

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS ARAUJO DA COSTA

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA CONEXÃO E
ATERRAMENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
EM VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

Porto Alegre

2018

LUCAS ARAUJO DA COSTA

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA CONEXÃO E
ATERRAMENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
EM VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2018

LUCAS ARAUJO DA COSTA

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA CONEXÃO E
ATERRAMENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
EM VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela UFRGS –Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Adriano Peres de Moraes, UFSM

Doutor pela UFSM – Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Paulo Roberto Eckert, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, abril de 2018.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família, principalmente aos meus pais André e Maria, pela presença e apoio em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter permitido a finalização deste estudo de pós-graduação e ter me capacitado para tal.

Ao orientador, Daniel Gazzana, e ao coorientador, Roberto Leborgne, pelas correções, revisões e direcionamentos.

Aos colegas e professores do PPGEE por todos os momentos de diversão passados juntos, as amizades criadas e por toda contribuição dada ao trabalho.

Agradecimentos especiais a Andrés Orozco e Mauren Pomalis pela ajuda com o *software* de simulação, e a Bibiana Petry e a Ary Lautenschleger por suas dicas.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, por proporcionar este curso de mestrado e a realização deste trabalho.

À CAPES pelo apoio financeiro.

RESUMO

Sendo as interrupções, os afundamentos de tensão e as sobretensões distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) com potencial de grande impacto econômico, estudos que procuram alternativas de mitigação de seus efeitos ou prevenção de sua ocorrência têm sido amplamente realizados nas últimas décadas. Uma das metodologias de avaliação de sua ocorrência é realizada pela predição, que geralmente se concentra em simulações de faltas em parcelas de sistemas elétricos de potência. Nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), encontra-se a denominação geral de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) para estes três tipos de distúrbios, os quais podem ser classificados tanto por sua magnitude quanto por sua duração. Nesse contexto, este trabalho avalia pela predição a influência exercida pela conexão e o aterramento do neutro de transformadores trifásicos nas quantidades de VTCD, especialmente de afundamentos de tensão, e no valor do índice Fator de Impacto (FI) do PRODIST, que são observados em um nó com conexão a um consumidor industrial. Realizam-se estudos de caso sobre um sistema de potência simulado no software *Alternative Transients Program* (ATP), o qual possui dois transformadores em sua rede: um transformador da subestação e outro na entrada do nó do consumidor industrial. Consideram-se duas conexões possíveis para o transformador de entrada, e aplica-se uma resistência de aterramento para o neutro de ambos os transformadores em cada caso, alteram-se o seu valor. Verificam-se as tensões no nó do consumidor industrial de duas formas diferentes: tensões fase-terra e tensões fase-fase. Observa-se, assim, que há diferenças para estas quantidades e para o valor do FI devidas à forma de conexão do transformador de entrada, valor da resistência de aterramento de neutro de ambos os transformadores e formas de verificação das tensões.

Palavras-chave: Variações de Tensão de Curta Duração. Afundamentos de Tensão. Conexão de Transformadores. Aterramento do Neutro.

ABSTRACT

Since interruptions, voltage sags and overvoltages are Power Quality (PQ) disturbances with great economic impact potential, studies that seek alternatives to mitigate its effects or to prevent its occurrence have been done widely in the last decades. One of the methodologies to assess its occurrence is performed by prediction, which usually focuses on power systems fault simulations. In the Brazilian norm of PQ, there is the general designation short duration voltage variation (VTCD) for these three types of disturbances, which are classified both in terms of magnitude and duration. In this context, this work assess by the prediction the influence of three-phase transformers winding connection and neutral grounding in the quantities of VTCD, especially voltage sags, and in the index value Impact Factor (FI) of the Brazilian regulation standard, which are observed in a node with connection to an industrial consumer. The case studies are performed on a simulated power system in the Alternative Transients Program (ATP), which has two transformers in its network: one substation transformer and another at entrance of the industrial consumer node. Two possible winding connections are considered for the entrance transformer, and a ground resistance is applied to the neutral of both transformers in each case, being changed their value. Voltages in the industrial consumer node are verified by two different ways: phase-to-ground voltages and phase-to-phase voltages. It is observed that there are differences for these quantities and for the value of the FI due to the winding connection of the entrance transformer, the value of the neutral ground resistance of both transformers and the ways of voltage verification.

