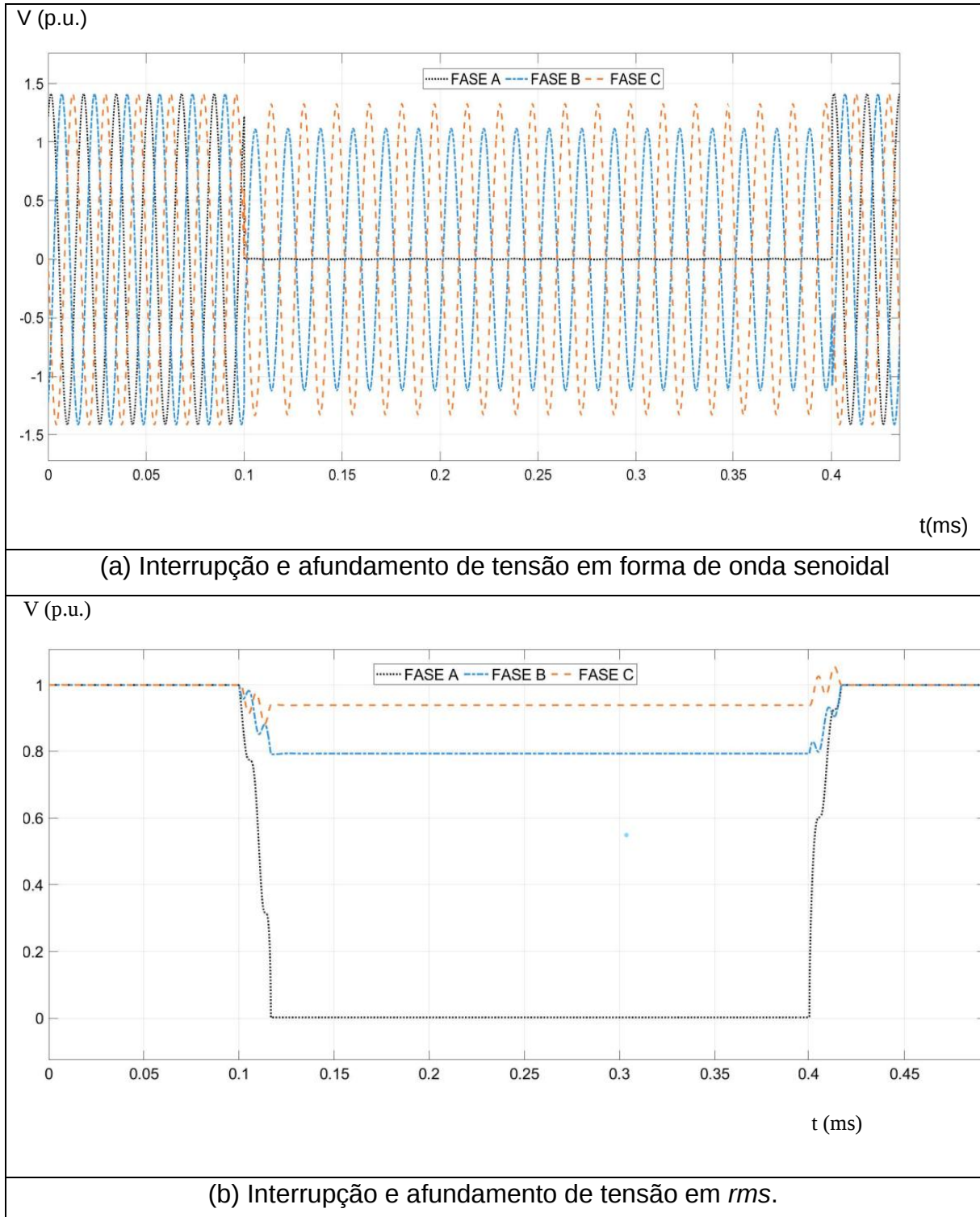
Tabela 1 – Afundamento de tensão conforme normas

Tipo de evento	Norma	Magnitude	Duração
Afundamento de tensão de curta duração	EN 50160	$90\% \geq V_{res} \geq 1\%^*$	$10\text{ ms} < d_{res} \leq 1\text{ min}$ (para um sistema em 50 Hz)
	IEEE 1159 IEEE 1564	$0,9\text{ p.u.} \geq V_{res} \geq 0,1\text{ p.u.}$	$8,33\text{ ms} < d_{res} \leq 1\text{ min}$ (para um sistema em 60 Hz)
	PRODIST	$0,9\text{ p.u.} > V_{res} \geq 0,1\text{ p.u.}$	$16,6\text{ ms} < d_{res} \leq 3\text{ min}$ (para um sistema em 60 Hz)

* Percentuais em relação a tensão contratada ou nominal (*rms*)

A Figura 2(a) mostra as formas de onda das três fases de tensão em um sistema trifásico durante um curto circuito fase-terra. O período entre 0 e 0,1 ms representa a condição pré-falta. Entre 0,1 e 0,4 ms, a fase A sofre uma falta (curto circuito) entre fase e terra. Nesse período, as outras duas fases sofrem pouca variação de magnitude em relação a condição pré-falta. A mudança nos valores das tensões fica mais evidente na Figura 2(b) com os valores rms. Com isso, a fase A enfrenta uma interrupção momentânea e a fase B enfrenta afundamento causado pela falta.

Figura 2 – Um curto circuito fase-terra em um circuito trifásico.



1.1.2 Elevações de tensão

A norma EN 50160 (CENELEC, 2022), o IEEE Std 1159 (IEEE, 2019), e o PRODIST da ANEEL definem as elevações de tensão conforme Tabela 2. Assim como os afundamentos de tensão, todas as normas citadas possuem como referência a

tensão contratada ou nominal em rms possuindo a mesma faixa de tolerância de variação. Quanto a duração, assim como nos afundamentos de tensão, as normas Europeia e a Norte Americana possuem um período menor de caracterização (até 1 min), indicando que dispositivos de proteção agem mais rapidamente para eliminar as fontes de afundamento de tensão. Já a norma Brasileira, indica que os dispositivos de proteção são mais lentos (até 3 min) para eliminar as elevações de tensão, permitindo que os equipamentos sensíveis experimentem até 2 minutos a mais de elevações de tensão antes de ocorrer qualquer interrupção para proteção do consumidor conectado.

Tabela 2 – Elevação de tensão conforme normas

Tipo de evento	Norma	Magnitude	Duração
Elevações de tensão de curta duração	EN 50160	$V_{res} \geq 110\%^*$	$10 \text{ ms} < d_{res} \leq 1 \text{ min}$ (para um sistema em 50 Hz)
	IEEE 1159 IEEE 1564	$V_{res} > 1,1 \text{ p.u.}$	$8,33 \text{ ms} < d_{res} \leq 1 \text{ min}$ (para um sistema em 60 Hz)
	PRODIST	$V_{res} > 1,1 \text{ p.u.}$	$16,6 \text{ ms} < d_{res} \leq 3 \text{ min}$ (para um sistema em 60 Hz)

* Percentual em relação a tensão contratada ou nominal (*rms*)

As elevações de tensão em alguma das fases podem surgir por diversas razões, mas as principais são causadas por curtos circuitos em outras fases, mas podem também ser provocadas por desligamento não programados de grandes cargas ou conexão de capacitores.

1.1.3 Interrupções de tensão de curta duração

O CENELEC define interrupções de curta duração com períodos diferentes do IEEE e do PRODIST da ANEEL conforme mostra a Tabela 3.

Tabela 3 – Interrupção de tensão conforme normas

Tipo de evento	Norma	Magnitude	Duração
Interrupções de curta duração	EN 50160	$V_{res} < 1\%^*$	$10 \text{ ms} < d_{res} \leq 1 \text{ min}$
	IEEE 1159	$V_{res} < 0,1 \text{ p.u.}$	$8,33 \text{ ms} < d_{res} \leq 1 \text{ min}$
	PRODIST	$V_{res} < 0,1 \text{ p.u.}$	$16,6 \text{ ms} < d_{res} \leq 3 \text{ min}$

* Percentual em relação a tensão contratada ou nominal (*rms*)

1.2 CARACTERIZAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS

Para caracterizar e classificar os eventos que podem levar as VTCD, foram definidas as normas do PRODIST, IEEE Std 1159 e IEEE Std 1564. Estas normas não apresentam exatamente as mesmas parametrizações (OLIVEIRA, et al., 2018), porém possuem a magnitude de tensão e a duração do evento como parâmetros de base para a avaliação das VTCD. Estes valores podem ser obtidos a partir de dois métodos; o empírico, realizado com medidores instalados em barramentos estratégicos, o que exige altos custos e tempo de medição, ou por meio de métodos estocásticos com base em simulação de Monte Carlo.

1.2.1 Agregação de eventos

As VTCD podem ter diversas características que estão atreladas aos eventos e outras variáveis, como por exemplo, o tipo de sistema monofásico, bifásicos ou trifásicos onde ocorre a falta. Para sistemas com mais de uma fase, durante um evento de curto circuito, a magnitude de tensão residual durante o evento pode ser diferente em cada fase, além de existir a possibilidade de eventos sucessivos (por exemplo, uma falta monofásica que evolui para uma falta bifásica), isso, portanto, pode alterar a percepção da duração da VTCD. Neste sentido, o PRODIST – módulo 8 estabelece alguns critérios para lidar com esses casos, o que são chamados de métodos de agregação.

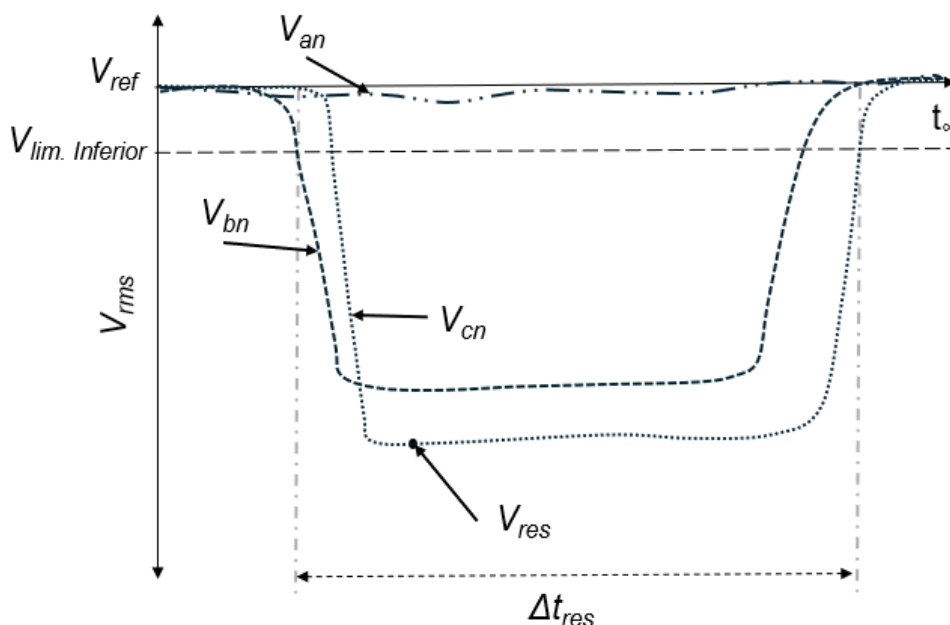
Existem três critérios para agregação quando envolve mais de uma fase: união de fases, parâmetros críticos e fase crítica. Conforme o PRODIST, para eventos simultâneos (que ocorrem ao mesmo tempo em mais de uma fase) em um mesmo barramento, devem ser agregados para compor um único evento. Além disso, para eventos sucessivos (que ocorrem um após o outro) entre 16,67 ms até 3 minutos em um mesmo barramento, deve compor um único evento através da agregação temporal, caso possua mais de uma fase envolvida em cada evento (eventos simultâneos), previamente deve ser realizado a agregação fases por um dos critérios e posteriormente deverá ser aplicada a agregação temporal. Importante destacar que os afundamentos e as elevações de tensão devem ser tratados separadamente tanto em magnitude como em duração.

1.2.1.1 Agregação pelo critério de união de fases

Consiste no registro de múltiplos sinais em um período a ser avaliado, ou seja, são coletados os valores de magnitudes de cada uma das fases durante este período. O tempo inicial da agregação passa a contar a partir do instante que qualquer uma das fases ultrapassar o limite de magnitude estabelecido. O tempo final desta agregação será o instante no qual todas as fases voltam a ultrapassar o limite de magnitude estabelecido.

A Figura 3 mostra os valores *rms* de tensão de três fases, V_{an} , V_{bn} e V_{cn} durante um curto circuito. Da figura, seguindo o critério de união de fases, a fase V_{cn} apresenta o maior afundamento, portanto essa fase definirá a magnitude a ser considerada na caracterização desse evento. Em relação à duração, segundo este critério, o valor de Δt_{res} define a duração do evento compreendido entre a fase que primeiro ultrapassou o limite inferior (ou superior) de tensão, ou seja, V_{bn} , e a última fase que sai do limite inferior (ou superior) de tensão, ou seja, V_{cn} . Podemos destacar que a duração não é definida necessariamente por uma única fase, ela é definida, neste caso, pelas fases V_{bn} e V_{cn} .

Figura 3 – Agregação pelo critério de união de fases



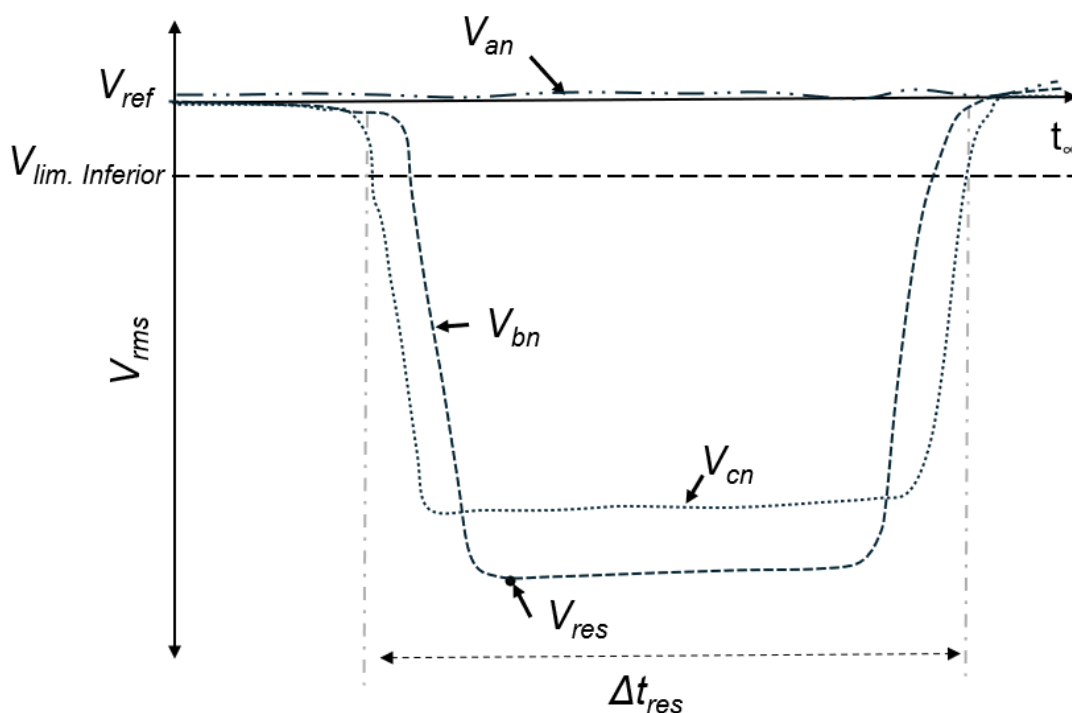
Fonte: Adaptado de (MACEDO, 2020).

1.2.1.2 Agregação pelo critério de parâmetros críticos

O critério de parâmetros críticos consiste no registro de múltiplos sinais, um para cada fase. O registro de máxima duração será obtido dentre todos os eventos registrados e a amplitude será igual à amplitude do evento que mais se distanciou em relação a tensão de referência.

A Figura 4 ilustra um exemplo, ou seja, a fase V_{bn} é a fase com maior afundamento de tensão em relação a V_{an} e V_{cn} , então V_{bn} define a magnitude de afundamento. Em relação a duração, Δt_{res} é definida pela fase V_{cn} , já que essa fase teve maior duração em relação as fases V_{an} e V_{bn} . Portanto, a fase V_{cn} define a duração do evento. Neste critério, as fases que definem a magnitude e duração são as fases V_{bn} e V_{cn} , respectivamente.

Figura 4 – Agregação pelo critério de parâmetro crítico



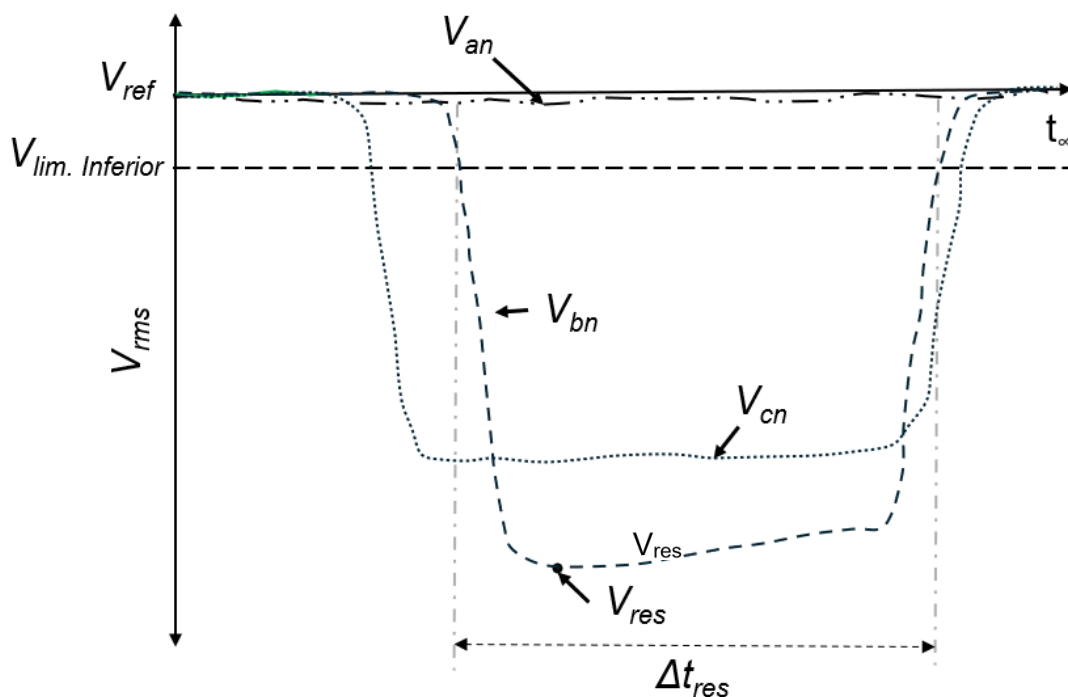
Fonte: Adaptado de (MACEDO, 2020).

1.2.1.3 Agregação pelo critério de fase crítica

Critério de fase crítica consiste no registro de múltiplos sinais, um para cada fase. A magnitude e a duração são definidas pela fase que mais se distanciou da tensão de referência durante o evento.

A Figura 5 mostra a aplicação deste critério. Considerando as três fases, a fase V_{bn} é aquela que apresenta maior afundamento de tensão, portanto será essa fase que define a magnitude e duração.

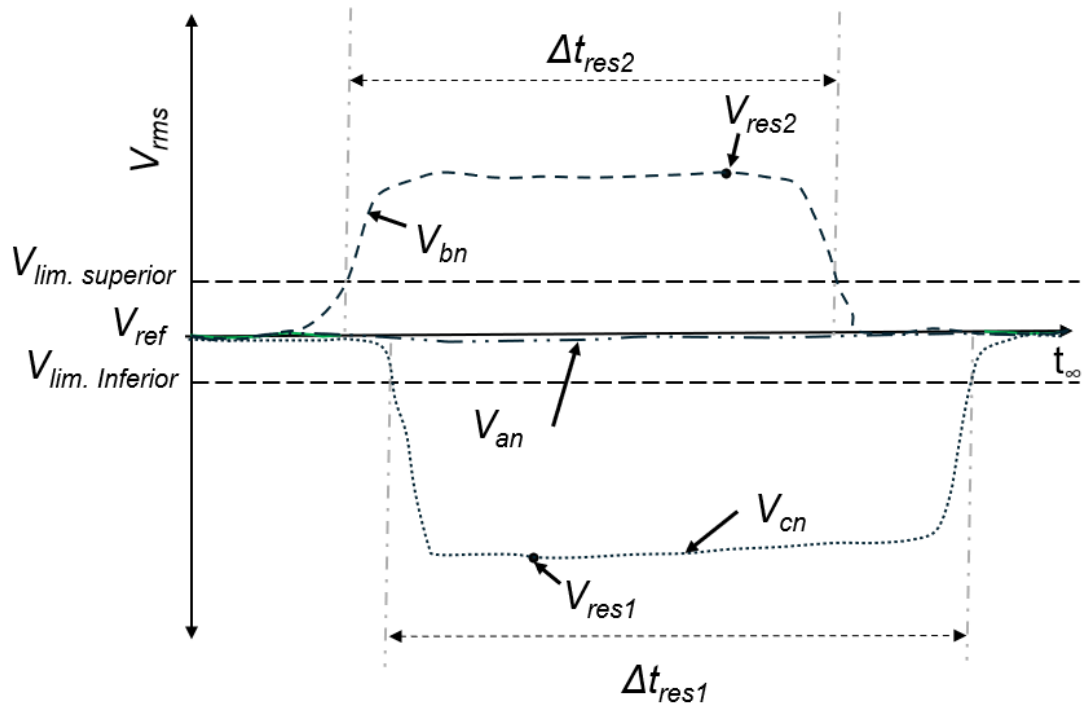
Figura 5 - Agregação pelo critério de fase crítica



Fonte: Adaptado de (MACEDO, 2020).

Podem ocorrer eventos simultâneos, por exemplo conexão e desconexão de capacitores, curtos circuitos, entre outros, em que algumas das fases podem estar em condição de elevação e outras em condição de afundamento. Neste caso, segundo o PRODIST, cada tipo de evento deve ser caracterizado separadamente como mostra a Figura 6. Cabe destacar que os critérios de agregação de união de fases, de parâmetro crítico e de fase crítica podem ser utilizados para caracterizar os afundamentos e elevações de tensão. Na Figura 6, o mesmo evento de curto circuito levou a que a fase V_{cn} apresente um afundamento e a fase V_{bn} uma elevação. Nesse caso, embora só esteja sendo analisado um único evento de curto circuito, a elevação e o afundamento de tensão serão analisados de forma separada, tanto na magnitude (V_{res1} e V_{res2}) como na duração (Δt_{res1} e Δt_{res2}).