Keywords: VTCD. Voltage Sags. Transformer Winding Connections. Neutral Grounding.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO	15
1.2	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	15
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	16
2	REVISÃO DOS TEMAS ABORDADOS NA DISSERTAÇÃO	18
2.1	REVISÃO DA LITERATURA	18
2.2	CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO (VTCD)	22
2.3	ESTRATIFICAÇÃO DAS VTCD SEGUNDO O PRODIST	23
2.4	CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	25
2.5	VTCD CAUSADAS POR FALTAS	26
2.6	INFLUÊNCIA DO TIPO DE CONEXÃO DOS TRANSFORMADORES E DAS CARGAS NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO OBSERVADOS	28
2.7	CONSIDERAÇÕES SOBRE O TIPO DE ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS TRANSFORMADORES	35
2.7.1	Meios de Aterramento Utilizados	36
2.7.2	Influência nas VTCD Observadas	38
3	METODOLOGIA PARA QUANTIFICAÇÃO DO NÚMERO DE AFUNDAMENTOS E PARA A ESTRATIFICAÇÃO DAS VTCD	39
3.1	AVALIAÇÃO DA MAGNITUDE DAS VTCD	42
3.2	AVALIAÇÃO DA DURAÇÃO DAS VTCD	43
3.3	AVALIAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA DAS VTCD	47
3.3.1	Quantificação de Afundamentos de Tensão Segundo Níveis Críticos de Tensão e de VTCD Segundo a Estratificação do PRODIST	47
3.3.2	Avaliação do Impacto Segundo PRODIST	49
3.4	AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO TIPO DE CONEXÃO E ATERRAMENTO DO NEUTRO	50
3.5	AVALIAÇÃO UNIFICADA DOS RESULTADOS	50
4	ESTUDOS DE CASO	51
4.1	SISTEMA BASE	51
4.1.1	Modelagem no ATPdraw	52
4.1.2	Sistema de Proteção	53
4.2	CASOS SIMULADOS E PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES E EQUAÇÕES	55
4.3	TENSÕES EM REGIME PERMANENTE EM CADA CASO	59
4.4	FORMAS DE ONDA DAS CORRENTES E TENSÕES DURANTE FALTAS E ATUAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	62
4.4.1	Falta FT na Fase A da Linha Entre os Nós 1 e 7	62
4.4.2	Falta FT na Fase A da Linha Entre os Nós 13 e 18	70
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	79
5.1	TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO COM ATERRAMENTO SÓLIDO E TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO COM RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO DO NEUTRO (CASOS 1.A E 1.B)	79
5.2	TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO COM RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO DO NEUTRO E TRANSFORMADOR DE ENTRADA COM ATERRAMENTO SÓLIDO E BARRA 610 (CASOS 2.A E 2.B)	84
6.1	CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES	90
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	93
	APÊNDICE A: CONSIDERAÇÕES SOBRE AS SIMULAÇÕES NO ATP	99

APÊNDICE B: CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA 123 NÓS E A MODELAGEM UTILIZADA	101
APÊNDICE C: CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA DE PROTEÇÃO UTILIZADO E MODELAGEM DO RELIGADOR E DOS FUSÍVEIS	106