Figura 6 - Diferentes eventos simultâneos



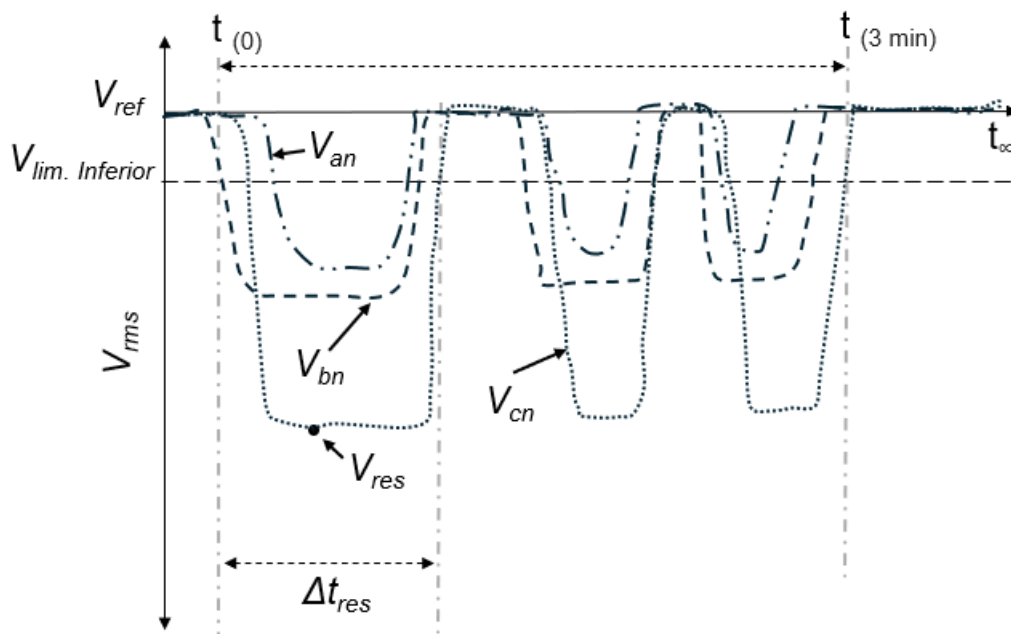
Fonte: Adaptado de (MACEDO, 2020).

1.2.1.4 Agregação temporal para eventos consecutivos

A agregação temporal utiliza o critério de parâmetros críticos para eventos consecutivos em um período de até três minutos, de forma a compor um único evento de VTCD. Os eventos consecutivos, ou seja, os que ocorrem mais de um evento em um período, onde o valor de tensão ultrapassa e retorna diversas vezes pelo valor tensão limite estabelecido, e pode ser causado, por exemplo, por religadores. O período do evento agregado, será a máxima duração entre todos os eventos, após realização da devida agregação de fases para eventos simultâneos, que ocorrem em mais de uma fase. Já a amplitude agregada a ser considerada, será aquela que mais se distanciou da tensão de referência.

A Figura 7 mostra três eventos consecutivos durante um período de três minutos, o primeiro evento ocorre na fase V_{bn} e o último evento ocorre na fase V_{cn} , porém, conforme critério, após as devidas agregações de fase para cada evento simultâneo, é possível obter Δt_{res} como sendo o evento que mais perdurou e V_{res} como o valor da tensão que mais se distanciou o valor de referência.

Figura 7 - Agregação temporal

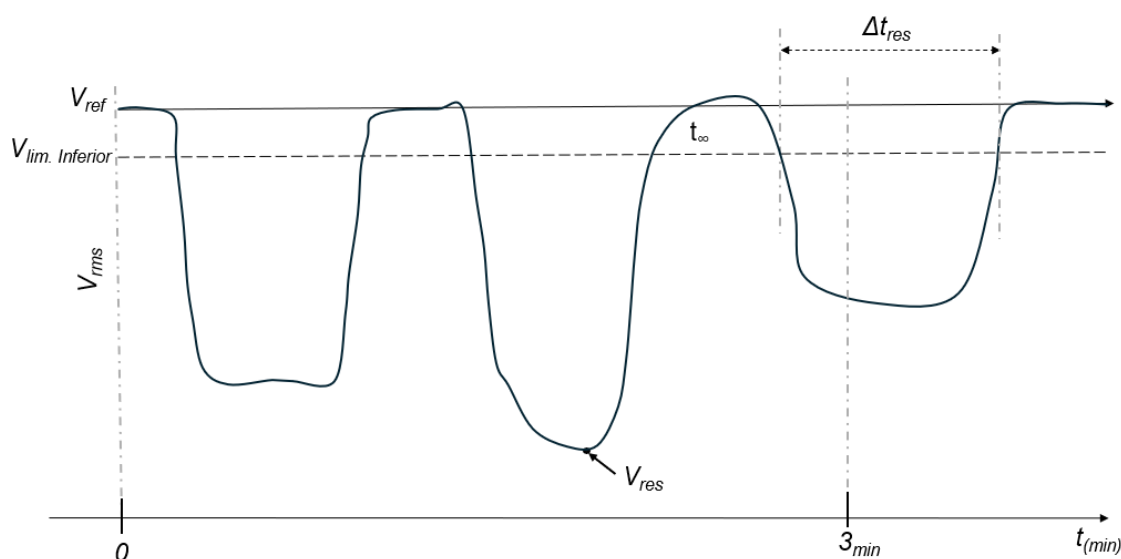


Fonte: Adaptado de (MACEDO, 2020).

Conforme estipulado no PRODIST, as fases podem ser agregadas pelo critério de união das fases, porém outras formas de agregação de fases podem ser utilizadas, e os eventos consecutivos em um período entre 16,6 ms até 3 minutos devem ser agregados pelo método temporal.

Para eventos que ultrapassem os três minutos estabelecidos pelo PRODIST, e que tenham iniciado antes deste tempo de 3 minutos e tenham perdurado, a duração do evento deve ser contabilizada do seu início até o retorno à condição considerada normal, como mostra a Figura 8.

Figura 8 - Exemplo de agregação temporal quando um evento persiste após 3 minutos



Fonte: Adaptado de (MACEDO, 2020).

1.3 FATOR DE IMPACTO

As VTCD são caracterizadas pelo PRODIST pela sua magnitude e duração. Por exemplo, em caso de uma perturbação causada por um curto circuito, os medidores coletam os valores de magnitude e duração de cada evento detectado. Os eventos detectados recebem uma classificação e uma denominação conforme sua magnitude e duração, segundo a Tabela 4.

Nesse sentido, o FI é um indicador quantitativo que permite incluir a severidade das elevações, afundamentos e interrupções de tensão no barramento que fornece energia ao consumidor final. Segundo o PRODIST, todos os eventos, devem ser avaliados durante um período mínimo de um mês e registrados de acordo com sua respectiva magnitude e duração. As linhas da Tabela 5 representam intervalos de magnitude de tensão. O intervalo de tensão de 0,90 até 1,10 p.u, não é considerado, porque representa a operação normal. As colunas da Tabela 5 representam intervalos de duração de até 3 min (ou 180 segundos). O intervalo de tempo entre de 0 até 16,6 ms, não é levado em consideração, porque os eventos neste intervalo são considerados transitórios. Além disso, no PRODIST são determinados pesos diferenciados por regiões de sensibilidade, fazendo uma relação da duração e magnitude da VTCD com os níveis de sensibilidade das diferentes cargas conectadas aos sistemas de distribuição para sistema de média e alta tensão, nomeadas pelas

letras de A – I. Cada região de sensibilidade e sua respectiva letra está apresentada na Tabela 5. A Tabela 6, apresenta o peso de cada letra e busca representar o impacto da VTCD do pondo de vista de operação de equipamentos conectados na RDEE, visando atender a curva ITIC da Figura 1.

Tabela 4 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

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

Fonte (ANEEL, 2021)

Tabela 5 - VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas para cálculo do Fator de Impacto

Fila	Coluna	a	b	c	d	e	f	g				
	Amplitude (p.u.)/Duração	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min				
1	1,15<	Região H			Região I							
2	1,10-1,15											
3	0,85-0,90	Região A			Região G							
4	0,80-0,85											
5	0,70-0,80	Região B	Região D									
6	0,60-0,70											
7	0,50-0,60	Região C										
8	0,40-0,50											
9	0,30-0,40	Região E							Região F			
10	0,20-0,30											
11	0,10-0,20											
12	0,00-0,10											

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

Tabela 6 - Fatores de ponderação (f_{pi}) e Fator de Impacto Base (FI_{BASE}) de acordo com a tensão nominal.

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (f_p)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		1,0 kV < Vn < 69 kV	69 kV ≤ Vn < 230kV
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: (ANEEL, 2021).

Sendo assim, o FI pode ser avaliado por (1), a partir dos valores inseridos na Tabela 5.

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times f_{pi})}{FI_{BASE}} \quad (1)$$

Onde:

f_{ei} = frequência de ocorrência de eventos de VTCD na região de sensibilidade i

f_{pi} = fator de ponderação de cada região de sensibilidade i.

FI_{BASE} = Fator de Impacto base.

1.4 MOTIVAÇÃO

Consumidores residenciais, comerciais e industriais podem ter consequências indesejadas pela falta de qualidade de energia fornecida. Por um lado, as concessionárias de distribuição de energia passam a ser pressionadas cada vez mais pelos órgãos reguladores para atender às normas estabelecidas, por outro lado, os consumidores passam a exigir maiores níveis de qualidade na energia fornecida, isso pois eles possuem equipamentos cada vez mais sensíveis às perturbações elétricas. Falhas nesses equipamentos ocasionam grandes prejuízos na produção ou prestação de serviços. Equipamentos mais sensíveis podem ser danificados ou ter sua vida útil diminuída.

Em (MOTOKI et al., 2019), os autores destacam que as pequenas e médias empresas, com média de 349 funcionários, têm um custo médio de US\$ 7.364,75 por eventos de afundamento de tensão e interrupção de curta duração (menor que 3 minutos) e que estes eventos representam 84% dos eventos segundo pesquisa do autor. Além disso, identificou uma média de 8 eventos por mês, gerando uma perda média anual de US\$ 707.016,00. Desta forma, as agências reguladoras precisam desenvolver índices de qualidade de energia adequados para quantificar a percepção dos consumidores sobre VTCD (ANEEL, 2021).

Na literatura existem métodos que permitem avaliar o FI a partir de medidores instalados em pontos específicos (COSTA, 2019) (JUNIOR, 2021). Esses métodos precisam de longos períodos de medição para obter valores aceitáveis. Nesse sentido, a implementação de métodos estocásticos é necessária, já que eles permitem obter valores estimados de FI em redes elétricas existentes ou ainda em fase de

planejamento, isso é possível porque os métodos estocásticos permitem simular as características operacionais (esperadas ou projetadas) da rede elétrica em condições reais.

1.5 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo geral propor uma metodologia para estimativa de FI em cada barramento da rede de distribuição e estudar o comportamento do FI em barramentos que conectam consumidores sensíveis às VTCD.

Os objetivos específicos são:

- Desenvolver um método estocástico baseado no método Monte Carlo (MC) para simulação de eventos aleatórios de faltas elétricas (curtos circuitos) na rede elétrica.
- Estimar o FI em cada barramento considerando os critérios de agregação de fase e temporal propostos pelo PRODIST.
- Segregar os valores de FI em função do tipo de distúrbio elétrico, ou seja, VTCD, interrupção momentânea e interrupção permanente.
- Estudar os efeitos no valor de FI sobre variações nos parâmetros na rede elétrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Ao longo dos anos, os problemas causados pelas VTCD têm despertado o interesse das empresas concessionárias de energia, principalmente pelos enormes prejuízos financeiros associados com reclamações feitas pelos consumidores finais e pelas compensações exigidas pelos órgãos reguladores (DUGAN, 2002) (VEIZAGA, 2023). Nesse sentido é importante definir métricas e indicadores que permitam comparar desempenhos e limites adequados ainda no planejamento das redes, isso com o intuito de direcionar investimentos feitos na rede elétrica e melhorar a qualidade de energia entregue aos consumidores (DUGAN, 1999).

Em BOLLEN (1996), o autor apresenta um método analítico para estimar a quantidade de afundamentos de tensão para locais específicos de carga em redes radiais. Este método é conhecido como de distâncias críticas. O método permite obter a distância da falta necessária para atingir um nível de afundamento de tensão esperado. Embora seja um método eficiente e rápido, é limitado a redes radiais, para faltas equilibradas e com impedância zero (curtos circuitos francos).

De forma a padronizar e caracterizar os diversos fenômenos eletromagnéticos que afetam a rede elétrica (por exemplo, transitórios, interrupções, harmônicos), o trabalho de DUGAN et al. (2002) propõe uma diferenciação em função da magnitude e duração do fenômeno. Essa caracterização pode ser vista na Tabela 7. Nesse sentido, as VTCD estão caracterizadas como fenômenos instantâneos e momentâneos.

Com o intuito de reduzir os efeitos negativos das VTCD, algumas alternativas operacionais ou instalação estratégica de equipamentos foram propostas por diferentes autores. LAKERVI (2000) propõe a utilização de transformadores para a redução da magnitude dos afundamentos de tensão. Em CHEN (2002), o autor apresenta estratégias de reconfiguração das redes de distribuição para minimizar o número de afundamentos de tensão que podem afetar os consumidores sensíveis. Por outro lado, o trabalho proposto por HARIYANTO et al. (2014) visou prever os afundamentos de tensão a partir de funções de distribuição de probabilidade e índice de gravidade. A metodologia proposta por HARIYANTO et al. (2014) consiste em cinco etapas: simulação de falhas de curto circuito, agrupamento por técnica de *K-means*, transformação do índice de gravidade de eventos, compilação de dados e apresentação do histograma.

Tabela 7 - Categorias e características dos fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência

Categorias		Conteúdo Típico Espectral	Duração Típica	Magnitude Típica
1.0	Transientes			
1.1	Impulso			
1.1.1				
1	Nanosegundos	5-ns elevação	<50 ns	
1.1.1				
2	Microsegundos	1- μ s elevação	50 ns-1 ms	
1.1.1				
3	Milissegundos	0,1-ms elevação	>1 ms	
1.2	Oscilatório			
1.2.1				
1	Baixa frequência	<5 kHz	0,3-50 ms	0-4 p.u.
1.2.1				
2	Média frequência	5-500 kHz	20 μ s	0-8 p.u.
1.2.1				
3	Alta frequência	0,5-5 MHz	5 μ s	0-4 p.u.
2	Variação de tensão de curta duração			
2.1	Instantânea			
2.1.1				
1	Interrupções		0,5-30 ciclos	<0,1 p.u.
2.1.1				
2	Afundamentos		0,5-30 ciclos	0,1-0,9 p.u.
2.1.1				
3	Elevações		0,5-30 ciclos	1,1-1,8 p.u.
2.2	Momentâneas			
2.2.1				
1	Instantânea		3 s- 1 min	<0,1 p.u.
2.2.1				
2	Interrupções		3 s- 1 min	0,1-0,9 p.u.
2.2.1				
3	Afundamentos		3 s- 1 min	1,1-1,2 p.u.
3.0	Variações de tensão de longa duração			
3.1	Interrupções sustentadas		>1 min	0,0 p.u.
3.2	Afundamentos de tensão de longa duração		>1 min	0,8-0,9 p.u.
3.3	Elevações de tensão de longa duração		>1 min	1,1-1,2 p.u.
4.0	Desbalanceamento de tensão		Sustentado	0,5-2%
5.0	Distorções da forma de onda			
	Deslocamento de tensão			
5.1	DC		Sustentado	0-0,1%
5.2	Harmônicas	0-100th harmônica	Sustentado	0-20%
5.3	Interharmônicas	0-6 kHz	Sustentado	0-2%
5.4	<i>Notching</i>		Sustentado	
5.5	Interferência	<i>Broadband</i>	Sustentado	0-1%
6.0	Flutuação de tensão	<25 Hz	Intermediário	0,1-7%
7.0	Variação de frequência de potência		<10 s	0,2-2 Pst

Nota: s = segundos, ns = nanosegundos, μ s = microssegundos, ms = milissegundos, kHz = quilohertz MHz = mega-hertz, min = minuto, p.u. = por unidade

Fonte: Adaptado de (DUGAN et al., 2002)

2.1 ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E INTERRUPÇÕES DE ENERGIA

A estimação da quantidade de afundamentos de tensão é uma ferramenta muito útil durante a operação e o planejamento de redes elétricas, já que permitem identificar regiões geográficas ou pontos específicos para a elaboração de ações corretivas ou preventivas visando reduzir a severidade e a frequência de eventos que podem afetar os consumidores com elevados níveis de sensibilidade (BOLLEN, 1996). Na literatura existem duas frentes para a estimação de afundamentos de tensão. A primeira utiliza informações vinda de medidores conectados em pontos estratégicos da rede para estimar o estado em barramentos que não possuem medição. A segunda frente utiliza modelos matemáticos determinísticos (JUÁREZ, 2007) ou probabilísticos para estimar os afundamentos de tensão em toda a rede elétrica (WANG et al., 2005).

Os métodos que precisam de medições, apresentam a vantagem que são mais precisos e permitem refletir o estado real da rede elétrica em análise (CORREIA, 2002) (MERTENS, 2007). Contudo, é necessário um número mínimo de medidores instalados e longo períodos de medição para obter resultados satisfatórios. Por outro lado, os métodos que se baseiam em modelos matemáticos apresentam as principais vantagens de não precisar longos períodos de medição, podem ser aplicados em redes existentes e futuras, permitem analisar e simular outros estados operacionais (reconfiguração de rede, instalação de novos equipamentos, entre outros) sem comprometer a rede elétrica. As desvantagens desses métodos baseados em modelos matemáticos são a necessidade de um modelo acurado da rede elétrica para obter resultados aceitáveis, em algumas situações, simplificações são realizadas de forma a obter resultados que mostre o pior caso, o caso mais provável, ou o comportamento médio dentro de uma janela de tempo.

Dentre os métodos matemáticos, os modelos probabilísticos têm sido amplamente utilizados nos últimos anos por diferentes autores (CEBRIAN, et al., 2023) (POLAT, et al., 2022) (ZAMBRANO, et al., 2023), principalmente porque as variáveis envolvidas nos fenômenos estudados podem ser representadas por funções

de probabilidade que melhor se aproxime ao comportamento real. Nesse sentido, os trabalhos de YUN et. al. (2000), KAGAN et al. (2004) e CAMILO et al. (2005) utilizam o método Monte Carlo para simular condições de curto circuito que podem afetar a rede elétrica e os níveis de afundamento de tensão nos barramentos durante a falta elétrica simulada. Em KAGAN et al. (2004) é possível associar a severidade do afundamento de tensão com as curvas de sensibilidade dos equipamentos eletroeletrônicos utilizados pelos consumidores, assim é possível estimar a número de faltas nesses equipamentos. Em CEBRIAN (2008) e CEBRIAN et al. (2018a e 2018b), os autores propõem a utilização do método Monte Carlo para avaliar os riscos e os custos atrelados aos afundamentos de tensão e interrupções de energia. A metodologia permite identificar regiões geográficas com maior número de afundamentos e elevações de tensão, e o número de falhas em equipamentos eletroeletrônicos utilizados pelos consumidores. Os resultados mostram índices de VTCD em cada consumidor, com isso é possível identificar quais afundamentos de tensão, de fato, causarão falhas nos equipamentos, o que levará a reclamações e o pagamento de multas por baixa qualidade da energia entregue aos consumidores. POLAT, O e GUL, O., em 2022, que utilizou simulação de falhas probabilística de Monte Carlo, resultando na identificação de pontos vulneráveis.

Em SHAKERI, et al. (2023), os autores propõem um método probabilístico para estimação de número de afundamentos de tensão que podem afetar os consumidores utilizando o indicador de qualidade de energia SARFI⁹. O método leva em consideração e as incertezas do sistema de distribuição, elementos da rede e áreas de vulnerabilidade. ZAMBRANO, et al. (2023), estuda as variáveis que mais influenciam os afundamentos de tensão através de método probabilístico, e reforça que a impedância de falta tem grande influência nos afundamentos de tensão. CEBRIAN, et al. (2023), desenvolve novo método mais apurado para estimar o número de afundamentos e interrupções de tensão, baseado em Monte Carlo, porém propondo novos parâmetros que modificam as formas das curvas de probabilidades acumuladas, que ainda podem ser complementados com dados de redes reais, aumentando a qualidade das estimativas.

⁹ SARFI - System Average Root-mean-square variation Frequency Index

Também foram desenvolvidos métodos híbridos para a estimativa do nível de afundamento de tensão nos barramentos das redes de distribuição. Em LIAO et al. (2018) e TURIZO, et al. (2022), os autores utilizam uma rede neural convolucional profunda com dados de medição visando a determinação do nível de tensão nos barramentos da rede elétrica.

Uma validação da utilização de métodos estocásticos para estimação de eventos de afundamento de tensão é realizada por SANTOS et al. (2019), utilização dados reais de medição durante o período de 2011 até 2015 em 60 pontos de monitoramento em uma rede de Portugal.

Em relação ao FI, os métodos existentes na literatura estão baseados no tratamento de medições feitos em pontos específicos. Isso com o intuito de identificar a magnitude de tensão e duração de cada evento real. Contudo, a avaliação do FI depende de fatores de ponderação para cada faixa de tensão e duração, esses fatores propostos pelo PRODIST, são valores médios que não refletem as condições de sensibilidade frente a afundamentos de tensão de todos os consumidores. Sendo assim, em COSTA et al. (2019) e SOUZA (2021), os autores propõem uma metodologia para o ajuste mais adequado dos parâmetros de cálculo do FI, de forma a considerar as condições operacionais da rede em análise. Para isso, o autor utilizou um índice que visa refletir o impacto causado pelo afundamento de tensão do ponto de vista do consumidor. Para isso, foi proposto um coeficiente de correlação (r) entre -1 e +1, que pode ser ajustado para os diferentes tipos de sensibilidades das cargas conectadas.

Os fenômenos que envolvem qualidade de energia continuam a ser o foco de órgãos reguladores, concessionárias e consumidores. Nesse sentido, o FI é um indicador importante para definir estratégias de mitigação em relação às VTCD. Porém, para se obter dados consistentes de FI são necessários longos períodos de medição, o que dificulta o acompanhamento da dinâmica das mudanças inerentes ao próprio sistema, como expansão da rede, conexão e desconexão de novas cargas, banco de capacitores, entre outros elementos. Nesse sentido, os métodos matemáticos probabilísticos são alternativos úteis durante a estimação do FI, principalmente porque permitem analisar novos cenários e obter resultados rápidos e próximos da realidade.

3 METODOLOGIA

Este trabalho utiliza uma abordagem probabilística, baseada no método Monte Carlo para gerar eventos aleatórios de curto circuito em toda a rede de distribuição. Cada evento sorteado pode ser associado com uma probabilidade de acontecer. Com isso, os efeitos desse evento na rede (VTCD, interrupção de energia, etc.) também têm a mesma probabilidade. Sendo assim, cada variável que participa do curto circuito é representada por funções de distribuição probabilística que melhor representem o seu comportamento. Essas informações podem ser obtidas a partir de dados históricos ou valores obtidos na literatura para redes similares. Na abordagem probabilística, as seguintes variáveis são consideradas: tipo de falta, impedância de falta e localização da falta conforme CEBRIAN (2023). Para o tipo de falta, as probabilidades consideradas são 5% trifásica (FFF); 10% bifásico-terra (FFT); 15% bifásico (FF) e 70% monofásico (FT) conforme (MATOS, 2009). Para definir a impedância de falta, é considerada uma distribuição uniforme entre um valor mínimo e máximo, com característica puramente resistiva, ou seja, entre 0 e 10 Ohms (BARNARD, 1993). Para definir a linha que sofrerá a falta simulada, é necessário considerar que as linhas com maiores comprimentos têm maior probabilidade de serem selecionadas. Após a seleção da linha de falha, a seleção do ponto de falha é realizada por ordenação aleatória entre 0 e 1, com uma distribuição uniforme. Este valor se correlaciona com a fração do comprimento total da linha em relação a um dos barramentos da linha.