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Tipos A, B, C, D, E, F e G de afundamentos de tensão	33
Figura 2 – Diagrama de circuito do aterramento sólido.....	36
Figura 3 – Diagrama de circuito do aterramento por indutância.	36
Figura 4 – Diagrama de circuito do aterramento por resistência.	37
Figura 5 – Diagrama de circuito do aterramento ressonante.	37
Figura 6 – Diagrama de circuito do aterramento por capacitância.	37
Figura 7 – Diagrama de circuito para neutro isolado.....	38
Figura 8 – Representação da falta FT.	40
Figura 9 – Representação da falta FF.....	40
Figura 10 – Representação da falta FFT.	40
Figura 11 – Representação da falta FFFT.	41
Figura 12 – Sistema IEEE de 123 nós.....	51
Figura 13 – Curvas de atuação do maior elo fusível do sistema e da característica 51 do religador.	54
Figura 14 – Curvas de atuação da característica 59 do religador.....	55
Figura 15 – Curvas intermediárias de atuação dos fusíveis.	55
Figura 16 – Corrente na linha entre os nós 149 e 1 para a resistência de aterramento de 1 Ω . 63	
Figura 17 – Corrente na linha entre os nós 149 e 1 para a resistência de aterramento de 10 Ω	63
Figura 18 – Corrente na linha entre os nós 149 e 1 para a resistência de aterramento de 80 Ω	64
Figura 19 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 1 Ω	64
Figura 20 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 10 Ω	65
Figura 21 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 80 Ω	65
Figura 22 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 1 Ω	66
Figura 23 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 10 Ω	66
Figura 24 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 80 Ω	67
Figura 25 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 1 Ω	67
Figura 26 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 10 Ω	68
Figura 27 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 80 Ω	68
Figura 28 – Corrente na linha entre os nós 13 e 18 para a resistência de aterramento de 1 Ω . 71	
Figura 29 – Corrente na linha entre os nós 13 e 18 para a resistência de aterramento de 10 Ω	71
Figura 30 – Corrente na linha entre os nós 13 e 18 para a resistência de aterramento de 80 Ω	72
Figura 31 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 1 Ω	72
Figura 32 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 10 Ω	73
Figura 33 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 80 Ω	73
Figura 34 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 1 Ω	74
Figura 35 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 10 Ω	74
Figura 36 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 80 Ω	75
Figura 37 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 1 Ω	75
Figura 38 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 10 Ω	76
Figura 39 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 80 Ω	76
Figura 40 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 1.a.	80

Figura 41 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 1.b.....	80
Figura 42 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 2.a.....	85
Figura 43 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 2.b.....	85
Figura 44 – Fluxograma da criação dos arquivos de simulação.....	100
Figura 45 – Fluxograma da proteção por fusível mais a característica 59 do religador.....	109
Figura 46 – Fluxograma do cálculo iterativo do tempo de atuação do religador.....	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação de VTCD segundo o <i>Standard 1159</i>	22
Tabela 2 – Classificação de VTCD segundo PRODIST.....	23
Tabela 3 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas	24
Tabela 4 – Fatores de Ponderação para cada região de sensibilidade.....	24
Tabela 5 – Diagrama e circuitos de sequência zero equivalentes das conexões YGyg, YGy, Dd, Dyg e Dy	30
Tabela 6 – Representação matemática dos fasores de cada tipo de afundamento de tensão ...	33
Tabela 7 - Transformação do Tipo de Afundamento pela Conexão dos Transformadores	34
Tabela 8 - Relação entre o tipo de falta, tipo de afundamento de tensão e conexão da carga .	34
Tabela 9 - Faltas simuladas no sistema em estudo conforme número de fases das linhas	39
Tabela 10 – Constantes A , B e p e respectivas curvas características de tempo inverso	44
Tabela 11 – Número de linhas e de faltas simuladas de acordo com o número de fases presentes.....	56
Tabela 12 – Probabilidades do tipo das faltas.....	57
Tabela 13 – Resistências de falta e suas probabilidades.....	58
Tabela 14 – Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 1.a.....	59
Tabela 15 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 1.a	59
Tabela 16 Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 1.b.....	60
Tabela 17 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 1.b	60
Tabela 18 – Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 2.a.....	60
Tabela 19 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 2.a	60
Tabela 20 – Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 2.b.....	60
Tabela 21 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 2.b	61
Tabela 22 – Tempos de atuação da proteção para o estudo de caso 1	70
Tabela 23 – Tempos de atuação da proteção para o estudo de caso 2	78
Tabela 24 – Valores para o FI para os casos 1.a e 1.b.	80
Tabela 25 – Valores para o FI para os casos 2.a e 2.b.	86
Tabela 26 – Casos simulados	104
Tabela 27 – Alterações na regulagem de tensão nas fontes monofásicas.....	104
Tabela 28 – Alterações na regulagem de tensão nos reguladores.....	105
Tabela 29 – Linhas com fusíveis e seus respectivos valores.	106
Tabela 30 – Linhas protegidas pela característica 51 do religador.....	107
Tabela 31 – Valores de fMI	107

LISTA DE ABREVIATURAS

ATP: *Alternative Transients Program*

FI: Fator de Impacto

MDC: Método da Distância Crítica

MPF: Método das Posições de Falta

PAC: Ponto de Acoplamento Comum

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE: Qualidade de Energia Elétrica

SEP: Sistema Elétricos de Potência

VTCD: Variação de Tensão de Curta Duração

1 INTRODUÇÃO

Experimenta-se nas últimas décadas uma progressiva dependência da eletrônica de potência nos processos industriais e uma crescente evolução tecnológica dos equipamentos eletroeletrônicos utilizados nas mais diversas atividades, promovida pelo emprego da microeletrônica. Este desenvolvimento tecnológico é acompanhado pelo aumento da sensibilidade de operação e desempenho regular destes equipamentos frente aos diferentes distúrbios de tensão elétrica ocorrentes nos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs).

Anomalias na tensão elétrica têm sido causa de grandes perdas econômicas para consumidores industriais, devido a paradas de produção geradas pelo desligamento de equipamentos sensíveis ou perdas de matéria prima devido aos defeitos de fabricação gerados por operação irregular dos mesmos (MCGRANAGHAN; MUELLER; SAMOTYJ, 1993; MELHORN; MILANOVIC; GUPTA, 2006; CHAN; MILANOVIC; DELAHUNTY, 2011).

Há, habitualmente, relações contratuais e imposições normativas que determinam a penalização das empresas de energia elétrica e a possibilidade da aplicação de indenizações aos consumidores por transtornos decorrentes dos distúrbios de tensão. Assim, estes são extremamente indesejados, não somente pelos consumidores industriais, mas conjuntamente pelas empresas responsáveis por seu abastecimento.

Uma das classificações gerais de distúrbios de tensão elétrica são as denominadas Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD), as quais englobam as interrupções, sobretensões e afundamentos de tensão. Geralmente, estes três tipos de distúrbios são de causas comuns, como por faltas nos SEPs, e simultâneos ou sucessivos, sob uma análise trifásica ou de diversos pontos do SEP em estudo.

Os distúrbios de tensão podem ser categorizados, dentre outras características pertinentes, de acordo com sua magnitude e duração, e quantificados em relação a sua frequência de ocorrência. Isto proporciona uma compreensão mais efetiva de seus efeitos e a composição de indicadores de Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Tais indicadores parametrizam o grau de adequação às já mencionadas exigências contratuais entre consumidor e empresa de energia elétrica, e àquelas impostas pela legislação vigente, como é recomendado em diversas normas internacionais e nacionais.

A ocorrência destes distúrbios de tensão pode se originar de causas internas ao sistema elétrico em si, como por falhas de operação dos equipamentos ou variações de carga e geração. Os distúrbios também podem ser de origem externas, tendo-se um conjunto de múltiplos fatores associados, sendo, por exemplo, fortemente relacionados às condições climáticas e ao contato

eventual da rede com a fauna, a flora ou as edificações presentes, nas áreas rurais ou urbanas. Eles, normalmente, propagam-se ao longo dos SEPs, com a possibilidade de abranger uma grande extensão territorial e afetar consumidores que estão conectados ao sistema em pontos muito distantes da localidade onde ocorreu a falha que o causou.

Pela realização de estudos voltados a QEE se busca a compreensão das causas dos distúrbios de tensão e dos métodos de mitigação dos seus efeitos, proporcionando-se às empresas de energia elétrica a possibilidade do atendimento das exigências dos consumidores e normativas em relação à energia elétrica fornecida. É consideravelmente importante o conhecimento de métodos eficazes que possibilitem a restrição de sua propagação, atenuação de sua severidade e, quando possível, a prevenção de suas causas, utilizando-se da atuação de dispositivos de proteção, de alternativas quanto à disposição da rede e reestruturação de sua topologia, e de componentes comuns existentes nos SEPs.