3.1 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DAS VTCD

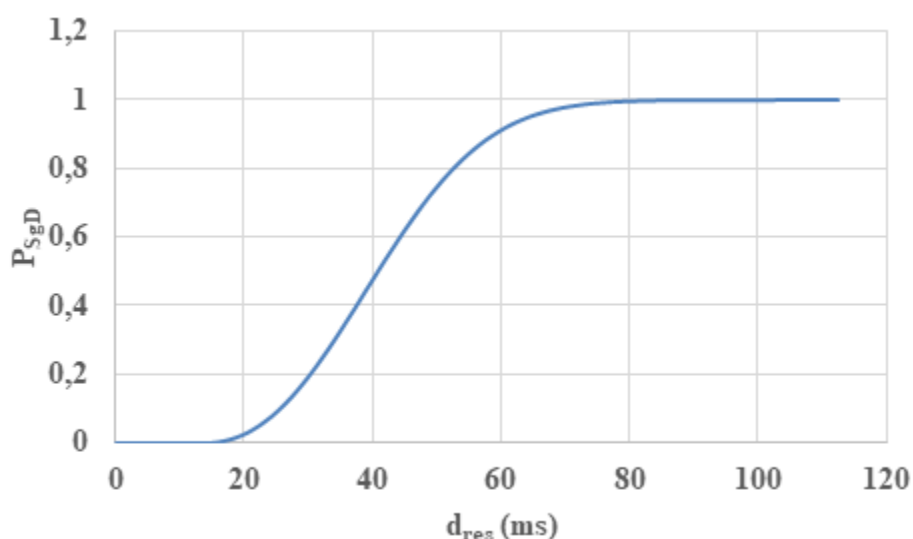
Cada conjunto de variáveis (posição, tipo e impedância) obtidas pelo método Monte Carlo representam uma condição de curto circuito (ou evento) simulado. Se N_s é o número de condições simuladas, então a probabilidade dessa condição seria $1/N_s$. Cada evento simulado gera os parâmetros necessários para o cálculo das grandezas elétricas atreladas ao curto circuito, ou seja, a corrente de curto circuito (I_{cc}) e a magnitude da tensão residual¹⁰ (V_{res}) em cada barramento da rede. Portanto, a probabilidade de acontecer I_{cc} e V_{res} também assumiria o valor de $1/N_s$. Por sua vez,

¹⁰ A tensão residual é a tensão que permanece no barramento durante um curto circuito.

a duração de cada evento simulado (d_{res}) depende de alguns parâmetros como : valor de I_{cc} , dos dispositivos de proteção da rede (religador, fusível, etc.) e de suas respectivas curvas características tempo-corrente, e do tipo de esquema de proteção (salvar fusível ou queima fusível) utilizado pelo sistema de proteção. Assim, cada I_{cc} simulado resultará em um único valor d_{res} , que também terá uma probabilidade de $1/N_s$.

De acordo com o método proposto por CEBRIAN (2008), d_{res} pode ser associado a uma curva de probabilidade cumulativa de duração do afundamento ou elevação de tensão (P_{SgD} – *Probability of voltage sag/swell duration*). Esta curva define a probabilidade de um afundamento ou elevação de tensão afetar a rede elétrica em um período definido. A Figura 9 mostra um exemplo de P_{SgD} , ou seja, um evento com duração de até 40 ms apresenta probabilidade cumulativa aprox. de 50%. Eventos com duração entre 40 ms e 60 ms apreentam uma probabilidade de $P_{SgD}(60 \text{ ms}) - P_{SgD}(40 \text{ ms}) = 0,9 - 0,5 = 0,4$ ou 40 %, eventos com duração entre 80 ms e 60 ms apresentam uma probabilidade de 10 %.

Figura 9 - Distribuição cumulativa da probabilidade da duração do afundamento ou elevação de tensão (P_{SgD})



Fonte: Adaptado de CEBRIAN et al. (2008)

A P_{SgD} permite vincular as grandezas elétricas com funções de probabilidade, por exemplo, se um curto circuito simulado apresenta uma corrente de curto de 1000 A e precisa de 60 ms para a atuação de um dispositivo de proteção (como um

fusível), então a probabilidade de afundamentos de tensão ou elevações de tensão em algum barramento da rede de até 60 ms (caso aconteça) seria de aprox. 90% (ver Figura 9). Por outro lado, a probabilidade de acontecer interrupções de energia (pela abertura, por exemplo do fusível) seria o seu valor complementar, ou seja, de 10%.

Os distúrbios elétricos, em função das magnitudes e durações, podem ser caracterizados como: transitória, afundamento (ou elevação) de tensão, interrupção de curta duração (ICD) e interrupção de longa duração (ILD). Todos estes fenômenos são independentes e podem ser representados por sua respectiva probabilidade, P_{tra} , P_{AE} , P_{ICD} e P_{ILD} . Portanto, a soma dessas probabilidades é avaliada em (2)

$$P_{TRA}(k) + P_{AE}(k) + P_{ICD}(k) + P_{ILD}(k) = 1 \quad (2)$$

Onde:

k : índice de uma falta simulada.

$P_{tra}(k)$: Probabilidades acumulada de transitórios devido a k ;

$P_{AE}(k)$: Probabilidade acumulada de afundamento ou elevação de tensão antes do acionamento das proteções devido a k ;

$P_{ICD}(k)$: Probabilidade acumulada interrupções de curta duração devido a k ;

$P_{ILD}(k)$: Probabilidade acumulada interrupções de longa duração devido a k .

A s probabilidades $P_{tra}(k)$ e $P_{AE}(k)$ podem ser obtidas em (3)(4), considerando que $T_{TRA}(k)$ e $T_{AE}(k)$ são os instantes de fim do transitório e do afundamento/elevação de tensão antes do acionamento da proteção, respectivamente, para um evento k .

$$P_{TRA}(k) = P_{SgD}(T_{tra}(k)) \quad (3)$$

$$P_{AE}(k) = P_{SgD}(T_{AE}(k)) - P_{SgD}(T_{tra}(k)) \quad (4)$$

Os valores de $T_{TRA}(k)$ e $T_{AE}(k)$ dependem da rapidez de acionamento do dispositivo de proteção para desenergizar a falta que, por sua vez, depende da magnitude da corrente de curto circuito. Em relação a $T_{TRA}(k)$, o valor também depende da legislação vigente em relação a transitórios, ou seja, segundo o PRODIST, transitórios são considerados fenômenos com duração até 1 ciclo, sendo assim o valor máximo de $T_{TRA}(k)$ é 16,6 ms (para um sistema de 60 Hz).

De forma a simplificar o modelo, é possível considerar que a relação entre as interrupções de energia momentâneas e permanentes para cada k seja constante, ou seja, como mostra (5):

$$R_{C/L}(k) = \frac{P_{ICD}(k)}{P_{ILD}(k)} = \text{constante} \quad (5)$$

Geralmente os valores de $R_{C/L}(k)$ variam entre 4 e 8 (CEBRIAN, 2023) nas redes elétricas de distribuição. Com isso é possível obter $P_{ICD}(k)$ e $P_{ILD}(k)$ em função de P_{SgD} , assim como mostrado em (6) e (7), respectivamente:

Com possibilidade de religamento:

$$P_{ICD}(k) = R_{C/L}(k) \cdot \left(\frac{1 - P_{SgD}(T_{AE}(k))}{1 + R_{C/L}(k)} \right) \quad (6)$$

$$P_{ILD}(k) = \frac{1 - P_{SgD}(T_{AE}(k))}{1 + R_{C/L}(k)} \quad (7)$$

Sem possibilidade de religamento:

Em redes elétricas que não possuem dispositivos de proteção com função de religamento, o valor de $R_{C/L}(k)$ será de zero, sendo assim, $P_{ICD}(k)$ e $P_{ILD}(k)$ serão avaliados por (8) e (9), respectivamente:

$$P_{ICD}(k) = 0 \quad (8)$$

$$P_{ILD}(k) = 1 - P_{SgD}(T_{AE}(k)) \quad (9)$$

3.2 AVALIAÇÃO DO FATOR DE ANUALIZAÇÃO

O fator de anualização $N_{tot/ano}$ nos permite transformar valores de probabilidade acumulada em valores anualizados. Para isso, é necessário conhecer a taxa de eventos por km por ano da rede, λ_{rede} , e o comprimento total da rede em km (somando todas as linhas, ou seja, tronco e ramais), L_{rede} . Sendo assim, $N_{tot/ano}$ pode ser avaliado por (10).

$$N_{tot/ano} = \lambda_{rede} \cdot L_{rede} \quad (10)$$

Assim, os afundamentos e elevações de tensão, ICD e ILD anuais que afetam toda a rede elétrica podem ser estimados por (11)-(14), respetivamente:

$$N_{afu/ano} = \left(\frac{\sum_{k=1}^{N_s} P_{AE(k)} \cdot f_{afu(k)}}{N_s} \right) \cdot N_{tot/ano} \quad (11)$$

$$N_{ele/ano} = \left(\frac{\sum_{k=1}^{N_s} P_{AE(k)} f_{ele(k)}}{N_s} \right) \cdot N_{tot/ano} \quad (12)$$

$$N_{ICD/ano} = \left(\frac{\sum_{k=1}^{N_s} P_{ICD(k)}}{N_s} \right) \cdot N_{tot/ano} \quad (13)$$

$$N_{ILD/ano} = \left(\frac{\sum_{k=1}^{N_s} P_{ILD(k)}}{N_s} \right) \cdot N_{tot/ano} \quad (14)$$

Em que:

$$f_{afu(k)} = \begin{cases} 1; & \text{existe uma barra com tensão menor que } 0,9 \text{ p.u.} \\ 0; & \text{outros casos} \end{cases}$$

$$f_{ele(k)} = \begin{cases} 1; & \text{existe uma barra com tensão maior que } 1,1 \text{ p.u.} \\ 0; & \text{outros casos} \end{cases}$$

Os fatores $f_{afu(k)}$ e $f_{ele(k)}$ representam valores binários que permitem a contabilização de eventos que podem causar afundamentos ou elevações de tensão em algum barramento da rede elétrica durante um curto circuito k .

3.3 ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DO FATOR DE IMPACTO

O indicador FI pode ser avaliado a partir da Tabela 5 definida pelo PRODIST. Esta tabela agrega os eventos (entre afundamentos e elevações de tensão) que são percebidos em um barramento durante um determinado período (segundo o PRODIST, 30 dias corridos). A tabela contempla eventos com durações entre 16,6 ms e 3 minutos e com diferentes magnitudes de tensão. Geralmente, o preenchimento desta tabela é realizado utilizando os dados coletados de oscilografias. Contudo, a

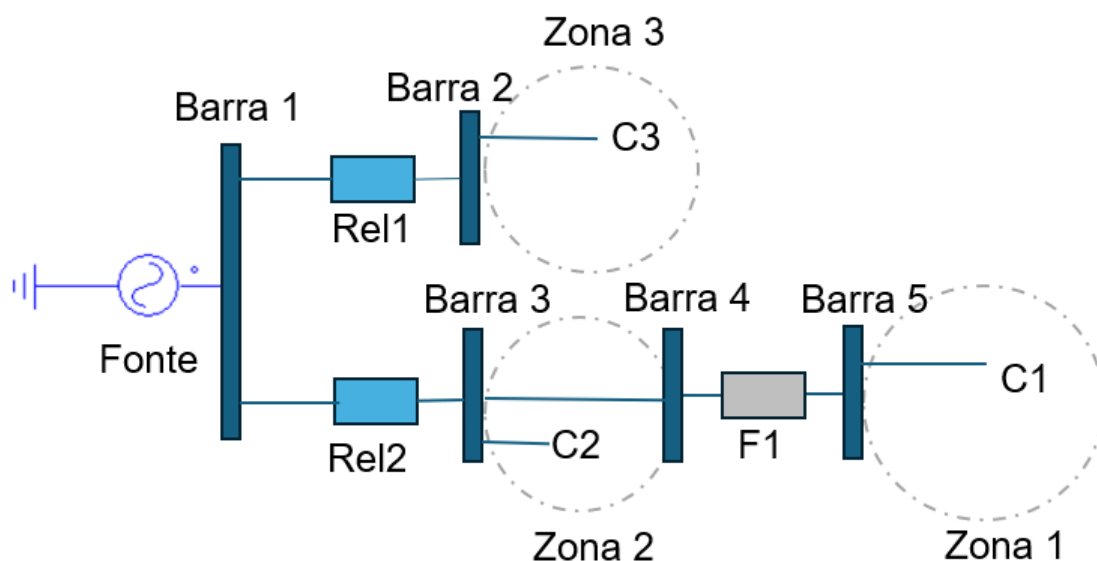
abordagem probabilística também pode ser aplicada para avaliar os fatores de impacto causadas pelas VTCD.

3.3.1 Tipos de VTCD em função da duração de um evento

De forma a quantificar as VTCD causadas por curtos circuitos que possam afetar um barramento dentro do intervalo de 16,6 ms a 3 minutos, é importante incluir os efeitos dos equipamentos de proteção como os fusíveis e os religadores durante o isolamento do defeito. No caso de acionamento de fusíveis, eles levam a interrupções permanentes no barramento, ou seja, a magnitude da tensão iria para zero e com uma duração menor que 3 minutos, nesse caso, esse evento deveria também ser inserido na tabela de fator de impacto. No caso de acionamento de religadores, afundamentos e elevações de tensão podem ocorrer durante as tentativas de religamento para faltas momentâneas. Dependendo da posição do barramento em relação ao religador, ele pode ou não perceber os afundamentos ou as elevações de tensão com diferentes magnitudes e durações, ou seja, esses eventos também devem ser inseridos na tabela de fator de impacto.

Sendo assim, a Figura 10 mostra uma rede representativa, radial e trifásica equilibrada que pode ser utilizada para avaliar o *TBFI* em todas as situações possíveis. A rede apresenta 5 barramentos, dois religadores (Rel1 e Rel2), um fusível (F1) e 3 consumidores conectados (C1, C2 e C3). Foram atribuídas zonas de avaliação (zonas 1, 2 e 3). Os religadores e fusíveis são coordenados para aceitar a filosofia de proteção salva fusível, desta forma, os religadores tem prioridade de atuação em relação aos demais dispositivos de proteção em caso de faltas momentâneas.

Figura 10 - Exemplo de uma rede distribuição para avaliação do fator de impacto

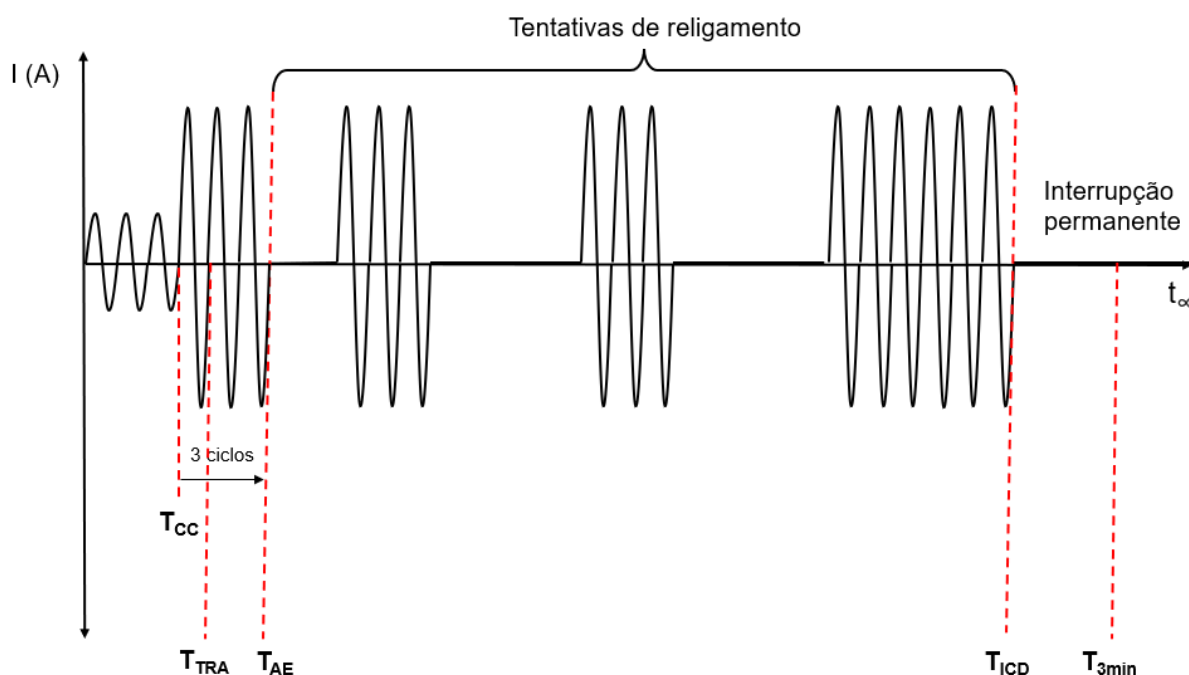


Como exemplo de atuação dos dispositivos de proteção, os religadores Rel1 e Rel2 da Figura 10, podem ser programados conforme a Figura 11, que mostra o comportamento da corrente antes e durante uma falta elétrica permanente localizada a jusante de um religador. Nesta figura, o religador adota o esquema com duas tentativas de religamento curtas e uma tentativa longa (CARNEIRO, 2020). Sendo assim, a partir do momento que o religador é sensibilizado pelo curto circuito, a primeira atuação de desligamento será após 3 ciclos (50 ms, para um sistema de 60Hz), estabelecendo um marco para a contagem de tempos de tentativas de religamento. A partir deste marco, a primeira tentativa de religamento ocorre após 12 ciclos (0,2 s), ocorrendo a segunda tentativa em 30 s e a terceira última tentativa em 45 s (DUGAN, 2002). Após os 45 s existirá uma duração maior do evento, que dependerá da curva temporizada do religador, por exemplo, 6 ciclos ou mais (maior ou igual a 0,1 s).

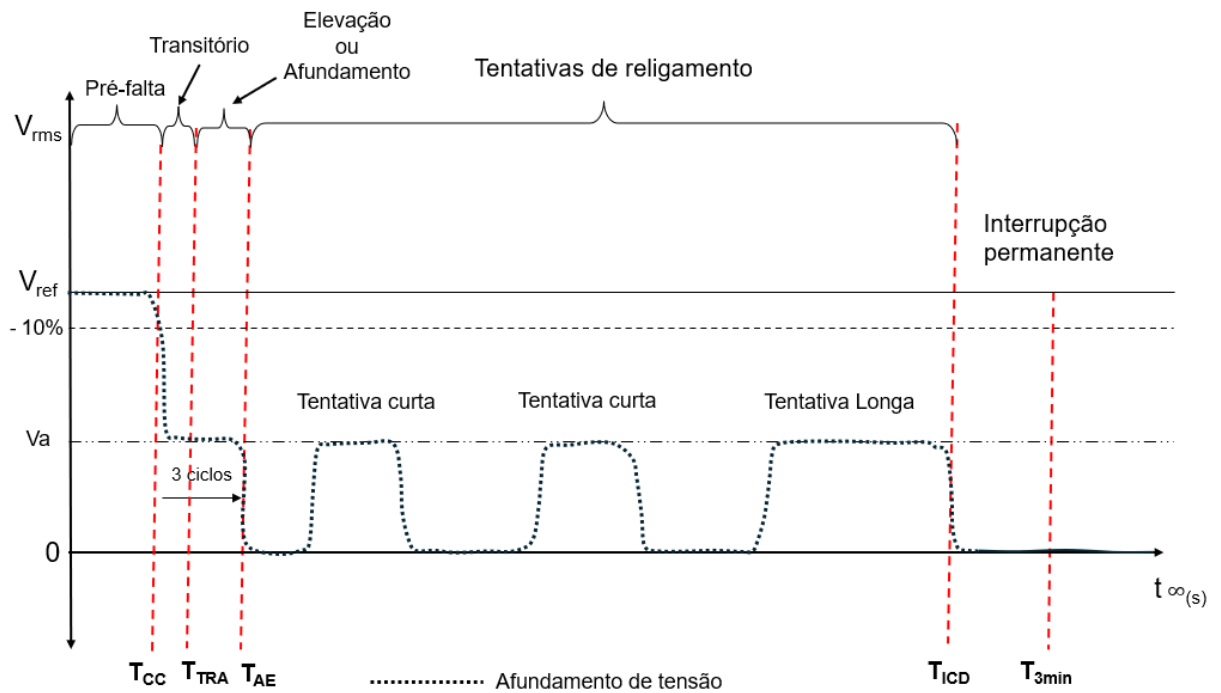
A Figura 12a mostra a corrente senoidal no religador e a Figura 12b a tensão rms no barramento a jusante durante quatro intervalos de tempo, desde o instante da falta elétrica até 3 minutos, estes são:

- Entre T_{CC} (tempo que ocorre o curto circuito) e T_{TRA} . Representa o intervalo de transitório com duração de até 1 ciclo. Este intervalo não é considerado na avaliação do fator de impacto.
- Entre T_{TRA} e T_{AE} . Representa os afundamentos ou elevações que podem acontecer em alguns barramentos após 1 ciclo e antes do primeiro acionamento de uma proteção. Neste intervalo, consumidores podem enfrentar níveis de tensão inadequados, porém eles ainda estão energizados.
- Entre T_{AE} e T_{ICD} . Representa as diversas tentativas dos religadores para desenergizar faltas momentâneas. Neste intervalo, consumidores podem enfrentar interrupções de energia, afundamentos e elevações de tensão com diferentes durações.
- Entre $T_{ICD}(k)$ e $T_{3min}(k)$. Representa o intervalo desde o último acionamento do religador para isolar a falta até 3 minutos. Neste intervalo, em função da posição do consumidor, o nível de tensão do suprimento pode retornar a seu valor nominal ou enfrentar uma interrupção permanente de energia.

Figura 12 - Intervalos de tempo durante a operação de um religador.



(a) Intervalos em onda senoidal da corrente no religador



(b) Tensão rms percebida no barramento a jusante do religador

Nesse sentido, para poder quantificar os diversos eventos que podem causar VTCD em um barramento, é importante considerar a duração do evento, ou seja, o tempo de extinção natural do curto circuito, T_{EN} . Assim, em função de T_{EN} , é possível identificar três tipos de VTCD:

- Tipo A: $V < 0,9 \text{ p.u.}$ ou $V > 1,1 \text{ p.u.}$ e $T_{TRA} < T_{EN} \leq T_{AE}$
- Tipo B: $V < 0,9 \text{ p.u.}$ ou $V > 1,1 \text{ p.u.}$ e $T_{AE} < T_{EN} \leq T_{ICD}$
- Tipo C: $V < 0,9 \text{ p.u.}$ ou $V > 1,1 \text{ p.u.}$ e $T_{ICD} < T_{EN} \leq T_{3min}$

Geralmente as VTCD de tipo A apresentam durações na escala de milissegundos. Em alguns casos, estas VTCD podem causar falhas nos equipamentos/processos produtivos dos consumidores (em função da suportabilidade dos equipamentos), ou ainda causar queimas de equipamentos. As VTCD de tipo A são causadas por falhas que podem ser extintas de forma natural antes do acionamento do sistema de proteção. As VTCD de Tipo B e C apresentam valores na escala de segundos a minutos. Nestes dois tipos, a tensão do suprimento no barramento do consumidor pode apresentar valores próximos do zero (interrupções de energia).