Os afundamentos de tensão, por sua vez, são o tipo de VTCD ao qual é dada maior relevância, destacando-se entre os demais pelo impacto econômico que geram, devido à maior frequência de ocorrência e ampla propagação em comparação aos demais. Adicionalmente, a VTCD tem forte impacto na sensibilidade de operação em muitos equipamentos diretamente relacionada a um nível crítico mínimo de tensão, ocasionando anormalidades ou interrupção em seu funcionamento. Assim, há um maior número de estudos sobre VTCD tratando exclusivamente dos afundamentos de tensão, analisando os muitos aspectos deste problema de QEE e indicando as medidas de mitigação e prevenção conhecidas.

Os estudos existentes sobre afundamentos de tensão encontrados na literatura apresentam uma grande variedade de análises, baseados na monitoração de medidas reais das tensões em pontos específicos de SEPs, como em (KOVAL et al., 1998; LEITÃO et al., 2006; LEBORGNE et al., 2006b), ou em metodologias de predição, por meio de avaliações analíticas aproximadas ou simulações de cenários que reproduzem parcelas de SEPs reais ou representativos na ocorrência de uma falha geradora do distúrbio, como em (QADER; BOLLEN; ALLAN, 2000; BECKER et al., 1994; LEBORGNE; OLGUIN; BOLLEN, 2004). Comparações entre dados reais e resultados de cálculos analíticos ou simulações também estão presentes em alguns estudos, objetivando a validação das metodologias de predição (FILHO et al., 2002; FILHO et al., 2008).

A predição proporciona a avaliação de medidas de mitigação das VTCD de tensão por parte das empresas de energia, ou mesmo pelos consumidores interessados, orientadas pelo planejamento de investimentos, verificando-se sua viabilidade econômica.

Nos casos específicos de faltas nos SEPs, as simulações computacionais permitem a realização de uma previsão das tensões e correntes que serão observadas após uma falta. Isso permite a estimação da quantidade de VTCD experimentada por determinadas cargas sensíveis, para um ou mais níveis de sensibilidade, bem como do tempo de duração do distúrbio. É necessário, porém, que se conheça as probabilidades de ocorrência dos diversos tipos de falta e a distribuição e configuração dos dispositivos de proteção (QADER; BOLLEN; ALLAN, 2000; BECKER et al., 1994; MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2006; AUNG; GUPTA; MILANOVIC, 2004).

Concernente às medidas de mitigação, estas objetivam a diminuição da ocorrência de VTCD observadas por uma carga específica ou pela diminuição da magnitude e/ou duração do afundamento e da frequência de ocorrência de suas causas principais, ou pelo aumento da tolerância à distúrbios da própria carga. Uma das possíveis medidas de mitigação de VTCD são a alteração da conexão de transformadores ou a alteração do aterramento do SEPs, principalmente a conexão e o aterramento do neutro do transformador que alimenta a carga sensível ou do transformador da subestação.

1.1 MOTIVAÇÃO

A necessidade do presente estudo sobre VTCD se cria no novo cenário da normatização brasileira (ANEEL, 2018). No contexto atual as VTCD são classificadas de acordo com sua magnitude e duração, sendo estimulada pela aspiração de se conhecer mais propriamente o efeito da variação da conexão de transformadores em conjunto com a variação do aterramento do seu neutro nas VTCD observadas por uma carga industrial sensível.

1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Utilizando-se a metodologia da predição, este trabalho busca apresentar uma análise dos resultados obtidos em simulações computacionais de faltas em um SEP, considerando-se diversas configurações de falta, verificando-se as alterações no nível de afundamentos de tensão observados por uma carga sensível e no índice de quantificação de VTCD.

Para isso os distúrbios são analisados no ponto de conexão da carga, para diferentes conexões e valores da resistência de aterramento do neutro do transformador de potência que a alimenta, diferentes valores da resistência de aterramento para o neutro do transformador da subestação do SEP e diferentes formas de conexão da carga ou medidor de QEE.

Adicionalmente, analisa-se a influência da resistência de aterramento para o neutro do transformador da subestação do SEP no sistema de proteção projetado para ele.