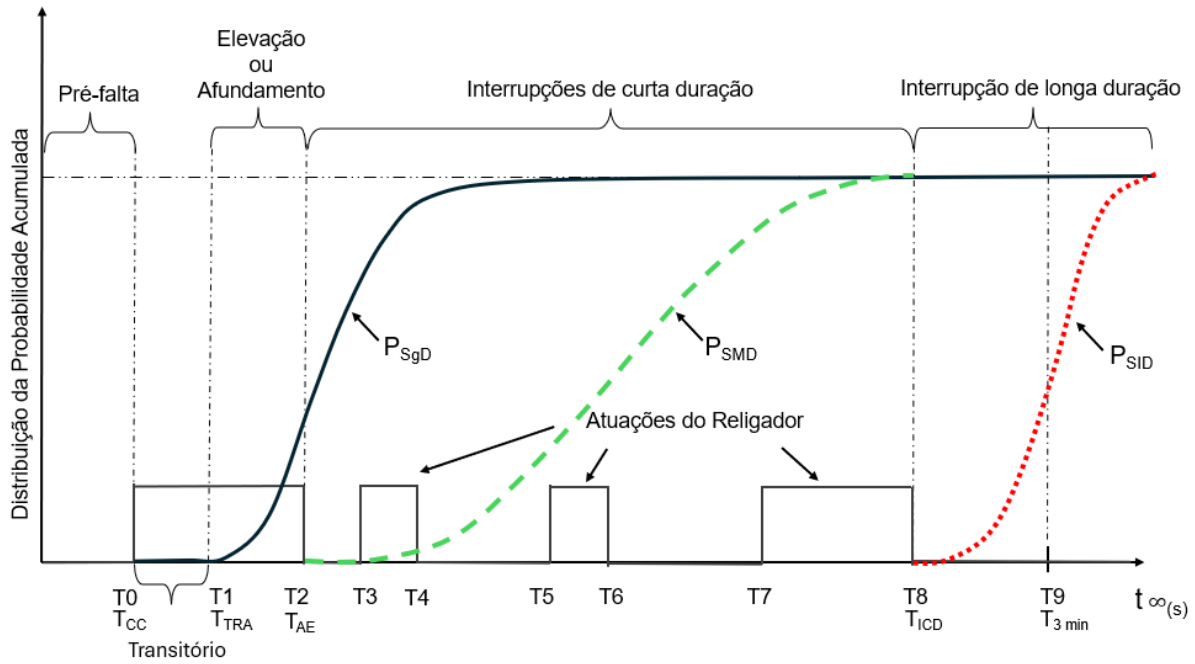
3.3.2 Curvas de probabilidade por tipos de VTCD em função da duração

Os valores de T_{EN} que definem a duração de um evento podem ser obtidos utilizando valores médios a partir de dados históricos ou podem ser estimados por meio de curvas de densidade de probabilidade. Sendo assim, a duração de cada tipo de VTCD pode ser associado com uma curva de probabilidade.

A Figura 13 mostra três curvas de probabilidade acumulada (CPA) para os três tipos de VTCD dentro do intervalo deste o início da falta (em T_{CC}) até 3 minutos (em T_{3min}), estas CPA são:

- Tipo A: Curva P_{SgD} . Esta curva cobre todo o intervalo entre T_{CC} e T_{∞} . Geralmente, $P_{SgD}(T_{CC}) = 0$ e $P_{SgD}(T_{\infty}) = 1$. Curvas de tipo Normal ou *Weibull* podem ser utilizadas para representar P_{SgD} (ver Figura 9). Para o caso do Tipo A, somente uma parcela da Curva P_{SgD} é utilizada, aquela entre o intervalo entre $T_{TRA}(k)$ e $T_{AE}(k)$.
- Tipo B: Curva P_{SMD} . Esta curva cobre todo o intervalo entre T_{AE} e T_{ICD} . Geralmente, $P_{SMD}(T_{AE}) = 0$ e $P_{SMD}(T_{ICD}) = 1$. Curvas de tipo uniforme ou normal podem ser utilizadas para representar P_{SMD} .
- Tipo C: Curva P_{SID} . Esta curva cobre todo o intervalo entre T_{ICD} e T_{∞} . Geralmente, $P_{SID}(T_{ICD}) = 0$ e $P_{SID}(T_{\infty}) = 1$. Curvas de tipo normal ou *Weibull* podem ser utilizadas para representar P_{SID} .

Figura 13 – Curvas de probabilidade acumulada para os três tipos de VTCD.



Considerando que p_{SgD} , ρ_{SMD} e ρ_{SID} são funções de densidade de probabilidade para as VTCD de tipo A, B e C, respectivamente. As funções de distribuição acumulada (ou funções de distribuição) para cada tipo de VTCD podem ser calculadas por (15)-(17):

$$P_{SgD}(t) = \int_{-\infty}^t \rho_{SgD}(t) dt \quad (15)$$

$$P_{SMD}(t) = \int_{-\infty}^t \rho_{SMD}(t) dt \quad (16)$$

$$P_{SID}(t) = \int_{-\infty}^t \rho_{SID}(t) dt \quad (17)$$

Sendo assim, a probabilidade de uma VTCD de tipo A, PA , que teve uma duração de T_A , pode ser calculada por (18).

$$PA(T_A) = P_{SgD}(T_A) - P_{SgD}(T_{Tr}) \quad (18)$$

Para uma VTCD de tipo B que teve uma duração de T_B , a probabilidade desse evento, PB , pode ser calculada por (19), em que P_{ICD} é a probabilidade de interrupções

momentâneas e $R_{C/L}$ é a relação entre interrupções momentâneas e permanentes (ver equação (6)).

$$PB(T_B) = P_{SMD}(T_B) \cdot P_{ICD}(T_{AE}) \quad (19)$$

$$P_{ICD}(T_{AE}) = R_{C/L} \cdot \left(\frac{1 - P_{SgD}(T_{AE})}{1 + R_{C/L}} \right)$$

Para um VTCD de tipo C que teve uma duração de T_C , a probabilidade desse evento, PC , pode ser calculada por (20), em que P_{ILD} é a probabilidade de interrupções permanentes (ver equação (7)).

$$PC(T_C) = P_{SID}(T_C) \cdot P_{ILD}(T_{AE}) \quad (20)$$

$$P_{ILD}(T_{AE}) = \frac{1 - P_{SgD}(T_{AE})}{1 + R_{C/L}}$$

Como exemplo numérico, a Tabela 8 mostra valores de média e desvio padrão atribuídos para três funções de probabilidade normal que podem ser utilizadas para $\rho_{SgD}(t)$, $\rho_{SMD}(t)$ e $\rho_{SID}(t)$.

Tabela 8 - valores numéricos dos parâmetros para três funções de probabilidade normal para os três tipos de VTCD

Função de distribuição	média	desvio
$\rho_{SgD}(t)$	60 ms	20 ms
$\rho_{SMD}(t)$	15 s	2 s
$\rho_{SID}(t)$	20 min	10 min

Considerando que $T_{AE} = 100$ ms, $T_{ICD} = 45$ s e $R_{C/L} = 4$, os valores de probabilidade P_{SgD} , P_{ICD} e P_{ILD} podem ser obtidos. Estes são: $P_{SgD}(16,6 \text{ ms}) = 0,0150$, $P_{SgD}(100 \text{ ms}) = 0,9772$, $P_{ICD} = 0,0182$ e $P_{ILD} = 0,00455$. A partir destes valores é possível calcular as probabilidades de VTCD para três eventos de faltas elétricas com durações de 80 ms, 16 s e 150 s. A Tabela 9 mostra os resultados para cada uma dessas faltas, assim podemos destacar o seguinte:

- O evento com duração de 80 ms pode causar VTCD do tipo A, ou seja, ele será extinto antes da abertura da proteção em 100 ms. A probabilidade de causar VTCD é de 91,82 %.

- O evento com duração de 16 s pode causar VTCD do tipo A e B. Este evento será extinto antes da última tentativa de desligamento do religador em $T_{ICD} = 45$ s. As probabilidades de VTCD por tipo são: tipo A = 96,22 % e de tipo B = 1,26 %, no total a probabilidade de causar VTCD será de 97,48 %.

- O evento 3 com duração de 150 s pode causar VTCD de tipo A, B e C. Este evento tem uma duração maior que T_{ICD} e menor que 3 minutos. As probabilidades de VTCD por tipo são: tipo A = 96,22 %, de tipo B = 1,82 %, e de tipo C = 0,02 % no total a probabilidade de causar VTCD será de 98,06 %.

Tabela 9 - valores de probabilidade de VTCD para três eventos com duração de 80 ms, 16 s e 150 s.

Tipos de VTCD	Evento 1		Evento 2		Evento 3			
	80 ms		16 s		150 s			
Tipo A	P_{SgD} (16,6 ms)	0,0150	P_{SgD} (16,6 ms)	0,0150	P_{SgD} (16,6 ms)	0,0150		
	P_{SgD} ($T_A = 80$ ms)	0,9332	P_{SgD} ($T_{AE} = 100$ ms)	0,9772	P_{SgD} ($T_{AE} = 100$ ms)	0,9772		
	PA(T_A)	0,9182	PA(T_A)	0,9622	PA(T_A)	0,9622		
Tipo B	Não existe $T_{EN} < T_{AE}$ (100 ms)		P_{SMD} (16 s)	0,6915	P_{SMD} ($T_{ICD} = 45$ s)	1,0000		
			P_{ICD}	0,0182	P_{ICD}	0,0182		
			PB(T_B)	0,0126	PB(T_B)	0,0182		
Tipo C			Não existe $T_{EN} < T_{ICD}$ (100 ms)		P_{SID} (150 s)	0,0401		
					P_{ILD}	0,0046		
					PC(T_C)	0,0002		
P_{VTCD}	0,9182		0,9748		0,9806			

3.3.3 Fator de impacto por tipo de VTCD

Neste trabalho, a estimacão do FI é feita a partir da segregacão da tabela de fator de impacto (TBFI) em três tabelas em funcão dos três tipos de VTCD, ou seja, para os tipos A, B e C serão utilizadas as tabelas $TBFI_{AE}$, $TBFI_{ICD}$ e $TBFI_{ILD}$, respectivamente. Cada uma desta tabelas armazena os valores probabilidades dos eventos que podem causar VTCD, ou seja:

- Eventos entre $T_{tra}(k)$ e $T_{AE}(k)$, tipo A, são agregados na tabela $TBFI_{AE}$;

- Eventos entre $T_{AE}(k)$ e $T_{ICD}(k)$, tipo B, são inseridos na tabela $TBFI_{ICD}$; e
- Eventos entre $T_{ICD}(k)$ e $T_{3min}(k)$, tipo C, são inseridos na tabela $TBFI_{ILD}$.

Após a inserção dos valores de probabilidade, é necessário multiplicar cada elemento da tabela pelo fator de anualização, $N_{tot/ano}$, apresentado no item 3.2. Com isso, os valores obtidos em cada tabela estarão em valores anualizados. No caso de valores mensais, tal como recomendado pelo PRODIST, será necessário dividir pelo número de meses do ano, para obter valores médios mensais.

Sendo assim, a tabela de FI, $TBFI$, pode ser obtida por (21).

$$TBFI = TBFI_{AE} + TBFI_{ICD} + TBFI_{ILD} \quad (21)$$

A formulação apresentada no item 1.3 pode ser aplicada em cada tabela $TBFI_{AE}$, $TBFI_{ICD}$ e $TBFI_{ILD}$. de forma individual. Isso permite obter os valores segregados de fator de impacto FI_{AE} , FI_{ICD} e FI_{ILD} por tipo de VTCD. Com isso:

- FI_{AE} representa a parcela de FI como consequência de eventos que afetam a consumidor antes da primeira abertura da proteção. Estes eventos podem causar afundamentos de tensão e, como consequência, falhas de operação nos equipamentos dos consumidores. O FI_{AE} também contempla as elevações de tensão que poderiam causar queimas de equipamentos.
- FI_{ICD} representa a parcela de FI durante as interrupções momentâneas. Durante as atuações dos religadores, o consumidor pode experimentar afundamentos e elevações de tensão, e interrupções de energia em função da sua posição em relação ao local da falta. No caso das interrupções, a duração tem uma relação com os parâmetros definidos nos religadores, ou seja, tempo de desligamento, número de tentativas de religamento, e as curvas tempo-corrente instantânea e temporizada.
- FI_{ILD} representa a parcela FI durante as interrupções permanentes, ou seja, todos os afundamentos e elevações de tensão, e interrupções de energia após a queima do fusível ou o término do número de tentativas de religamento dos religadores. Segundo o PRODIST, o valor de FI_{ILD} pode contabilizar eventos até 3 minutos. O FI_{ILD} também considera a resiliência do sistema em restaurar o fornecimento de energia nos barramentos desenergizados pela falta elétrica.

Sendo assim, o valor de FI em cada consumidor pode ser obtido somando as suas parcelas individuais, como mostra (22)

$$FI = FI_{AE} + FI_{ICD} + FI_{ILD} \quad (22)$$

A magnitude e a duração de cada tipo de evento devem ser obtidas conforme PRODIST com a utilização de critérios de agregação (ver item 1.2.1) a partir do momento que a magnitude de tensão ultrapassar os limites de 10% abaixo do valor nominal (para afundamentos de tensão) ou 10% acima da tensão nominal (para elevações de tensão).

3.3.4 Preenchimento das tabelas de Fator de impacto por tipo de VTCD

Na abordagem probabilística cada evento sorteado (ou simulado) apresenta uma probabilidade acumulada. A partir dos parâmetros do evento é possível avaliar a magnitude da tensão (afundamento ou elevação) em todos os barramentos da rede elétrica. Este valor é importante para realizar uma adequada alocação da probabilidade do evento na Tabela 5 do fator de impacto por tipo de VTCD.

A inserção do valor de probabilidade acumulada do evento, P_{eve} , pode ser feita na tabela de forma concentrada ou distribuída por intervalos de tempo. A Tabela 10 mostra a diferença entre ambas as formas. Se o evento sempre apresenta a mesma duração, d_{eve} , então P_{eve} será inserida na célula $[V, d_{eve}]$ de forma concentrada, sendo V a magnitude da tensão (de afundamento ou elevação). Em caso que o evento apresente durações entre um intervalo de tempo $[T_{min}; T_{max}]$, a inserção de P_{eve} deve ser feita de forma distribuída dentro os subintervalos entre T_{min} e T_{max} . O valor de P_{eve} pode ser calculado por (18), (19) ou (20) em função do tipo de VTCD.

A Tabela 10 mostra um caso em que $V = 0,82$ e $d_{eve} = 1,5$ s. Caso esse evento sempre tenha duração de 1,5 s, o valor de P_{eve} deve ser inserido somente na fila $[0,8-0,85]$ e coluna $[1s-3s]$. Caso esse evento apresente durações variáveis entre $[16,7 \text{ ms} - 1,5 \text{ s}]$, então é necessário distribuir o valor de P_{eve} em 5 intervalos, em que cada intervalos apresente o valor de P_1 , P_2 , P_3 , P_4 e P_5 , respectivamente. Contudo, é necessário que $P_1+P_2+P_3+P_4+P_5 = P_{eve}$.

Em caso de uma VTCD de tipo A, ou seja, $P_{eve} = PA(1,5 \text{ s})$, os valores de probabilidade em cada subintervalo podem ser calculados como:

- Concentrada

$$P_{eve} = P_{SgD}(1,5 \text{ s}) - P_{SgD}(16,7 \text{ ms})$$

- Distribuída

$$P1 = P_{SgD}(100 \text{ ms}) - P_{SgD}(16,7 \text{ ms})$$

$$P2 = P_{SgD}(300 \text{ ms}) - P_{SgD}(100 \text{ ms})$$

$$P3 = P_{SgD}(600 \text{ ms}) - P_{SgD}(300 \text{ ms})$$

$$P4 = P_{SgD}(1 \text{ s}) - P_{SgD}(600 \text{ ms})$$

$$P5 = P_{SgD}(1,5 \text{ s}) - P_{SgD}(1 \text{ s})$$

Tabela 10 – Inserção do valor da probabilidade acumulada do evento na tabela de fator de impacto. (a) forma concentrada, b) forma distribuída.

V(p.u.)/T	16,7 ms- 100 ms	100 ms- 300 ms	300 ms- 600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
0,80-0,85					P_{eve}		

(a) Concentrada

V(p.u.)/T	16,7 ms- 100 ms	100 ms- 300 ms	300 ms- 600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
0,80-0,85	P1	P2	P3	P4	P5		

$$* P1+P2+P3+P4+P5 = P_{eve}$$

(b) Distribuída

Para ilustrar o processo de inserção nas tabelas, as funções de probabilidade da Tabela 8 podem ser usadas para alguns casos de eventos simulados, sendo que $T_{AE} = 100 \text{ ms}$, $T_{ICD} = 45 \text{ s}$. Estes eventos são:

- Eventos simulados que causam VTCD somente de Tipo A: $V = 0,65 \text{ p.u.}$ com durações de até 80 ms.

(a) Estes eventos estão alocados na fila 6 e coluna 'a' (ver Tabela 5). Assim o valor da probabilidade acumulada destes eventos, $P(TA) = 0,9182$, será alocado nesta célula somente da tabela $TBFI_{AE}$, como mostra a Tabela 11. As $TBFI_{ICD}$ e $TBFI_{ILD}$ permanecem inalteradas.

Tabela 11 - Valores de probabilidade na $TBFI_{AE}$ para eventos de Tipo A até 80 ms com $V = 0,65$.

V(p.u.)/T	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70	0,9182						
0,50-0,60							
0,40-0,50							
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10							

- Eventos simulados que causam VTCD Tipo A e B: $V = 0,65$ p.u. com duração de até 100 ms para o tipo A; e $V = 0,05$ p.u. com durações entre 100ms e 16 s para o tipo B.

(a) Os eventos com $V = 0,65$ p.u. e duração de 16,6 ms até 100 ms estarão alocados na fila 6 e coluna 'a' da tabela $TBFI_{AE}$. O valor da probabilidade acumulada nesta célula será de 0,9622 como mostra a Tabela 12.

Tabela 12 - Valores de probabilidade na $TBFI_{AE}$ para eventos de Tipo A até 100 ms, com $V = 0,65$.

V(p.u.)/T	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70	0,9622						
0,50-0,60							
0,40-0,50							
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10							

(b) Os eventos com $V = 0,05$ p.u. e duração de 100 ms até 16 s estarão alocados de forma distribuída na fila 12 e colunas 'b', 'c', 'd', 'e' e 'f' da tabela $TBFI_{ICD}$ como mostra a Tabela 13. Se $P_{ICD} = 0,0182$, os valores das probabilidades acumuladas em cada célula será:

$$P(0,05; 'b') = [P_{SMD}(300 \text{ ms}) - P_{SMD}(100 \text{ ms})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'c') = [P_{SMD}(600 \text{ ms}) - P_{SMD}(300 \text{ ms})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'd') = [P_{SMD}(1 \text{ s}) - P_{SMD}(600 \text{ ms})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'e') = [P_{SMD}(3 \text{ s}) - P_{SMD}(1 \text{ s})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'f') = [P_{SMD}(16 \text{ s}) - P_{SMD}(3 \text{ s})]. P_{ICD} \approx 0,01259$$

Tabela 13 - Valores de probabilidade na $TBFI_{ICD}$ para eventos de Tipo B de 100 ms até 16 s com $V = 0,05$.

V(p.u.)/T	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70							
0,50-0,60							
0,40-0,50							
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10		0,0	0,0	0,0	0,0	0,01259	

- Eventos simulados com causam VTCD Tipo A, B e C: $V = 0,45$ p.u. com duração de até 100 ms para o tipo A; $V = 0,05$ p.u. com durações entre 100ms e 45 s para o tipo B; e $V = 0,0$ p.u. com durações entre 45 s e 150 s para o tipo C.

(a) Os eventos com $V = 0,45$ p.u. e duração de 16,6 ms até 100 ms estarão alocados na fila 7 e coluna 'a' da tabela $TBFI_{AE}$ como mostra a Tabela 14. O valor da probabilidade acumulada nesta célula será de 0,9622.

Tabela 14 - Valores de probabilidade na $TBFI_{AE}$ para eventos de Tipo A até 100 ms com $V = 0,45$.

V(p.u.)/T	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70							
0,50-0,60							
0,40-0,50	0,9622						
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10							

(b) Os eventos com $V = 0,05$ p.u. e duração de 100 ms até 45 s estarão alocados de forma distribuída na fila 12 e colunas 'b', 'c', 'd', 'e' e 'f' da tabela $TBFI_{ICD}$, como

mostra a Tabela 15. Se $P_{ICD} = 0,0182$, os valores das probabilidades acumuladas em cada célula serão:

$$P(0,05; 'b') = [P_{SMD}(300 \text{ ms}) - P_{SMD}(100 \text{ ms})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'c') = [P_{SMD}(600 \text{ ms}) - P_{SMD}(300 \text{ ms})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'd') = [P_{SMD}(1 \text{ s}) - P_{SMD}(600 \text{ ms})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'e') = [P_{SMD}(3 \text{ s}) - P_{SMD}(1 \text{ s})]. P_{ICD} \approx 0,0$$

$$P(0,05; 'f') = [P_{SMD}(45 \text{ s}) - P_{SMD}(3 \text{ s})]. P_{ICD} \approx 0,0182$$

Tabela 15 - Valores de probabilidade na $TBFI_{ICD}$ para eventos de Tipo B de 100 ms até 45 s com $V = 0,05$.

V(p.u.)/T	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70							
0,50-0,60							
0,40-0,50							
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0182	

(c) Os eventos com $V = 0,0$ p.u. e duração de 45 s até 150 s estarão alocados de forma distribuída na fila 12 e colunas 'f' e 'g' da tabela $TBFI_{ILD}$ como mostra a Tabela 16. Se $P_{ILD} = 0,00455$, os valores das probabilidades acumuladas em cada célula serão:

$$P(0,0; 'f') = [P_{SID}(1 \text{ min}) - P_{SMD}(45 \text{ s})]. P_{ILD} \approx 0,0$$

$$P(0,0; 'g') = [P_{SID}(150 \text{ s}) - P_{SMD}(1 \text{ min})]. P_{ILD} \approx 0,0$$

Tabela 16 - Valores de probabilidade na $TBFI_{ILD}$ para eventos de Tipo C de 45 s até 150 s com $V = 0,0$ p.u.

V(p.u.)/T	16,7 ms-100 ms	100 ms-300 ms	300 ms-600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70							
0,50-0,60							
0,40-0,50							
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10						0,0	0,0

Para estes eventos que causam VTCD de tipo A, B e C, a tabela de fator de impacto, $TBFI$, pode ser obtida com a somatória das tabelas individuais $TBFI_{AE}$, $TBFI_{ICD}$ e $TBFI_{ILD}$, após a multiplicação com o fator de anualização (neste exemplo, $N_{tot/ano} = 100$), como mostra a Tabela 17. Da tabela é possível observar que, em termos de fator de impacto, embora existam mais eventos na região C (96 eventos/ano) que na região F (2 eventos/ano), a região C tem um peso menor (de 0,07) que a região F (de 0,36). Isso mostra a necessidade de alocar corretamente os valores das probabilidades nas suas respectivas células, já que elas apresentam pesos diferentes na avaliação do Fator de impacto.

Tabela 17 - Valores anualizados para um evento de causa VTCD de tipo A, B e C com duração de até 150 s. Fator de anualização $N_{tot/ano} = 100$.

V(p.u.)/T	16,7 ms- 100 ms	100 ms- 300 ms	300 ms- 600 ms	600 ms-1 s	1 s-3 s	3 s-1 min	1 min-3 min
1,15<							
1,10-1,15							
0,85-0,90							
0,80-0,85							
0,70-0,80							
0,60-0,70							
0,50-0,60							
0,40-0,50	96						
0,30-0,40							
0,20-0,30							
0,10-0,20							
0,00-0,10		0,0	0,0	0,0	0,0	2	0,0

Utilizando os valores de número de VTCD anualizados da Tabela 17, é possível calcular o fator de impacto para um barramento de 13,8 kV. Sendo assim

$$FI_{anual} = [(96 \cdot 0,07) + (2 \cdot 0,36)] / 2,13 = 3,49$$

$$FI_{mensal} = 3,49 / 12 = 0,29$$

Como o valor de $FI_{mensal} < 1,0$, esse barramento é considerado dentro dos limites de FI pelo PRODIST. Da Tabela 17 é possível observar que, embora FI seja menor que 1, isso não significa que o barramento não apresenta afundamentos ou elevações de tensão. Nesse sentido, o FI ajuda a correlacionar os impactos das VTCD nos consumidores. Em termos de FI, VTCD nas zonas D (verde), E (roxo) e F (azul), ver Tabela 17, são os que tem maior peso no indicador.

3.4 AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE DE VTCD EM CADA BARRAMENTO EM FUNÇÃO DA POSIÇÃO DO CURTO CIRCUITO

As avaliações de $TBFI_{AE}$, $TBFI_{ICD}$ e $TBFI_{ILD}$ em um barramento dependerão da posição do barramento em relação à origem da falta elétrica. Sendo assim, considerando rede da Figura 10 podem ser avaliados todos os barramentos para três cenários de curtos circuitos, ou seja:

- Curtos circuitos na zona 1. Nos primeiros ciclos, os barramentos 1,2, ..., 5 enfrentam VTCD com durações que vão desde T_{TRA} até T_{AE} . Após T_{AE} , o religador Rel2 é acionando diversas vezes entre T_{AE} e T_{ICD} . Neste intervalo, durante os desligamentos de Rel2, os barramentos 3, 4 e 5 apresentam interrupções momentâneas de energia. Os barramentos 1 e 2 não apresentam VTCD porque a tensão nesses barramentos pode voltar a seus valores nominais. Durante os religamentos de Rel2, todos os barramentos enfrentam VTCD. Após T_{ICD} , somente o barramento 5 apresenta uma interrupção de energia que se projeta até a manutenção corretiva da falta, os demais barramentos não enfrentam VTCD nem interrupções de energia.
- Curtos circuitos na zona 2. Nos primeiros ciclos, os barramentos 1,2, ..., 5 enfrentam VTCD com durações que vão desde T_{TRA} até T_{AE} . Após T_{AE} , o religador Rel2 é acionando diversas vezes entre T_{AE} e T_{ICD} . Neste intervalo, durante os desligamentos de Rel2, os barramentos 3, 4 e 5 apresentam interrupções momentâneas de energia, os barramentos 1 e 2 não apresentam VTCD. Durante os religamentos de Rel2, todos os barramentos enfrentam VTCD. Após T_{ICD} , os barramentos 3, 4 e 5 apresentam interrupções de energia, os demais barramentos 1 e 2 não enfrentam VTCD nem interrupções de energia.
- Curtos circuitos na Zona 3. Nos primeiros ciclos, os barramentos 1,2, ..., 5 enfrentam VTCD com durações que vão desde T_{TRA} até T_{AE} . Após T_{AE} , o religador Rel1 é acionando diversas vezes entre T_{AE} e T_{ICD} . Neste intervalo, durante os desligamentos de Rel1, o barramento 2 apresenta interrupções momentâneas de energia, os barramentos 1, 3, 4 e 5 não enfrentam VTCD. Durante os religamentos de Rel1, todos os barramentos enfrentam VTCD. Após T_{ICD} , o barramento 2 apresenta interrupção de energia, os demais barramentos 1, 3, 4 e 5 não enfrentam VTCD nem interrupções de energia.

A avaliação de FI em cada um destes barramentos durante curtos circuitos nas três zonas será apresentada a seguir.

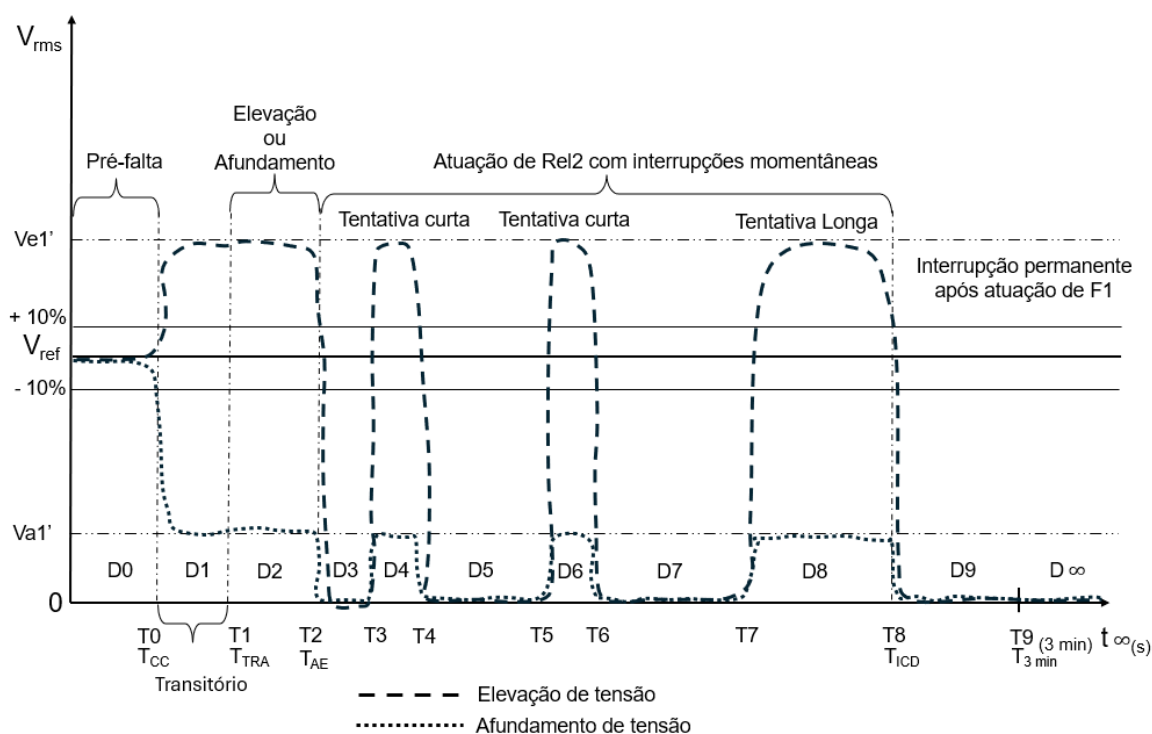
3.4.1 Curto circuito distante da subestação: zona 1 após o religador e o fusível

Para exemplificar a metodologia proposta, a rede da Figura 10 é afetada por um curto circuito na zona 1, onde está conectado o consumidor 1 no barramento 5.

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 5 para um curto circuito na zona 1:

A Figura 14 mostra o comportamento da tensão no barramento 5 durante o curto circuito na zona 1. O curto circuito acontece em T_0 , antes disso, a tensão no barramento 5 está em condição pré-falta. Após T_0 , ocorre o período transitório entre T_0 e T_1 , seguido por um período de afundamento e/ou elevação de tensão entre T_1 e T_2 . Após T_2 , Rel2 passa a atuar para tentar eliminar a falta, com duas atuações curtas e uma longa, entre T_2 e T_8 . Após T_8 , ocorre a atuação do F1 eliminando a falta, desconectando o barramento 5, conseqüentemente, o consumidor 1 fica em período de interrupção permanente.

Figura 14 – Comportamento da tensão no barramento 5 durante um curto circuito na zona 1 (ver Figura 10).



O preenchimento das tabelas $TBFI_{AE}$, $TBFI_{ICD}$ e $TBFI_{ILD}$ para o barramento 5 é realizado de forma segregada por tipo de VTCD:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo é importante identificar as magnitudes de tensão de afundamento (V_a) e elevação (V_e) no barramento, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento. Os valores podem ser vistos na Tabela 18. O valor da probabilidade acumulada deve ser inserido na tabela $TBFI_{AE}$ de forma distribuída em todas as células com magnitudes iguais a V_{a1} e V_{e1} e com durações menores que T_{AE} . Maiores detalhes para a inserção distribuída podem ser vistos na seção 3.3.4.

Tabela 18 - Valores para o VTCD de tipo A para um curto circuito na zona 1

	Magnitude	Duração	Probabilidade	Tabela	Inserção
Afundamento	$V_a = V_{a1}$	$T_d = [T_{TR} - T_{AE}]$	$P_{SgD}(T_{AE}) - P_{SgD}(T_{TRA})$	$TBFI_{AE}$	Distribuída
Elevação	$V_e = V_{e1}$	$T_d = [T_{TR} - T_{AE}]$	$P_{SgD}(T_{AE}) - P_{SgD}(T_{TRA})$	$TBFI_{AE}$	Distribuída

- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo acontecem desligamentos e religamentos causados pelo religador. Sendo assim, a análise de probabilidade pode ser feita por intervalos. Em cada intervalo é necessário identificar as magnitudes de tensão de afundamento e elevação no barramento, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento. Os valores podem ser vistos na Tabela 19. Durante os desligamentos, os valores de probabilidade serão inseridos de forma concentrada, isso porque, ainda que o evento for extinto naturalmente antes do religamento, é necessário esperar o tempo do religamento para que as tensões voltem a seus valores nominais. Durante os religamentos, os valores de probabilidade serão inseridos de forma distribuída, isso porque, caso o evento seja extinto de forma natural, dentro desses intervalos, a tensão pode retornar a seu valor nominal sem precisar esperar o próximo desligamento.

Seguindo o critério de união das fases, as magnitudes de afundamento de tensão, após T_{AE} , serão $V_a = 0$ V, isso porque após T_{AE} , a tensão durante os desligamentos atinge o valor de zero em alguns dos intervalos. Além

disso, nos intervalos de desligamento, não existem elevações de tensão, portanto, nesses intervalos, as probabilidades não são inseridas na tabela $TBFI_{ICD}$.

Tabela 19 - Valores para o VTCD de tipo B para um curto circuito na zona 1

Intervalo	Mag.	Duração	Probabilidade	Tabela	Inserção
Afundamento de tensão					
[T _{AE} -T3] Desliga	Va = 0	Td = T3	PB(T3) - PB(T _{AE})	TBFI _{ICD}	Concentrada em T3
[T3-T4] Religa	Va = 0	Td = [T3 – T4]	PB(T4) - PB(T3)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T4-T5] Desliga	Va = 0	Td = T5	PB(T5) - PB(T4)	TBFI _{ICD}	Concentrada em T5
[T5-T6] Religa	Va = 0	Td = [T5 – T6]	PB(T6) - PB(T5)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T6-T7] Desliga	Va = 0	Td = T7	PB(T7) - PB(T6)	TBFI _{ICD}	Concentrada em T7
[T7-T _{ICD}] Religa	Va = 0	Td = [T7 – T _{ICD}]	PB(T _{ICD}) - PB(T7)	TBFI _{ICD}	Distribuída
Elevação de tensão					
[T _{AE} -T3] Desliga	Não existe elevação de tensão				
[T3-T4] Religa	Ve = Ve1	Td = [T3 – T4]	PB(T4) - PB(T3)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T4-T5] Desliga	Não existe elevação de tensão				
[T5-T6] Religa	Ve = Ve1	Td = [T5 – T6]	PB(T6) - PB(T5)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T6-T7] Desliga	Não existe elevação de tensão				
[T7-T _{ICD}] Religa	Ve = Ve1	Td = [T7 – T _{ICD}]	PB(T _{ICD}) - PB(T7)	TBFI _{ICD}	Distribuída

- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min} : Neste intervalo acontecem os desligamentos permanentes do bloco de falta. Após T_{ICD} , é necessária a ação corretiva para reenergizar os blocos deligados, ou seja, a duração da interrupção dependerá da resiliência do sistema. Os valores das magnitudes de tensão de afundamento e elevação de tensão, as durações e probabilidades acumuladas podem ser vistos na Tabela 20.

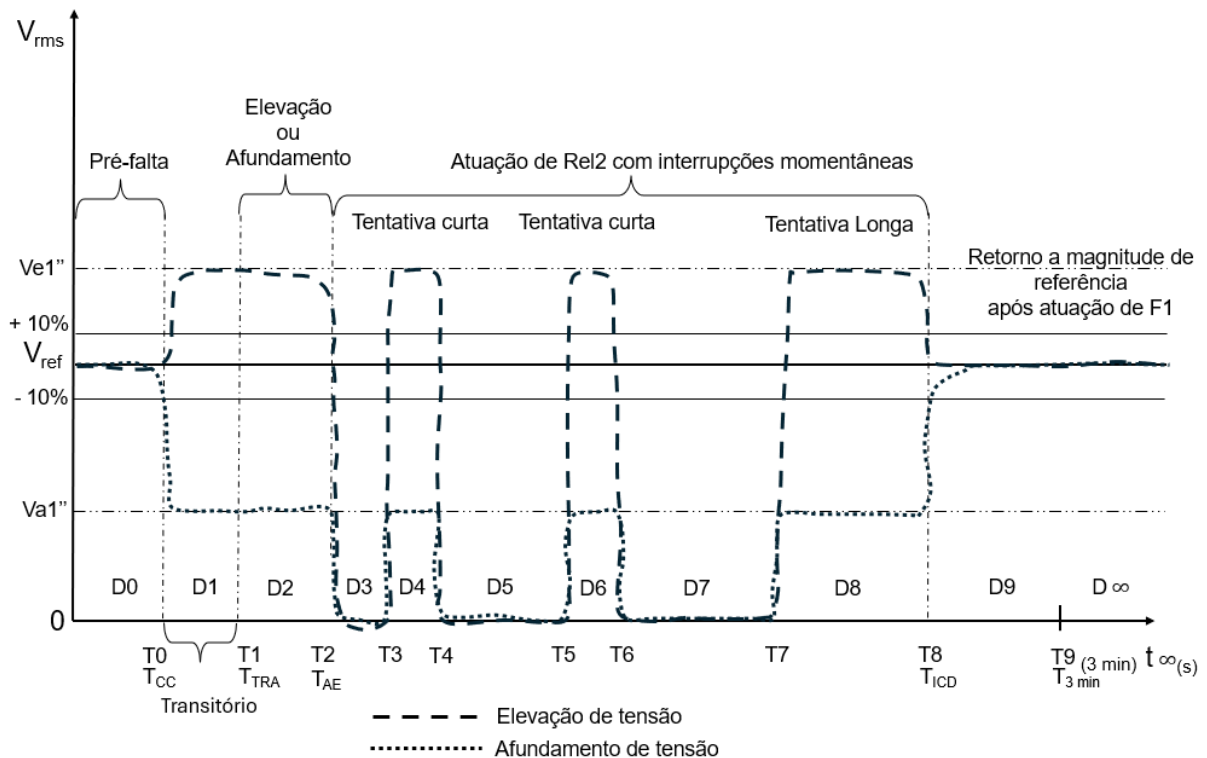
Tabela 20 - Valores para o VTCD de tipo C para um curto circuito na zona 1

	Mag.	Duração	Probabilidade	Tabela	Inserção
Afundamento	$V_a = 0$	$T_d = [T_{ICD} - T_{3min}]$	$PC(T_{3min}) - PC(T_{ICD})$	$TBFI_{ILD}$	Distribuída
Elevação	Não existe elevação de tensão				

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 3 para um curto cricuito na zona 1:

Os barramentos localizados na zona 2, por exemplo o barramento 3, também sofrem os efeitos do curto circuito e as atuações de Rel2 e F1. Assumindo uma maior distância do local de falta, o afundamento e/ou elevação de tensão são atenuados pela impedância de linha. Como mostra a Figura 15, no barramento 3, antes de curto circuito em T_0 , a tensão no barramento 3 está em condição pré-falta, após T_0 , ocorre o período transitório, entre T_0 e T_1 , seguido por um período de afundamento e/ou elevação de tensão, entre T_1 e T_2 . Após T_2 , Rel2 passa a atuar para tentar eliminar a falta, com duas atuações curtas e uma longa, entre T_2 e T_8 . Após T_8 , ocorre a atuação do F1 eliminado a falta e desconectando a zona 1, isso possibilita que o barramento 3 retorne a sua tensão de referência.

Figura 15 - Comportamento da tensão no barramento 3 durante um curto circuito na zona 1 (ver Figura 10)



O preenchimento das tabelas para o barramento 3 é realizado de forma segregada por tipo de VTCD:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo, o preenchimento das probabilidades é similar ao barramento 5, ou seja, os valores são inseridos na tabela $TBFI_{AE}$. Sendo assim, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 18. Os valores de V_a e V_e são as magnitudes de tensão para o barramento 3 durante o curto circuito.
- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo, o preenchimento das probabilidades é similar ao barramento 5. Os valores para o preenchimento na tabela $TBFI_{ICD}$ podem ser vistos na Tabela 19. Somente existem elevações de tensão durante os religamentos.
- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min} : Neste intervalo, o desligamento do bloco de falta (zona 1) favorece aos consumidores alocados na zona 2, ou seja, a tensão nos barramentos podem retornar ao valor nominal após T_{ICD} .

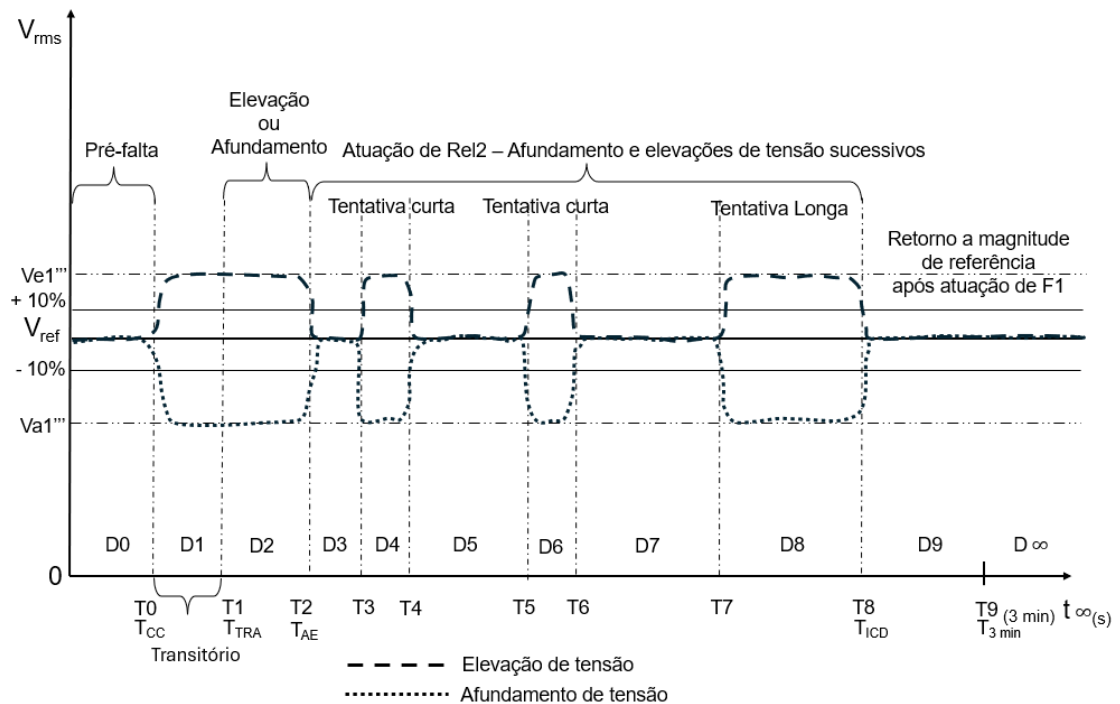
Portanto, nenhum valor de probabilidade é inserido na tabela TBF_{ILD} para esses barramentos.

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 2 para um curto circuito na zona 1:

A zona 3, onde está o barramento 2, está alocado em outro alimentador diferente do local da falta. Contudo, este barramento sente os efeitos do curto circuito que ocorre na zona 1. Como mostra a

Figura 16, antes de curto circuito em T_0 , a tensão no barramento 2 está em condição pré-falta, após T_0 , ocorre o período transitório, entre T_0 e T_1 , seguido por um período de afundamento e/ou elevação de tensão, entre T_1 e T_2 . Após T_2 , Rel2 passa a atuar para tentar eliminar a falta, com duas atuações curtas e uma longa, entre T_2 e T_8 , durante os períodos de desligamentos de Rel2, a tensão no barramento 2 retorna a tensão de referência (tensão nominal), por ter isolado a falta. Porém, existem diversos afundamentos e/ou elevações de tensão sucessivos durante os religamentos. Após T_8 , ocorre a atuação do F1 eliminando a falta e desconectando a zona 1 definitivamente, isso possibilita que o barramento 2 retorne a sua tensão de referência.

Figura 16 - Comportamento da tensão no barramento 2 durante um curto circuito na zona 1 (ver Figura 10).



O preenchimento das tabelas para o barramento 2 é realizado de forma segregada por tipo de VTCD:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo, o preenchimento das probabilidades é similar ao barramento 3 e 5, ou seja, os valores são inseridos na tabela $TBFI_{AE}$. Sendo assim, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 18.
- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo acontecem desligamentos e religamentos causados pelo religador. Sendo assim, a análise de probabilidade pode ser feita por intervalos. Em cada intervalo é necessário identificar as magnitudes de tensão de afundamento e elevação no barramento, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento, estes valores podem ser vistos na Tabela 21.

Nos intervalos de desligamento não existem afundamento e elevações de tensão já que a falta é isolada pelo religador Rel2. Contudo, nos intervalos de religamento, o barramento 2 percebe os efeitos do curto circuito.

Tabela 21 - Valores para o VTCD de tipo B para um curto circuito na zona 1

Intervalo	Mag.	Duração	Probabilidade	Tabela	Inserção
-----------	------	---------	---------------	--------	----------

Afundamento de tensão					
[T _{AE} -T3] Desliga	Não existe afundamento de tensão				
[T3-T4] Religa	Va = Va1	Td = [T3 – T4]	PB(T4) - PB(T3)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T4-T5] Desliga	Não existe afundamento de tensão				
[T5-T6] Religa	Va = Va1	Td = [T5 – T6]	PB(T6) - PB(T5)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T6-T7] Desliga	Não existe afundamento de tensão				
[T7-T _{ICD}] Religa	Va = Va1	Td = [T7 – T _{ICD}]	PB(T _{ICD}) - PB(T7)	TBFI _{ICD}	Distribuída
Elevação de tensão					
[T _{AE} -T3] Desliga	Não existe elevação de tensão				
[T3-T4] Religa	Ve = Ve1	Td = [T3 – T4]	PB(T4) - PB(T3)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T4-T5] Desliga	Não existe elevação de tensão				
[T5-T6] Religa	Ve = Ve1	Td = [T5 – T6]	PB(T6) - PB(T5)	TBFI _{ICD}	Distribuída
[T6-T7] Desliga	Não existe elevação de tensão				
[T7-T _{ICD}] Religa	Ve = Ve1	Td = [T7 – T _{ICD}]	PB(T _{ICD}) - PB(T7)	TBFI _{ICD}	Distribuída

- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min}: Neste intervalo, o desligamento do bloco de falta (zona 1) também favorece aos consumidores alocados na zona 3, ou seja, as tensões nesses barramentos podem retornar ao valor nominal após T_{ICD}. Portanto, nenhum valor de probabilidade é inserido na tabela TBFI_{ILD} para esses barramentos.

3.4.2 Curto circuito próximo do suprimento: zona 2 entre o religador e o fusível

Este item analisa a inserção das probabilidades acumuladas nas tabelas de fator de impacto para faltas na zona 2 da Figura 10. Nesta condição de curto circuito, o processo de avaliação e inserção da probabilidade será feita para os barramentos 5, 3 e 2 alocados nas zonas 1, 2 e 3, respectivamente.