O estudo das VTCD sob a perspectiva da avaliação de um método de mitigação ressalta a principal contribuição deste trabalho, A alteração da conexão de um transformador ou a instalação ou mudança da impedância de aterramento de seu neutro, considerando-se sua influência na magnitude e duração dos distúrbios e utilizando-se de dados estatísticos, são vistas como uma inovação deste trabalho, como se propõe.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Neste primeiro capítulo é introduzido o tema desta dissertação. Apresenta-se a importância dos estudos de QEE no cenário atual e o destaque dado aos fundamentos de tensão entre os distúrbios ocorrentes nos SEPs, bem como os objetivos propostos, as contribuições esperadas, o estado da arte do tema e a estrutura na qual é organizada. Pela indicação do estado da arte do tema, busca-se conhecer resumidamente algumas publicações que tratam sobre a influência da conexão de transformadores trifásicos nos fundamentos de tensão, assim como aquelas que demonstram a metodologia de análise da predição para cargas sensíveis.

No segundo capítulo são apresentados os conceitos utilizados nos estudos sobre VTCD, como são descritos nas normas vigentes, e seus parâmetros de caracterização. O conhecimento presente na literatura sobre a influência da conexão de transformadores trifásicos nos fundamentos de tensão e os diversos meios de aterramento reconhecidos para SEPs também são reportados.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia utilizada na quantificação de VTCD sentidos por um consumidor industrial para diversos níveis de sensibilidade de uma carga e segundo a estratificação de VTCD indicada na norma vigente no Brasil. A metodologia de simulações computacionais e os cálculos utilizados também são apresentados.

No quarto capítulo são relatados os estudos de caso realizados, sendo apresentado o SEP utilizado, as adaptações necessárias e observações pertinentes.

Para uma melhor compreensão no estudo, no quinto capítulo são demonstrados os resultados obtidos nas simulações para os estudos de caso realizados, sendo feitas discussões abrangentes sobre eles, analisando-se tanto os resultados gerais, como resultados que os compõe.

No sexto capítulo são apresentadas as conclusões obtidas, verificando-se de uma forma generalizada os principais resultados e interpretando-os sobre com a ótica da aplicação em

sistemas reais. Também são realizadas sugestões para trabalhos futuros que poderiam seguir em parte ou aperfeiçoar os estudos realizados neste trabalho, utilizando-se de suas contribuições.

2 REVISÃO DOS TEMAS ABORDADOS NA DISSERTAÇÃO

A conceituação de VTCD e, especificamente, de afundamentos de tensão, é dada em normas internacionais e nacionais, distinguindo-se elas entre si em alguns valores para os parâmetros de caracterização ou formas de classificação. São amplamente abordadas na literatura as características gerais e os fatores de influência desses distúrbios de tensão, sobretudo (mas não exclusivamente) para os resultantes de faltas *shunt* em SEPs. Encontra-se nas referências existentes do assunto o desenvolvimento analítico para o cálculo de afundamentos de tensão causados por faltas em sistemas radiais, bem como é conhecida a alteração do perfil daqueles gerados por faltas desequilibradas dado a mudança na forma de conexão de transformadores e de cargas. A influência do aterramento do neutro de componentes de SEPs em diversos aspectos na ocorrência de faltas a terra também é encontrada na literatura clássica e em normas, assim como os diversos meios de aterramento utilizados e os efeitos em distúrbios de QEE.

Assim, neste capítulo, é apresentada uma breve revisão de todos estes temas, de acordo com as referências utilizadas, buscando-se a compreensão teórica concernente aos estudos que são apresentados por esta dissertação. Antes, porém, é dada uma relação de alguns trabalhos com estudos relacionados aos temas abordados, que foram desenvolvidos anteriormente e que compõe uma parte importante da literatura sobre o tema deste trabalho.

2.1 REVISÃO DA LITERATURA

Há diversos trabalhos desenvolvidos nas últimas três décadas sobre QEE, nos quais as VTCD, principalmente os afundamentos de tensão, são abordados no tocante aos métodos de predição ou na forma de quantificação. Em alguns deles, a influência da conexão e do aterramento do neutro de transformadores na alteração do perfil ou na mitigação destes ou de outros distúrbios de tensão é analisada ou indicada. Assim, nesta seção é feita uma breve exposição daqueles com contribuições consideradas relevantes, destacando-as, como uma forma de reconhecimento do contexto ao qual se insere os estudos realizados.