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 3 e 5 para um curto circuito na zona 2:

As Figura 17 e Figura 18 mostram os comportamentos da tensão nos barramentos 3 e 5, respectivamente durante o curto circuito na zona 2. O curto circuito acontece em T_0 , antes disso, as tensões nos barramentos 3 e 5 estão em condição pré-falta. Após T_0 , ocorre o período transitório, entre T_0 e T_1 , seguido por um período de afundamento e/ou elevação de tensão, entre T_1 e T_2 . Após T_2 , Rel2 passa a atuar para tentar eliminar a falta, com duas atuações curtas e uma longa, entre T_2 e T_8 . Após T_8 , ocorre a atuação do F1 eliminando a falta e desconectando os barramentos 3 e 5.

Figura 17 - Comportamento da tensão no barramento 3 durante um curto circuito na zona 2 (ver Figura 10).

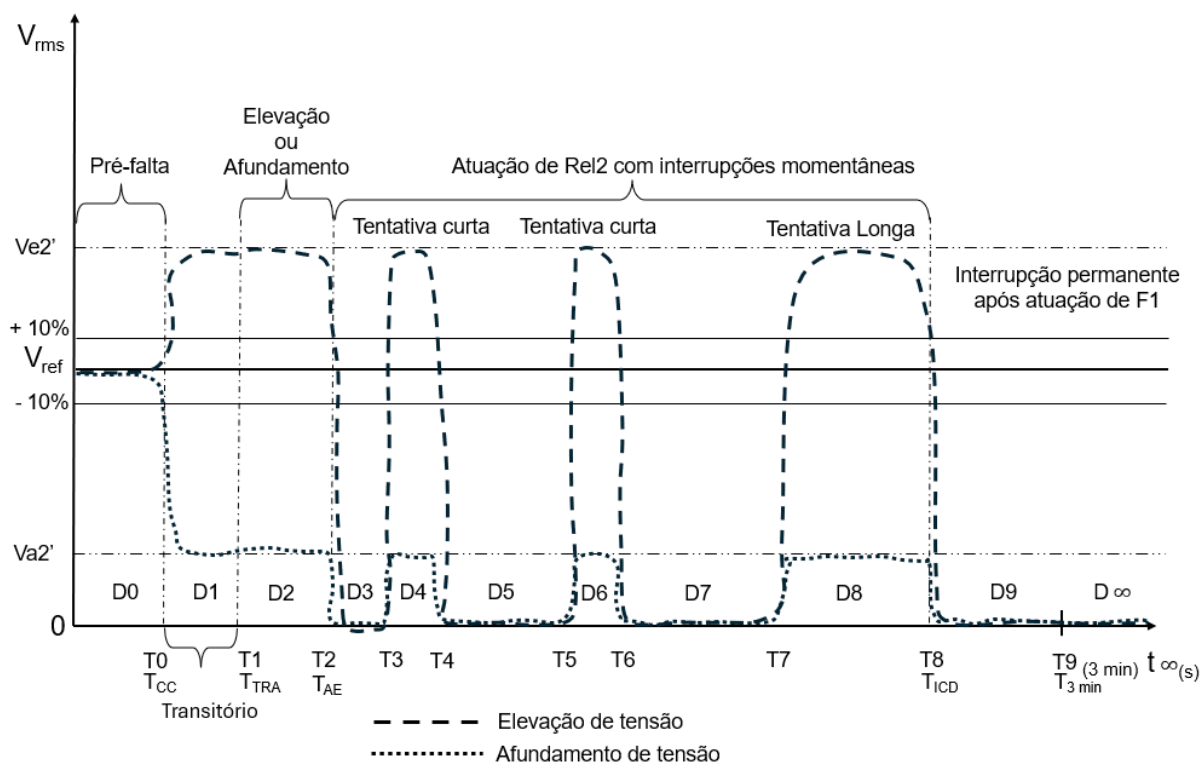
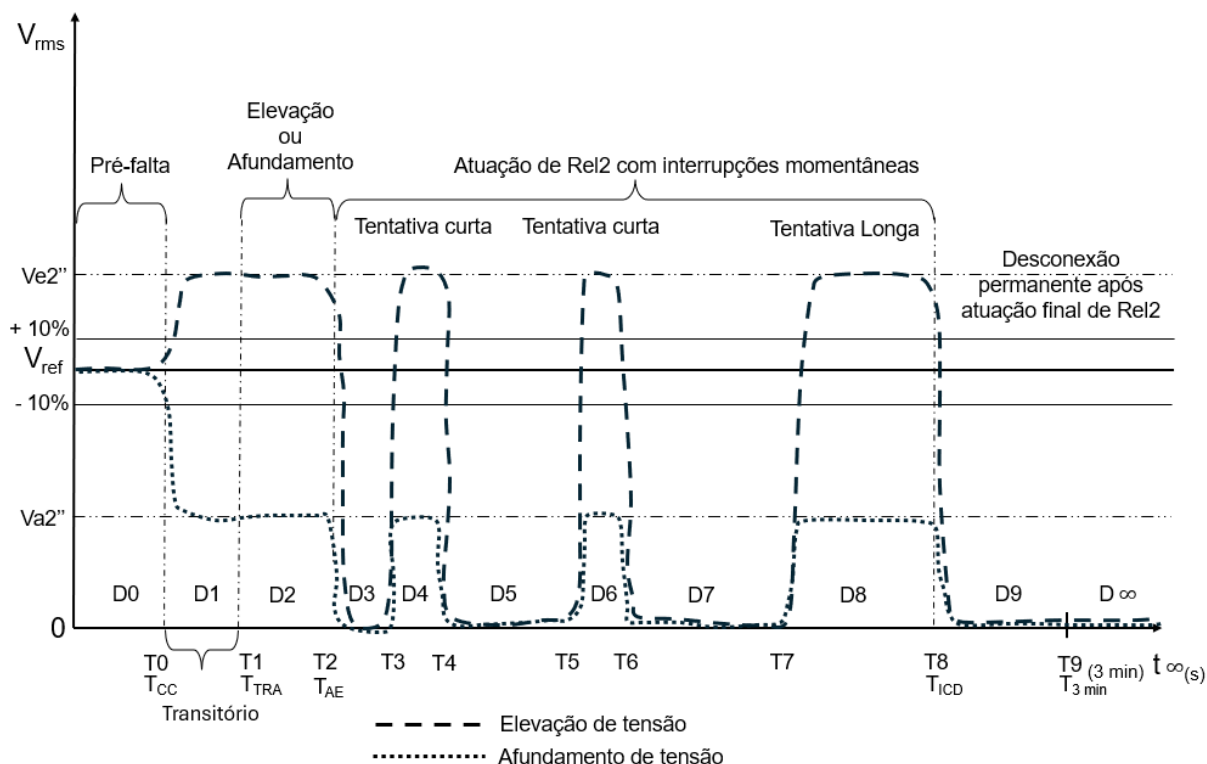


Figura 18 - Comportamento da tensão no barramento 5 durante um curto circuito na zona 2 (ver Figura 10).



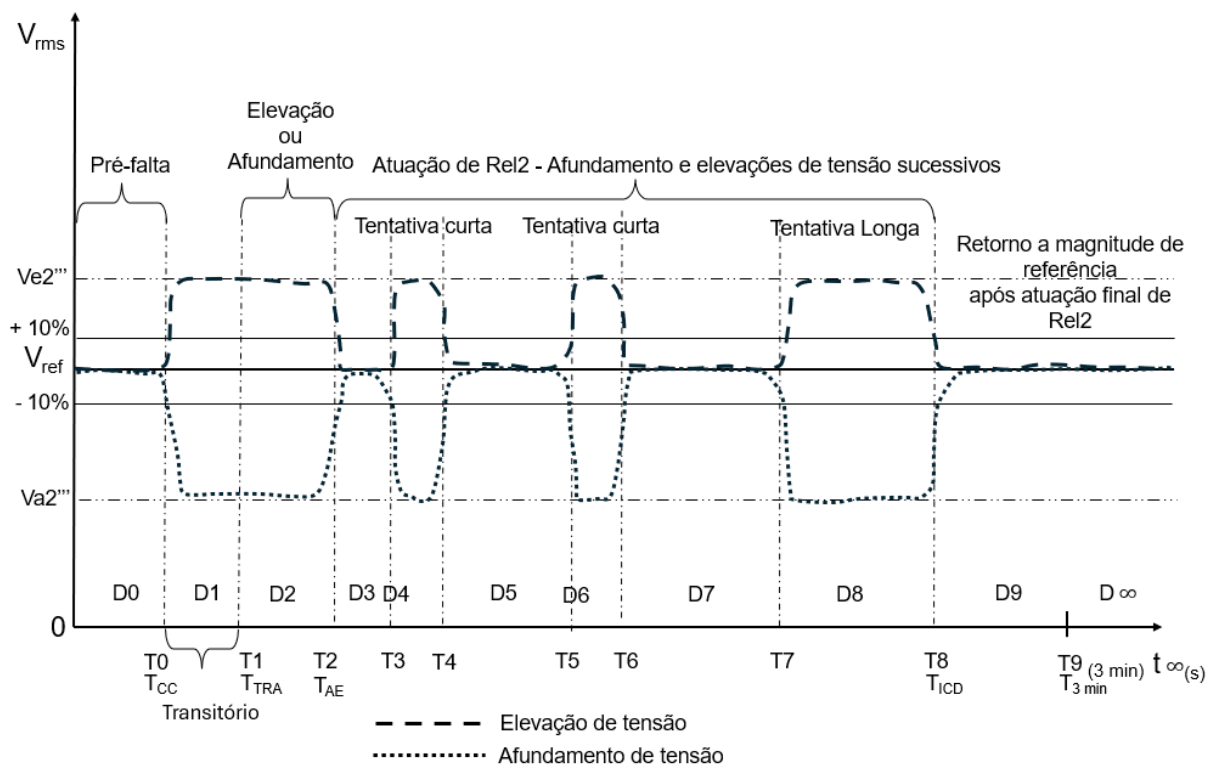
O preenchimento das tabelas de fator de impacto para os barramentos 3 e 5 é realizado de forma segregada por tipo de VTCD:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo, o preenchimento das probabilidades de cada barramento 3 e 5 é realizado na tabela $TBFI_{AE}$. Sendo assim, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 18. Os valores de V_a e V_e são as magnitudes de tensão residual nos barramentos 3 e 5 durante o curto circuito.
- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo, os valores para o preenchimento na tabela $TBFI_{ICD}$ podem ser vistos na Tabela 19.
- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min} : Neste intervalo acontecem os desligamentos permanentes do bloco de falta e a jusantes da falta. Após T_{ICD} , é necessária a ação corretiva para reenergizar os blocos deligados, ou seja, a duração da interrupção dependerá da resiliência do sistema. Os valores das magnitudes de tensão de afundamento e elevação de tensão, as durações e probabilidades acumuladas podem ser vistos na Tabela 20.

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 2 para um curto circuito na zona 2:

A zona 3, onde está o barramento 2, está alocada em outro alimentador diferente do local da falta. Como mostra Figura 19, antes de curto circuito em T_0 , a tensão no barramento 2 está em condição pré-falta, após T_0 , ocorre o período transitório, entre T_0 e T_1 , seguido por um período de afundamento e/ou elevação de tensão, entre T_1 e T_2 . Após T_2 , Rel2 passa a atuar para tentar eliminar a falta, com duas atuações curtas e uma longa, entre T_2 e T_8 , durante os períodos de desligamentos de Rel2, a tensão no barramento 2 retorna a tensão de referência (tensão nominal), por ter isolado a falta. Porém, existem diversos afundamentos e/ou elevações de tensão sucessivos durante os religamentos. Após T_8 , ocorre a atuação do F1 eliminando a falta e desconectando a zona 2 definitivamente, isso possibilita que o barramento 2 retorne a sua tensão de referência.

Figura 19 - Comportamento da tensão no barramento 2 durante um curto circuito na zona 2 (ver Figura 10).



O preenchimento das tabelas para o barramento 2 é realizado de forma segregada por tipo de VTCD:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 18.
- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo acontecem desligamentos e religamentos causados pelo religador. Sendo assim, o preenchimento das probabilidades é similar ao barramento 2 quando a rede é afetada por uma falta na zona 1, ou seja, os valores são inseridos na tabela $TBFI_{ICD}$. Os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 21.
- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min} : Neste intervalo, o desligamento do bloco de falta também favorece aos consumidores alocados na zona 3, ou seja, as tensões nesses barramentos podem retornar ao valor nominal após T_{ICD} . Portanto, nenhum valor de probabilidade é inserido na tabela $TBFI_{ILD}$ para esses barramentos.

3.4.3 Curto circuito em outro alimentador: zona 3

Este item analisa a inserção das probabilidades acumuladas para tabelas de fator de impacto nos barramentos 2, 3 e 5, para faltas na zona 3 da Figura 10.

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 3 e 5:

Durante um curto circuito na zona 3, todos os barramentos enfrentam afundamentos e elevações de tensão até a primeira abertura do religador Rel1. Após esse tempo, acontecem desligamento e religamentos na tentativa de isolar faltas momentâneas. Após a última tentativa, o barramento 2 fica permanentemente desenergizado e as tensões nos outros barramentos podem retornar a seu valor nominal. A inserção nas tabelas de fator de impacto por tipo de VTCD para os barramentos 3 e 5 são feitas da seguinte forma:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 18.

- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 21.
- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min} : Neste intervalo, nenhum valor de probabilidade é inserido na tabela $TBFI_{ILD}$ para esses barramentos.

- Inserção das probabilidades de VTCD no barramento 2:

A inserção nas tabelas de fator de impacto por tipo de VTCD para os barramentos 2 é feita da seguinte forma:

- VTCD tipo A entre T_{TR} e T_{AE} : Neste intervalo, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 18.
- VTCD tipo B entre T_{AE} e T_{ICD} : Neste intervalo, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 21.
- VTCD tipo C entre T_{ICD} e T_{3min} : Neste intervalo, os valores de magnitudes de afundamento e elevação de tensão, as suas respectivas durações, e a probabilidade acumulada do evento de podem ser vistos na Tabela 20.

3.5 PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO

O processo para avaliar o fator de impacto utilizando a abordagem probabilística pode ser realizado através dos seguintes passos:

- Passo 1: Selecionar curvas de probabilidade acumulada P_{SgD} , P_{SMD} e P_{SID} mais aderentes com a rede elétrica.
- Passo 2: Sortear um curto circuito k utilizando o Método Monte Carlo
- Passo 3: Avaliar os tempos $T_{Tr}(k)$, $T_{AE}(k)$, $T_{ICD}(k)$ e $T_{3min}(k)$.
- Passo 4: Obter os valores de $P_{ICD}(k)$, $P_{ILD}(k)$ e $N_{tot/ano}$.
- Passo 5: Selecionar um barramento de interesse b .
- Passo 6: Analisar as VTCD em b por tipo A, B e C. Os valores de probabilidade acumulada do evento k são armazenados em: $PA(k)$ de Tipo A é inserido na tabela $TBFI_{AE}$

PB(k) de Tipo B é inserido na tabela $TBFI_{ICD}$

PC(k) de Tipo C é inserido na tabela $TBFI_{ILD}$

Passo 7: Retornar o Passo 3:Passo 2: até Ns curtos circuitos sejam executados.

Passo 8: Realizar o processo de anualização das tabelas da barra b :

$$TBFI_{AE_ano}(b) = TBFI_{AE} / N_{tot/ano}$$

$$TBFI_{ICD_ano}(b) = TBFI_{ICD} / N_{tot/ano}$$

$$TBFI_{ILD_ano}(b) = TBFI_{ILD} / N_{tot/ano}$$

Passo 9: Obter para a barra b , as tabelas anual e mensal de fator de impacto, e o fator de impacto mensal:

$$TBFI_ano(b) = TBFI_{AE_ano}(b) + TBFI_{ICD_ano}(b) + TBFI_{ILD_ano}(b)$$

$$TBFI_mês(b) = TBFI_ano(b) / 12$$

Passo 10: Calcular o fator de impacto mensal para a barra b :

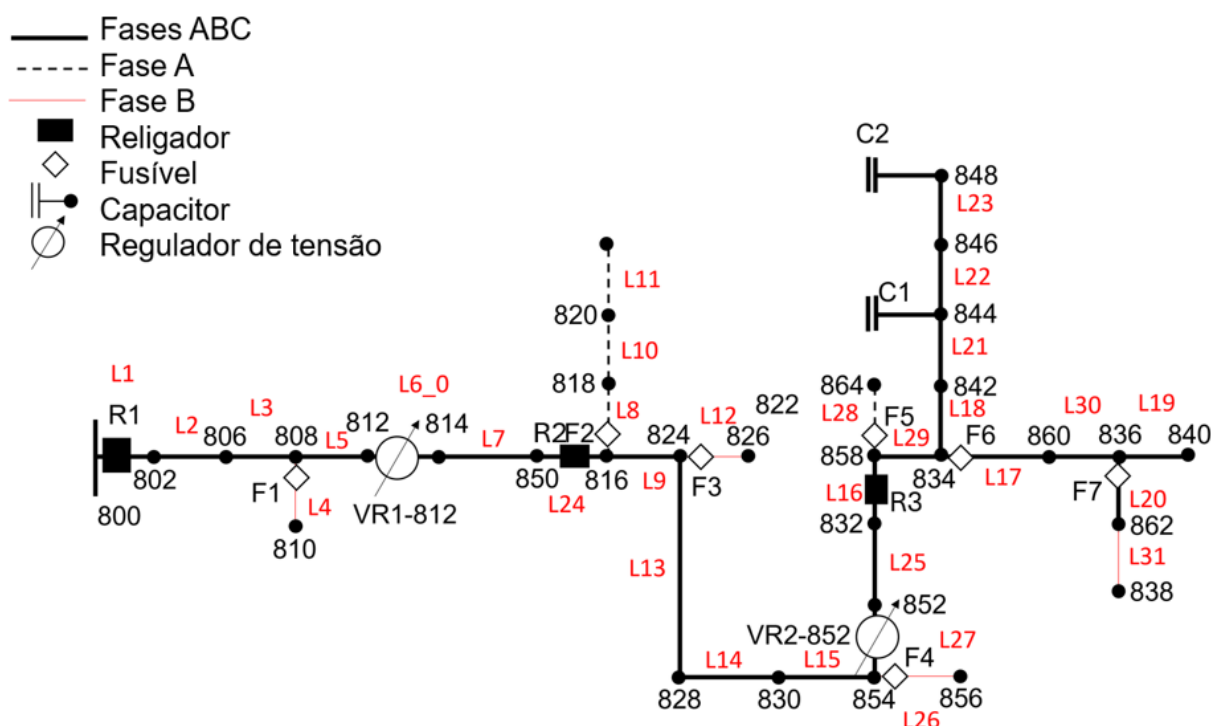
$$FI_mês(b) = TBFI_mês(b) * Fatores$$

Passo 11: Diagnosticar $FI_mês(b)$. Se é maior que 1, medidas precisam ser tomadas para melhorar o fator de impacto em b . Se for menor ou igual a 1, o processo é finalizado.

4 RESULTADOS

A metodologia proposta foi aplicada a uma rede de distribuição radial de 34 barras (CEBRIAN, 2023). O diagrama unifilar é mostrado na Figura 20. Embora a rede utilizada não seja típica do Brasil, ela pode ser utilizada para estimar o Fator de Impacto em cada barramento.

Figura 20 - Rede IEEE de 34 barras modificada



Fonte: Adaptado de CEBRIAN, 2023.

A rede de 34 barras possui 531 consumidores distribuídos em residenciais, comerciais e industriais como mostra a Tabela 22. As barras que não aparecem na tabela, não possuem consumidores conectados.

A rede de 34 barras é formada com circuitos trifásicos e circuitos monofásicos. Além disso, possui religadores, fusíveis, capacitores e reguladores de tensão. Tem com parâmetro de potência de curto circuito de 676 MVA para circuito trifásico e 467 MVA para circuito monofásico. As curvas de proteção de fusíveis são mostradas na Figura 21. As curvas de proteção instantânea e temporizada dos religadores R1, R2 e R3 são mostradas na Figura 22. Os religadores foram configurados para que apresentem duas atuações rápidas de desligamento e uma lenta com tempos de 15 s, 15 s e 30 s, respectivamente,

Tabela 22 - Barras com tipos e quantidades de consumidores

Barra	Tipo de Consumidor	Quantidade
802	residencial	15
	comercial	2
806	residencial	15
	comercial	2
808	residencial	8
810	residencial	8
816	residencial	1
818	residencial	17
824	residencial	22
820	residencial	17
	comercial	15
822	comercial	15
826	residencial	20
828	residencial	2
830	residencial	46
854	residencial	1
832	industrial	3
858	residencial	5
	comercial	2
834	residencial	75

Barra	Tipo de Consumidor	Quantidade
834	comercial	1
860	residencial	88
	comercial	5
	industrial	1
842	comercial	1
836	residencial	35
	comercial	5
840	residencial	20
	industrial	1
862	residencial	14
844	residencial	12
	comercial	3
	industrial	1
846	residencial	23
	comercial	2
848	residencial	11
	industrial	1
856	residencial	1
864	residencial	1
838	residencial	14

Figura 21 - Curva de proteção de fusíveis da rede 34 barras

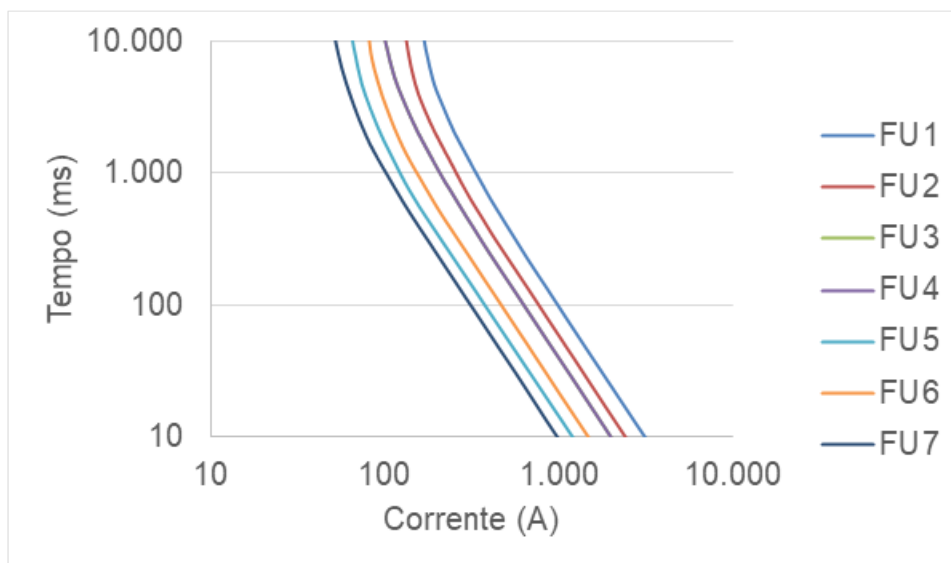
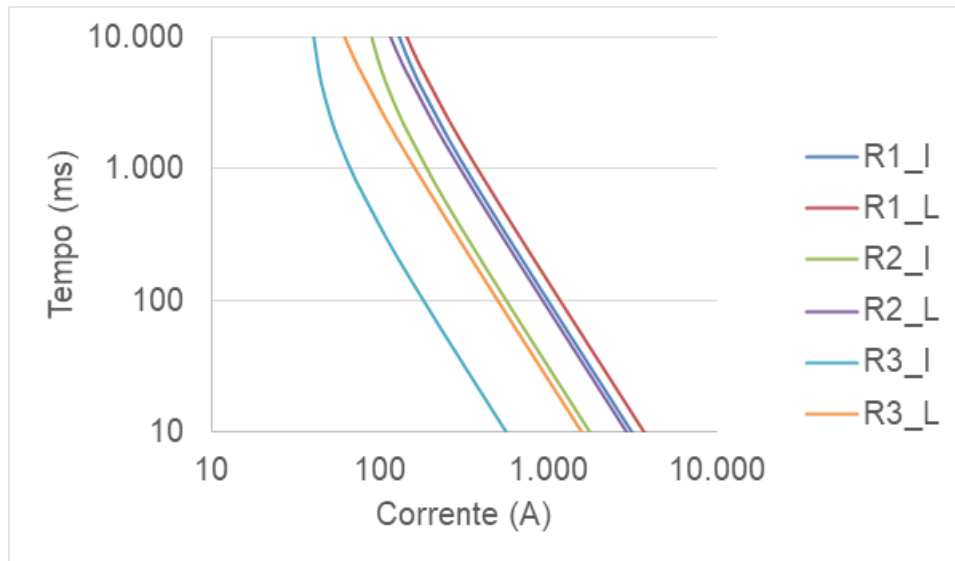


Figura 22 - Curva de proteção de religadores da rede de 34 barras. I representa a curva instantânea e L a curva temporizada.



A Tabela 23 mostra os taps por fase utilizados na rede de 34 barras. Estes valores são os necessários para manter o nível de tensão em todos os barramentos entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u. antes da simulação de curtos circuitos.

Tabela 23 – Taps utilizados nos reguladores de tensão na rede da Figura 20.

Regulador	Fases	Base
Regulador VR1-812	reg1a	5
	reg1b	0
	reg1c	0
Regulador VR2-852	reg2a	14
	reg2b	11
	reg2c	11

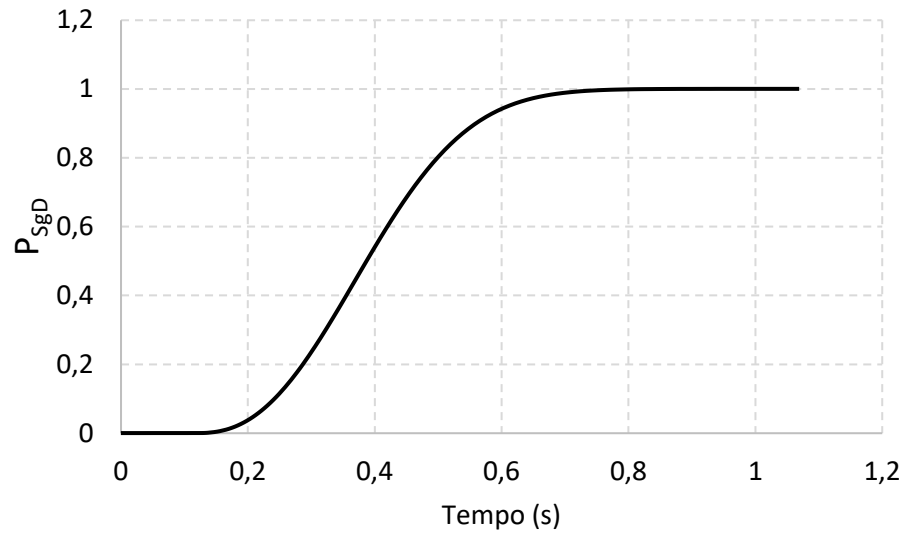
4.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Em todos os casos, os seguintes parâmetros são utilizados:

- 1000 curtos circuitos obtidos pelo método Monte Carlo.
- O valor de $R_{C/L}(k)$ é igual a 5.
- As curvas de probabilidade características de P_{SgD} , P_{SMD} e P_{SID} utilizadas são:

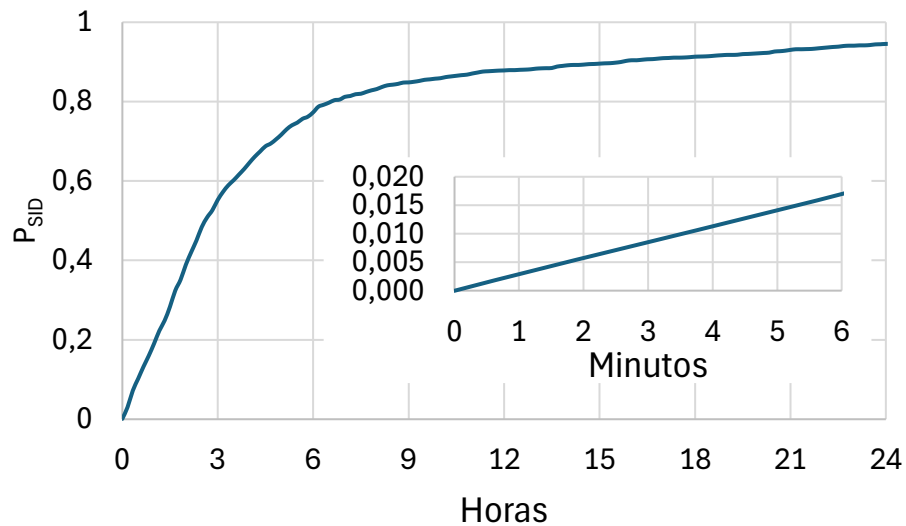
- P_{SgD} utilizada está representada na Figura 23.

Figura 23 - Curva de probabilidade P_{SgD} utilizada na rede de 34 barras.



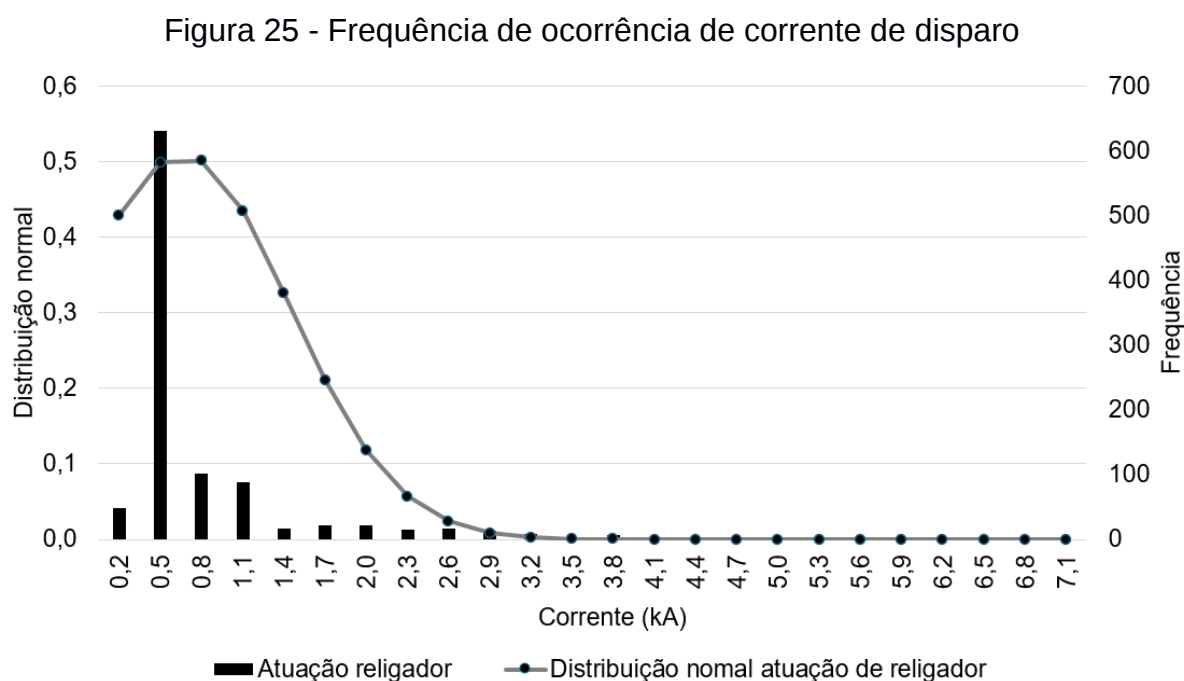
- P_{SMD} utilizada é uma curva de tipo normal. Os valores da média, μ , e o desvio padrão, δ , são calculados como: $\mu = (T_{AE} + T_{ICD})/2$, $\delta = (T_{ICD} - T_{AE}) \cdot 0,1$
- P_{SID} é mostrada na Figura 24

Figura 24 - Curva de probabilidade P_{SID} utilizada na rede de 34 barras.



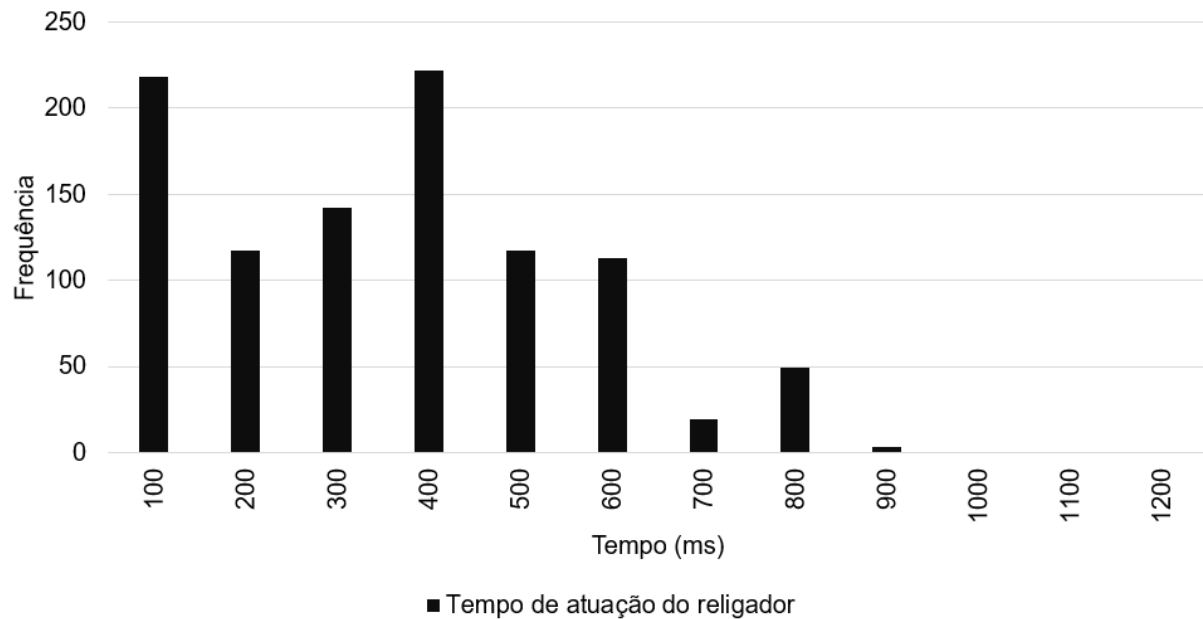
4.2 COMPORTAMENTO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO E TEMPO DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO

A Figura 25 mostra a distribuição das correntes de curto circuito obtidas na simulação feita pelo método Monte Carlo. Da figura, é possível destacar que as correntes de curto circuito estão altamente concentradas em 500 A, com valores que podem chegar até 2600 A.



A partir da corrente de curto circuito é possível identificar o comportamento dos tempos de acionamento da proteção. A frequência destes tempos pode ser vista na Figura 26. A figura mostra uma distribuição relativamente uniforme com valores de 100 ms até 800 ms. Valores de 900 ms até 1100 ms apresentam baixa frequência.

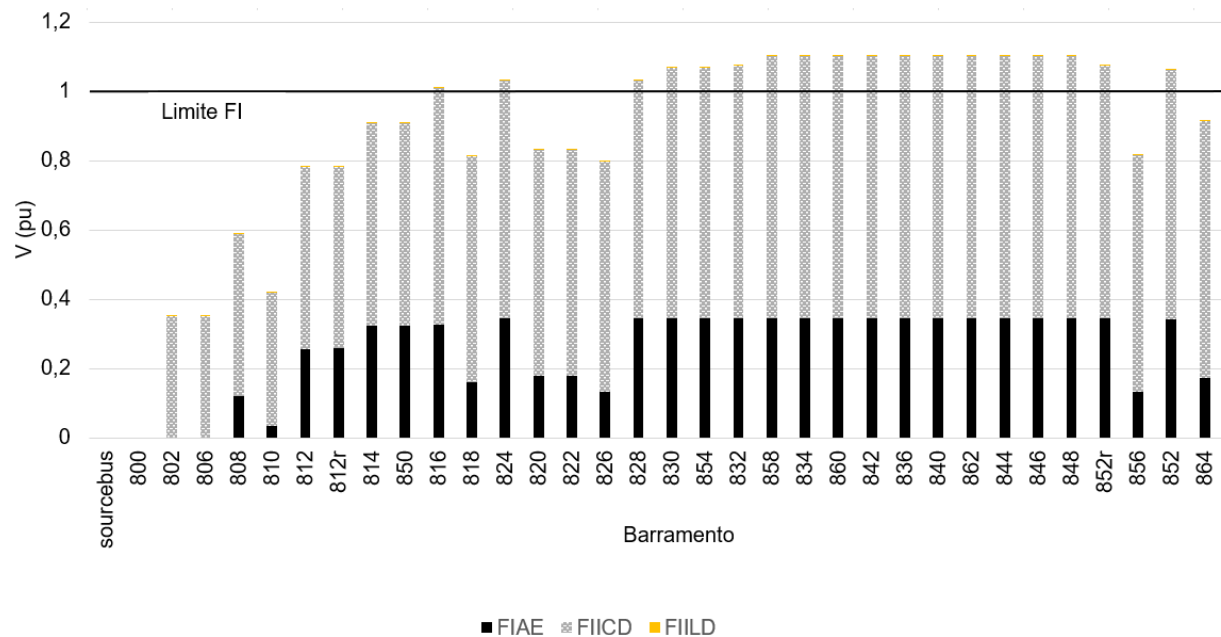
Figura 26 - Frequência do tempo de atuação dos religadores



4.3 AVALIAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO NA REDE DE 34 BARRAS

A metodologia proposta é aplicada na rede de 34 barras para estimar os valores de fator de impacto mensais para cada barramento. Estes valores podem ser vistos na Figura 27.

Figura 27 - Fator de Impacto mensal para rede de 34 barras



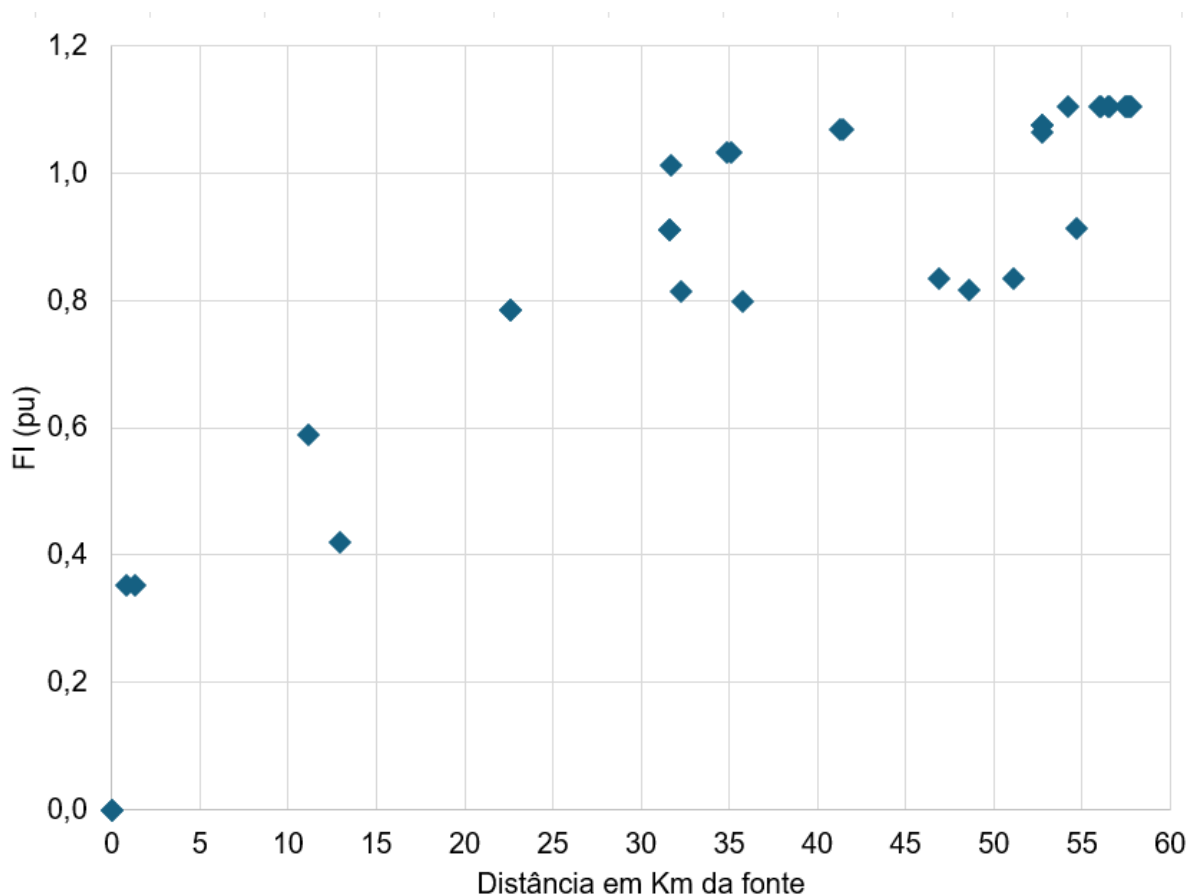
A Figura 27 mostra que, dos 34 barramentos, 16 possuem FI com valores inferiores a 1 p.u., porém 18 estão com valor acima de 1 p.u., o que representa 53%

de todos os barramentos da rede. Os barramentos que estão com FI acima de 1 p.u., suportam juntos 355 consumidores residenciais, 18 comerciais e 7 industriais.

De forma complementar, a Figura 28 mostra os valores de fator de impacto em relação à distância dos barramentos à subestação. Com isso, é possível observar que os barramentos alocados a mais de 31 km começam a apresentar fatores de impacto maiores de 1 p.u.

Os barramentos mais próximos da fonte, possuem um FI menor que os barramentos mais distantes, pois a Figura 28 mostra um gradual crescimento de FI à medida que os barramentos se distanciam da fonte.

Figura 28 - Fator de impacto e distância da fonte caso base

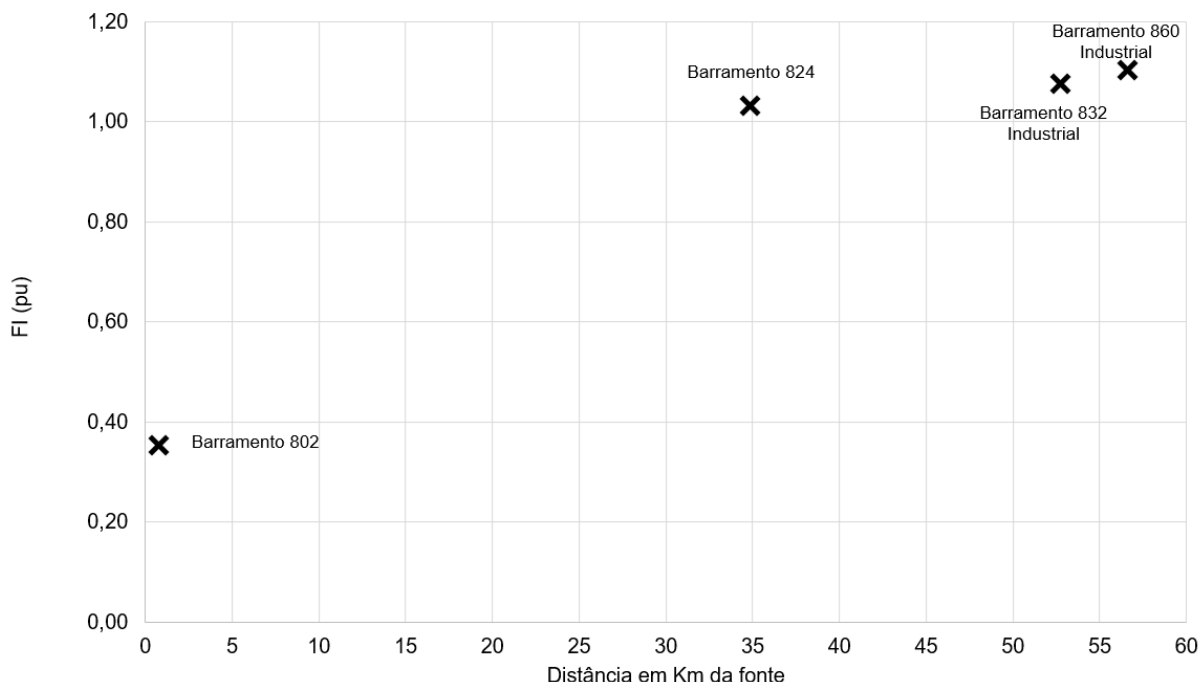


4.3.1 Fator de impacto para quatro barramentos

Uma análise mais detalhada pode ser feita para os barramentos: 802, 824, 832 e 860, pois possuem diferentes quantidades e tipos de consumidores e estão em distâncias relativamente diferentes em relação à subestação. A Figura 29 mostra os valores de fator de impacto para estes barramentos. No caso dos barramentos 832 e 860, eles apresentam valores de FI maiores que 1 p.u. Além disso, eles que possuem

consumidores industriais mais sensíveis financeiramente aos problemas causados pelas VTCD.

Figura 29 - FI de barramentos escolhidos para avaliação e distância da fonte



Os valores de FI_{AE} , FI_{ICD} , FI_{ILD} e FI_{TOTAL} para os barramentos 802, 824, 832 e 860 são detalhados na Tabela 24. Para estas barras, FI_{ICD} é predominante no valor de FI_{TOTAL} . Os valores de FI_{ILD} são muito baixos principalmente porque os valores de probabilidade de P_{SID} até 3 minutos são baixos (ver Figura 24).

Tabela 24 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro barramentos

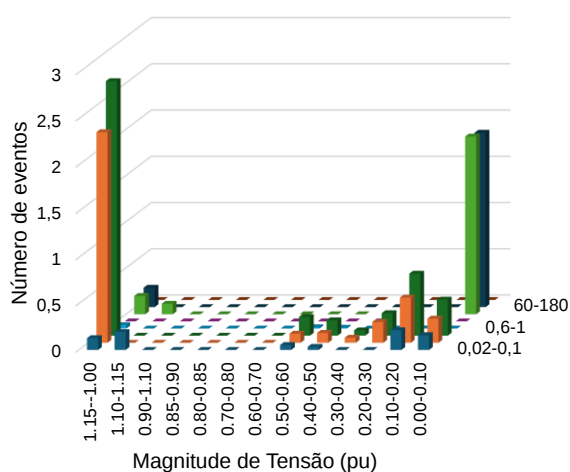
FI	802	824	832	860
AE	0,0000	0,3445	0,3445	0,3445
ICD	0,3525	0,6867	0,7307	0,7586
ILD	0,0007	0,0012	0,0012	0,0013
TOTAL	0,3532	1,0324	1,0765	1,1044

O número de eventos anuais e a respectiva aplicação da ponderação estabelecida no PRODIST nos cada barramentos 802, 824, 832 e 860, são apresentados na Figura 30. Cabe destacar que, embora existam muitas elevações de tensão registradas, com a aplicação do fator de ponderação, os eventos de elevação de tensão passam a ter pouca relevância no fator de impacto.