Em (CLIFF; CONRAD; KEVIN, 1991; BECKER et al., 1994) é demonstrado o método de estimação do número de afundamentos esperados pelo cálculo ou simulação de faltas em diversas posições dos SEPs, como as barras e pontos ao longo das linhas, obtendo-se a magnitude do afundamento e a sua duração, que é dada pelo tempo de atuação da proteção, conhecendo-se as taxas de faltas nestas posições, sendo denominado de método das posições

de falta (MPF). Ambos fazem um estudo de um sistema radial por uma resolução analítica, realizando somente faltas trifásicas.

Em (BECKER et al., 1994) há outro estudo em um sistema mais complexo, com quatro níveis de tensão, no qual foram simuladas faltas monofásicas-terra, bifásicas, bifásicas-terra e trifásicas-terra, com a utilização de um *software*, dando taxas de falta diferentes para cada tipo de falta e nível de tensão.

Estes trabalhos mostram a influência da conexão delta-estrela dos transformadores na magnitude de afundamentos, podendo-se ter uma redução do número de afundamentos experimentados por uma carga sensível a afundamentos fase-fase da qual se sabe qual tipo de falta é sua causa principal.

Em (BOLLEN, 1996) é apresentado um método analítico simples de avaliação do comprimento de alimentadores, para o qual a ocorrência de uma falta trifásica-terra gera um afundamento de tensão abaixo de determinados valores críticos de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) entre o alimentador e o consumidor, denominado método da distância crítica (MDC).

O método analítico é desenvolvido sobre um sistema radial ou de configuração mais simples (como com dois ramos paralelos em um *loop* de subtransmissão ou com um gerador local na barra de consumidor), sendo de aplicação obrigatoriamente simplificada em sistemas malhados de transmissão. Porém ele proporciona resultados para o número de afundamentos previstos com grande similaridade em relação aos dados estatísticos reais de muitas pesquisas de QEE em grandes sistemas. O método também pode ser aplicado considerando faltas desequilibradas, utilizando-se de circuitos de sequência, como no próprio artigo é indicado.

A influência da conexão dos transformadores é também analisada em (MCGRANAGHAN; MUELLER; SAMOTYJ, 1993; BOLLEN, 1997; BOLLEN; CROSSLEY; YALCINKAYA, 1998).

Em (MCGRANAGHAN; MUELLER; SAMOTYJ, 1993) é demonstrado a influência das conexões estrela-aterrada/estrela-aterrada (YGyg), estrela/estrela-aterrada (YGy), estrela/estrela (Yy), estrela/estrela-aterrada (Yyg), delta/delta (Dd), estrela/delta (Yd), estrela-aterrada/delta (YGd), delta/estrela-aterrada (Dyg) e delta/estrela (Dy) de um transformador entre o SEP e a barra de um consumidor na magnitude das tensões fase-neutro e fase-fase de seu lado secundário, quando ocorre uma falta monofásica-terra no seu lado primário. Trata-se para o caso da falta monofásica por ser o tipo de falta mais frequente e a causa mais comum de ocorrência de afundamentos de tensão, como no próprio artigo é indicado.

Em (BOLLEN; CROSSLEY; YALCINKAYA, 1998) é analisado a influência das conexões YGy, Yy, Yyg, Dd, Yd, YGd, Dyg e Dy de um transformador entre uma barra em falta e um motor de indução nas magnitudes das tensões de fase-terra na ocorrência de uma falta monofásica-terra, e das conexões YGyg, YGy, Yy, Yyg, Dd, Yd, YGd, Dyg e Dy para o caso de uma falta bifásica, utilizando o *software* ATP para as simulações no sistema.

Em (BOLLEN, 1997) é demonstrado a influência dos transformadores classificados por dois grupos: os correspondentes as conexões Dy, Yd e estrela/zigue-zague (Yz), para os quais as tensões de fase no lado secundário é dada pela diferença entre duas tensões do lado primário; e os correspondes as conexões YGy, Yyg, Yy, Dd e delta/zigue-zague (Dz), para os quais as tensões de fase do lado secundário são derivadas das tensões de fase do lado primário dada a remoção da componente de sequência zero destas.