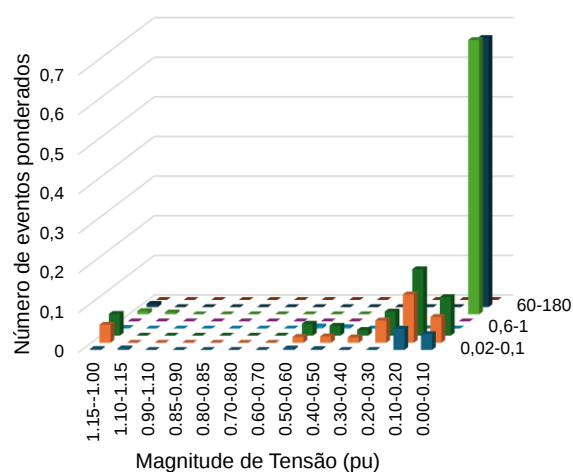
As Figura 30(a) e Figura 31(a) mostram os valores mensais de VTCD segregados por faixas de magnitude de tensão e duração para as barras 832 e 860. Para ambos os barramentos, existem concentrações de VTCD com magnitudes maiores de 1,1 p.u. e durações entre 0,02 s e 0,1 s, e magnitudes menores de 0,1 p.u. e durações entre 60 s e 180 s. Considerando que foi atribuído duas tentativas rápidas de 15 segundos e uma lenta de 30 segundos mais o tempo que perdura cada tentativa, a contagem destas tentativas fica acima de 60s (1 min), ou seja, resulta em um acúmulo de quantidade de eventos de ICD no período entre 2 e 3 min.

Além disso, As Figura 30(b) e Figura 31(b) mostram os valores ponderados do número de VTCD quando aplicados os fatores de ponderação da Tabela 6. Com isso fica evidente que o peso no fator de impacto total está atribuído as VTCD menores de 0,1 p.u. e durações entre 60 s e 180 s. Da Tabela 6, as VTCD associadas com elevações de tensão possuem fatores de ponderação 0,02 e 0,04, muito menores ao valor de 0,36 associados com os afundamentos de tensão abaixo de 0,1 e durações maiores que 600 ms, ou seja, embora exista uma maior quantidade de elevações, a sua influência no FI é menor que os afundamentos de tensão.

Figura 30 – Histogramas para o no barramento 832: a) número de VTCD mensal b) número ponderado usando os fatores do FI.

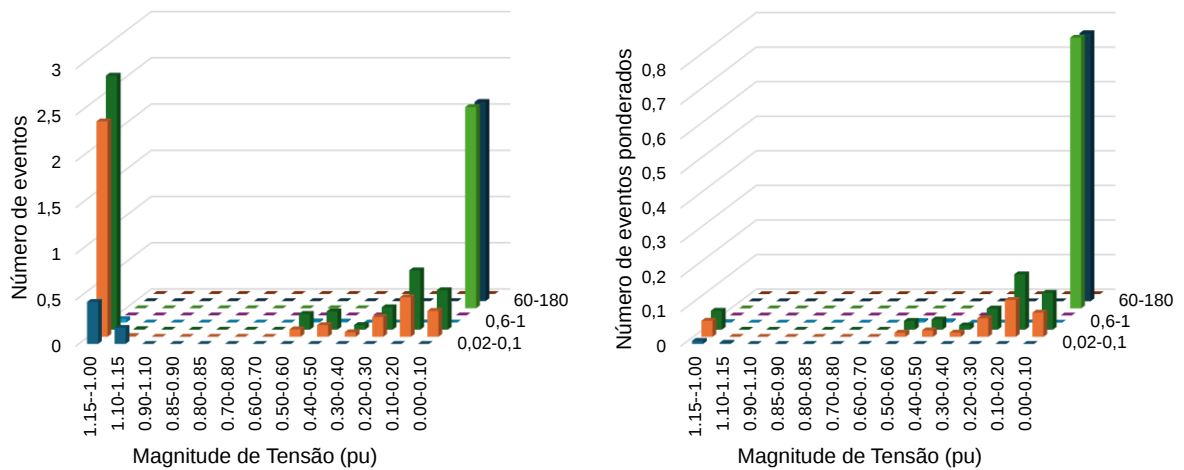


(a) Barra 832 eventos não ponderados



(b) Barra 832 eventos ponderados

Figura 31 – Histogramas para o no barramento 860: a) número de VTCD mensal b) número ponderado usando os fatores do FI.



(a) Barra 860 eventos não ponderados

(b) Barra 860 eventos ponderados

4.4 ANÁLISES DE COMPORTAMENTO DE FI PARA TRÊS CENÁRIOS

A avaliação do FI é realizada para três cenários alternativos. Isso é realizado com o intuito de estudar os efeitos sobre variações nos parâmetros na rede elétrica no valor de FI, estes cenários são:

- Cenário 1: aumento da potência de curto circuito
- Cenário 2: redução da potência de curto circuito
- Cenário 3: inserção de capacitores em consumidores industriais conectados na rede de média tensão

Antes de submeter a rede de 34 barras às simulações de curtos circuitos, o transformador teve os valores de taps fixados, como mostra Tabela 25. Isso com a finalidade de garantir as tensões pré-falta em todos os barramentos dentro dos limites de 0,95 p.u. e 1,05 p.u.

Tabela 25 - Cenários e configuração de posições de taps no transformador

Conexão no Transformador	Configuração dos taps			
	Rede Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Tipos de Cenários	<i>Base</i>	$2 \times P_{rede\ base}^{11}$	$P_{rede\ base} \div 10$	<i>Adição de capacitores na rede</i>
reg1a	5	5	7	2
reg1b	0	0	1	-3
reg1c	0	0	1	-3
reg2a	14	14	15	10
reg2b	11	11	11	9
reg2c	11	11	12	8

4.4.1 Fator de impacto para cenário 1: aumentando a potência de curto circuito

Este cenário mantém as características da rede base, exceto pela alteração da potência de curto circuito trifásica e monofásica para o dobro do valor da rede base, ou seja, as novas potências de curto circuito são: 1352 MVA para circuito trifásico e 934 MVA para circuito monofásico.

A Tabela 26 mostra os valores de FI segregados por Tipo de VTCD para os barramentos 802, 824, 832 e 860. Com o aumento da potência de curto circuito da rede, houve um aumento da corrente de curto circuito, isso causa uma diminuição do tempo de início de atuação dos dispositivos de proteção, T_{AE} . Portanto, o aumento da potência de curto circuito reduz o FI_{AE} e aumenta FI_{ICD} e FI_{ILD} . Em relação ao FI_{TOTAL} , os valores foram maiores em relação à rede base. Isso mostra que os barramentos ficam mais expostos a VTCD de tipo B, ou seja, no intervalo de interrupções momentâneas.

Tabela 26 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro consumidores – cenário 1

FI	802	824	832	860
AE	0,0000	0,3374	0,3374	0,3374
ICD	0,3550	0,6958	0,7395	0,7675
ILD	0,0007	0,0012	0,0012	0,0013
TOTAL	0,3558	1,0344	1,0781	1,1061

¹¹ P_{rede} = Potência de curto circuito de Thévenin da rede de distribuição de energia

4.4.2 Fator de impacto para cenário 2: diminuindo a potência de curto circuito

Este cenário mantém as características a rede base, exceto pela redução da potência de curto circuito trifásico e monofásico, para um décimo do valor da rede base. Com isso, as potências de curto circuito são: 68 MVA para circuito trifásico e 47 MVA para circuito monofásico.

A Tabela 27 mostra os valores de FI para as barras 802, 824, 832 e 860. Com a diminuição da potência de curto circuito da rede, houve uma diminuição da corrente de curto circuito e o aumento do tempo de início de atuação dos dispositivos de proteção, T_{AE} . Com isso, os valores de FI_{AE} aumentam e os valores de FI_{ICD} e FI_{ILD} diminuem. Com isso, o FI_{TOTAL} em cada barramento industrial ficou com valor menor. Isso mostra que, embora o número de VTCD de tipo A tenha aumentado, o fator de impacto foi reduzido, isso porque o fator de ponderação das VTCD de tipo A é menor que as VTCD de tipo B.

Tabela 27 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro consumidores – cenário 2

FI	802	824	832	860
AE	0,0213	0,4672	0,4824	0,4822
ICD	0,2995	0,5238	0,5632	0,5908
ILD	0,0005	0,0009	0,0009	0,0010
TOTAL	0,3212	0,9919	1,0465	1,0740

4.4.3 Fator de impacto para cenário 3: inserindo capacitores em consumidores industriais

Este cenário mantém as características da rede base, exceto pela inclusão de capacitores de 450kVAR nos barramentos industriais 832 e 860. Assim se espera avaliar alterações em FI, em relação à rede base.

A Tabela 28 mostra os resultados de FI nas barras 802, 824, 832 e 860 com a inclusão dos capacitores. Esses equipamentos causam o aumento de FI_{AE} e a diminuição de FI_{ICD} , os valores de FI_{ILD} sofrem pouca variação. Sendo assim, o FI_{TOTAL} em cada barramento industrial ficou menor para os barramentos 802 e 832 e maior para os barramentos 824 e 860.

Tabela 28 - Fator de impacto mensal segregado por tipo de VTCD para quatro consumidores – cenário 3

FI	802	824	832	860
AE	0,0000	0,3674	0,3674	0,3675
ICD	0,3497	0,6660	0,7009	0,7349
ILD	0,0007	0,0011	0,0012	0,0012
TOTAL	0,3504	1,0345	1,0695	1,1036

4.4.4 Resumo de dados de FI dos cenários estudados

O FI consolidado dos cenários é apresentado na Tabela 29. As alterações dos cenários em relação à rede base, resultaram na Tabela 30, que demonstra o comportamento na composição geral dos barramentos do valor de FI, informado se ficou maior ou menor em relação à rede base.

Tabela 29 - Resumo valores de FI de base e cenários

		FI	802	824	832	860
Base	Original	AE	0,0000	0,3445	0,3445	0,3445
		ICD	0,3525	0,6867	0,7307	0,7586
		ILD	0,0007	0,0012	0,0012	0,0013
		TOTAL	0,3532	1,0324	1,0765	1,1044
Cenário 1	Potência base x 2	AE	0,0000	0,3374	0,3374	0,3374
		ICD	0,3550	0,6958	0,7395	0,7675
		ILD	0,0007	0,0012	0,0012	0,0013
		TOTAL	0,3558	1,0344	1,0781	1,1061
Cenário 2	Potência base ÷ 10	AE	0,0213	0,4672	0,4824	0,4822
		ICD	0,2995	0,5238	0,5632	0,5908
		ILD	0,0005	0,0009	0,0009	0,0010
		TOTAL	0,3212	0,9919	1,0465	1,0740
Cenário 3	Capacitor de 450 kvar Barras(840 e 860)	AE	0,0000	0,3674	0,3674	0,3675
		ICD	0,3497	0,6660	0,7009	0,7349
		ILD	0,0007	0,0011	0,0012	0,0012
		TOTAL	0,3504	1,0345	1,0695	1,1036

Tabela 30 - Tabela de resumo de cenários em relação a base de avaliação

Cenário	Alteração em relação ao cenário base	FI _{AE}	FI _{ICD}	FI _{ILD}	FI _{TOTAL}
		Em relação à rede base			
1	Maior Potência de Curto Circuito	Menor	Maior	Maior	Maior
2	Menor Potência de Curto Circuito	Menor	Maior	Maior	Menor
3	Capacitores adicionais	Maior	Menor	Maior	Menor

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho propõe uma metodologia estocástica para estimar o FI nos barramentos de uma rede de distribuição devido a curtos circuitos sem precisar de equipamentos de medição. A precisão do FI estimado aumenta com o número de simulações. Conforme esperado, os barramentos mais distantes da fonte são mais afetados pelos curtos circuitos. O FI avaliado utilizando três tipos de curvas de probabilidades Tipos A, B e C, onde a curva Tipo B normalmente coincide com período de atuação dos religadores, o que demonstra que o dispositivo de proteção pode afetar significativamente o valor de FI, pois os tempos de interrupção dos dispositivos de proteção penalizam o FI. Controlar o valor de FI não é uma tarefa trivial, pois a aplicação de maior potência de curto circuito, pode inclusive prejudicar o valor de FI, cabendo um estudo mais detalhado de todos os equipamentos e recursos conectados na rede, além de um replanejamento das curvas e dispositivos de proteção. Os fatores de ponderação estabelecidos pelo PRODIST não penalizam as elevações de tensão de curta duração, o que pode não representar o real valor que pode afetar equipamentos mais sensíveis às elevações de tensão. Como o método foi implementado por meios computacionais, os custos para simulação são pequenos, não necessitando de instalação de equipamentos ou grandes períodos de mediação para identificar o FI de uma rede. Esta metodologia pode ser ampliada para redes mais complexas, contudo é necessário o modelamento adequado do comportamento das variáveis que participam das faltas elétricas na rede analisada.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

- Aplicar outros critérios de agregação de fases e agregação temporal;
- Estudar diferentes valores de fator de ponderação;
- Estudar alternativas de planejamento para reduzir o fator de impacto;
- Avaliar impacto de recursos energéticos distribuídos no fator de impacto.

5.2 ARTIGOS PUBLICADOS

FILIU, D. K. e CEBRIAN J. C., Investigation of Capacitor Influence in the Impact Factor Index Estimation Due to Voltage Sags and Swells in Distribution Networks, 2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS), Brasilia, Brasil, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/WCNPS60622.2023.10344775.

REFERÊNCIAS

AIELLO, I. F. **Metodologia probabilística para avaliar ajustes no sistema de proteção visando melhorar a qualidade do serviço e do produto em redes elétricas de distribuição**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2023.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 15 dez. 2021. Seção 1, p. 125-280.

BARNARD, John; PHAWA, A. Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 28, n. 1, p.11-18, out. 1993. Elsevier BV. doi: 10.1016/0378-7796(93)90074.

BOLLEN, M. H. J. Fast assessment methods for voltage sags in distribution systems, **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 32, no. 6, pp. 1414-1423, 1996, doi: 10.1109/28.556647.

BOLLEN, M. H. J. Understanding power quality problems. New York: **IEEE**, 2000a.

BOLLEN, M. H. Overview of Power Quality and Power Quality Standards, in Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions, **IEEE**, Series, 2000b, pp.1-34, doi: 10.1109/9780470546840.ch1.

CAMILO, L.; KAGAN, N; CEBRIAN, J. C.; MATSUO, N. M.; ARANGO H. Comparing the Monte Carlo and analytical methods to assess the risks of voltage sags disruptions, CIRED 2005 - 18th, **International Conference and Exhibition on Electricity Distribution**, Turin, Italy, 2005, pp. 1-4, doi: 10.1049/cp:20051360.

CARNEIRO, C. A. **Alocação De Chaves Automatizadas Em Redes Elétricas De Distribuição: Uma Abordagem Multiobjetivo**. 2020. 124 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Pós-graduação Engenharia Elétrica - São João da Boa Vista, Universidade Estadual Paulista (Unesp). 2020.

CEBRIAN, J. C. **Metodologias para avaliação de riscos e dos custos de interrupções em processos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2008. 191 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN N.; MILANOVIĆ, J. V. Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part II: Economic Assessment, **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 33, no. 1, pp. 52-61, Feb. 2018b, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2633520.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N.; MILANOVIĆ, J. V. Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance with Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part I: The Methodology, **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 33, no. 1, pp. 42-51, Feb. 2018a, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2633518.

CEBRIAN, J.C.; GIACOMINI, J.; CARNEIRO, C.; SILVA, G. B.; PARECES, H. K. M. **Novel Methodology to Estimate Probability Density Function of Voltage Sag Duration and Failure Rates on Power Distribution Systems**. 2023.

CENELEC. Européen de Normalisation Électrotechnique. EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, **CENELEC**, 2022.

CHEN, S.L.; CHEN, G.B.; HSU, S.C.; CHEN, A.Y.T.; GUO, T.Y.; HUANG, F.F.; HUANG, Y.C. Mitigation of voltage sags by network reconfiguration of a utility power system, **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition**, Yokohama, Japan, 2002, pp. 2067-2072 vol.3, doi: 10.1109/TDC.2002.1177779.

CORREIA, D. M., BRASIL, D. O. C. A pilot project for the survey of sag performance of the Brazilian transmission system, **10th International Conference on Harmonics and Quality of Power**. Proceedings (Cat. No.02EX630), Rio de Janeiro, Brazil, 2002, pp. 582-586 vol.2, doi: 10.1109/ICHQP.2002.1221500.

COSTA, Marcos V.; FILHO, J. M.C.; LEBORGNE, R. C.; PEREIRA, N. B. **A novel methodology for determining the voltage sag Impact Factor**, 2019.

DUGAN, R. C.; BROOKS, D. L.; MCDERMOTT, T. E.; SUNDARAM, A. Using voltage sag and interruption indices in distribution planning, **IEEE Power Engineering Society**. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233), New York, NY, USA, 1999, pp. 1164-1169 vol.2, doi: 10.1109/PESW.1999.747372.

DUGAN, R. C.; SANTOSO, S.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**, 2 ed. McGraw Hill Professional, pp 528, 2002.

ETO, J.; DIVAN, D.; BRUMSICKLE, W.E. Pilot Evaluation of Electricity Reliability and Power-Quality Monitoring in California's Silicon Valley with the I-Grid System, **Lawrence Berkeley National Laboratories**, Berkeley, California, LBNL-52740, 2004.

FERREIRA, A. R.; GIANESINI, B. M.; OLIVEIRA, J. C. D.; REZENDE P. H. O. An Approach for Assigning Responsibilities of Short-Term Voltage Variations in Electrical Power Systems, **IEEE Access**, vol. 11, pp. 7751-7758, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3237921.

HAN, Y.; FENG, Y.; YANG, P.; HU, L.; XU, Y.; BLAABJERG F. Cause, Classification of Voltage Sag, and Voltage Sag Emulators and Applications: A Comprehensive Overview, **IEEE Access**, vol. 8, pp. 1922-1934, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2958965.

HARIYANTO, N.; ANGGORO, B.; NOEGROHO, R. New Probabilistic Approach for Identification Event Severity Index Due to Short Circuit Fault. **IEEE International Conference on Electrical Engineering and Computer Science**. Bali, Indonesia: 2014.

IEEE. Std 1100-2005. **IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment**, p. 40-41, 2005.

IEEE. Std 1159-2019. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009), vol., no., pp.1-98, 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.

IEEE. Std 1346-1998. **IEEE Recommended practice for evaluating electric power system compatibility with electronic process equipment**. p. 20-24, 1998.

IEEE. Std 1564-2014. **IEEE Guide for Voltage Sag Indices**, 2014.

JUÁREZ, E. Espinosa; HERNÁNDEZ, A. A Method for Voltage Sag State Estimation in Power Systems, **IEEE Transactions on Power Systems**, 2007.

JUNIOR, C. C. S. **Alocação de qualímetros para estimação de parâmetros de VTCD**, Dissertação (Mestrado) – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFRGS -Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2021.

KAGAN, N. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Blucher, 2010. E-book. ISBN 9788521216896. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/#!/books/9788521216896/>. Acesso em: 22 set. 2024.

KAGAN, N.; MATSUO, N.M.; VASCONCELOS, G.; CASTELLANO, U.F.; CEBRIAN, J.C.; CAMILO, L.M.; DUARTE, S.X.; ARANGO, H.; BERNARTELLI, W.H.; MARSULO, J.A. **Evaluating the risk of equipment disruption related to voltage sags**, 2004.

KLAIĆ, Z.; NIKOLOVSKI, S.; KRAUS, Z. **Voltage variation performance indices in distribution network**. 2011.

LAKERVI, E. Voltage sag mitigation through distribution system design, **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077), Singapore, 2000, pp. 2879-2880 vol.4, doi: 10.1109/PESW.2000.847341.

LAKERVI, E.; HOLMES E. J. **Electricity Distribution Network Design**. 2nd ed. London: Peter Peregrinus on behalf of the Institution of Electrical Engineers, 2008.

LIAO, H.; MILANOVIĆ, J. V.; RODRIGUES, M.; SHENFIELD, A. Voltage sag estimation in sparsely monitored power systems based on deep learning and system area mapping, **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 33, 2018.

MACEDO, J. R. J. Tutorial - **Agregação de Eventos de Variação de Tensão de Curta Duração**, Revisão 5. 2020. Disponível em:<<https://http://www.jrubens.eng.br/download/tutorialvtcd.pdf>>. Acesso em: 20 julho 2023.

MATOS, É. dos Reis. **Um Método para Detecção e Classificação de Curtos-Circuitos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseado na Transformada de Fourier e em Redes Neurais Artificiais**. 2009. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Engenharia Elétrica, Unesp – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

MERTENS, E. A.; DIAS, L. F. S.; FERNANDES, F. A.; BONATTO, B. D.; ABREU J. P. G.; ARANGO H. Evaluation and trends of power quality indices in distribution system, **9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization**, Barcelona, Spain, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424212.

MOHAMMADI, Y.; LEBORGNE, R. C.; POLAJŽER, B. Modified methods for voltage-sag source detection using transient periods, **Electric Power Systems Research**, 2022.

MOTOKI, É.M.; FILHO, J.M. d. C.; DA SILVEIRA, P.M.; PEREIRA, N.B.; DE SOUZA, P.V.G. **Cost of Industrial Process Shutdowns Due to Voltage Sag and Short Interruption**. *Energies*, 2021, doi: 10.3390/en14102874.

OLIVEIRA, R.; FERRAZ, B. P.; AGUSTINI, R.; FERRAZ, R.; LEBORGNE, R. C. Comparative overview of voltage sags standards: IEEE 1564 versus Brazilian regulatory procedures, 2018 **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, Niterói, Brasil, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395724.

POLAT, O; GUL, O. **Development of a probabilistic short-term voltage quality assessment method with the weak point detection capability through the dynamic analyses**, *Applied Energy*, 2022.

SANTOS, A. d. ROSA, T. e BARROS, M. T. C. d. Stochastic Characterization of Voltage Sag Occurrence Based on Field Data, **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 34, no. 2, pp. 496-504, Abril 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2878997.

SHAKERI, S.; KHAJOUEI, J.; ESMAEILI, S.; SHAFIE,-KHAH M. Predicting the Number of Voltage Sags Using the SARFI Index Considering System Uncertainties, **2023 13th Smart Grid Conference (SGC)**, Tehran, Iran, Islamic Republic of, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/SGC61621.2023.10459282.

SOUZA, P. V. G. **Metodologia para Estabelecimento de Novos Fatores de Impacto Base Considerando Agrupamentos de Sistemas de Distribuição**. Universidade Federal de Itajubá. 2021.

TURIZO, S.; RAMOS, G.; CELEITA, D. Voltage Sags Characterization Using Fault Analysis and Deep Convolutional Neural Networks, **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 58, no. 3, pp. 3333-3341, Maio-Junho 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3162569.

VEIZAGA, M.; DELPHA, C.; DIALLO, D.; BERCU, S.; BERTIN, L. Classification of voltage sags causes in industrial power networks using multivariate time-series. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 17, n. 7, p. 1568-1584, 2023.

WANG, B.; XU, W.; PAN, Z. Voltage sag state estimation for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, 2005.

WANG, Y.; LUO, H.; XIAO, X. Voltage sag frequency kernel density estimation method considering protection characteristics and fault distribution, **Electric Power Systems Research**, Volume 170, 2019, Pages 128-137, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.01.009>.

YUN, S. Y.; OH, J. H.; RIM, S. J.; KIM, J. C. Mitigation of voltage sag using feeder transfer in power distribution system, **2000 Power Engineering Society Summer Meeting**, Seattle, WA, USA, 2000, pp. 1421-1426 vol. 3, doi: 10.1109/PESS.2000.868733.

ZAMBRANO, X.; HERNÁNDEZ, A.; CARO, E.; PAJARÓN, P. R.; CASTRO, R. M. Sensitivity of Voltage Sags Estimation to Uncertainties, **IEEE Access**, vol. 11, pp. 18215-18226, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3247188.