São apresentadas as matrizes de transformação correspondentes a estes tipos de conexões e suas relações de combinação, trazendo também uma classificação de quatro tipos de afundamentos de tensão, segundo as magnitudes e ângulos dos fasores das tensões de fase. Estes tipo são obtidos pelas combinações de tipo de falta, conexão do transformador entre o ponto da falta e a carga e conexão da carga, considerando faltas trifásicas-terra, bifásicas e monofásicas-terra.

É citado também que em sistemas com aterramento por resistência as tensões de fase-terra nas fases que não estão em falta, no caso de uma falta monofásica-terra, aumentam devido ao aumento da tensão entre o neutro e a terra, e que uma carga hipotética com conexão fase-terra experimentaria um afundamento de tensão mais severo, enquanto uma carga com conexão fase-neutro ou fase-fase experimentaria um afundamento mais suave. Traz exemplos de resultados para as magnitudes e ângulos das tensões de fase para dois tipos de afundamentos decorrentes de faltas bifásicas em um sistema radial como função da distância do local da falta ao PAC, comparando os respectivos tipos.

Em (BORGHETTI et al., 1998) é citada a influência que o aterramento do neutro de SEPs tem sobre a atenuação de distúrbios de tensão, comparando o aterramento com onde há múltiplos neutros aterrados com o aterramento compartilhado. O estudo aborda as diversas práticas de aterramento seguidas em sistemas de distribuição de vários países.

Em (MELIPOULOS, 2001), encontra-se comentários sobre a influência do aterramento do neutro de SEPs sobre os afundamentos de tensão e as sobretensões.

Em (BOLLEN, 2000), o autor apresenta uma extensa abordagem sobre afundamentos de tensão e interrupções, com as definições importantes, equacionamentos e modelagem

analítica dos distúrbios, análises de dados existentes e metodologias de avaliação e quantificação.

O autor traz um equacionamento para a influência da conexão de transformadores nos afundamentos de tensão, trazendo uma classificação de sete tipos de afundamentos de tensão que podem ser observados em um sistema trifásico. Também faz uma breve análise da influência do aterramento do neutro de SEPs, demonstrando analiticamente a influência de uma diferença de valor entre a impedância de sequência zero total do sistema e as impedâncias de sequência positiva e negativa totais nas tensões de fase no PAC e na distância crítica dos alimentadores.

Em (AUNG; MILANOVIC, 2006) é demonstrado um estudo de caso da aplicação do MPF em um sistema de potência de 295 barras, com níveis de tensão de transmissão, subtransmissão e distribuição, de linhas equilibradas, e tempos de eliminação de faltas definidos pelo nível de tensão do respectivo lugar onde a falta ocorre. Neste sistema se realiza simulações de faltas equilibradas e desequilibradas em cada fase separadamente (faltas trifásicas-terra, monofásicas-terra nas fases A, B e C, bifásicas entre as fases AB, BC e CA e bifásicas-terra entre as fases AB, BC e CA), nas barras ou nas linhas, com um *software* comercial (SIMPOW).

O estudo analisa a influência da ligação do transformador de entrada de um consumidor industrial que está conectado a uma barra da distribuição. A tensão no lado secundário do transformador é obtida por cálculo matricial, conhecendo-se as tensões e correntes do lado primário (obtidas na simulação) transformadas para componentes simétricas. É verificada a quantidade de afundamentos de acordo com a magnitude e duração e defasagem no ângulo de fase e duração, para cada tipo de conexão. Não é avaliado aterramento.

Em (HAMZAH et al., 2010; HAMZAH et al., 2011) é demonstrada a influência da conexão e do aterramento por resistência de transformadores na propagação de afundamentos de tensão, pela realização de simulação de falta monofásica-terra em um sistema radial e com a comparação de dados experimentais. Percebe-se que após dois transformadores Dyg com aterramento por resistência o afundamento de tensão decorrente da falta é muito atenuado, sendo quase irrelevante.

Observa-se que nestes trabalhos não são realizadas análises mais abrangentes da influência do aterramento de sistemas de potência, verificando-a não somente para a magnitude dos distúrbios de QEE em geral (e não somente afundamentos de tensão), mas também para a sua duração. Assim, o presente estudo busca apresentar essa característica como um de seus diferenciais principais, como já mencionado.

2.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO (VTCD)

As VTCD são caracterizadas por uma alteração no valor eficaz da magnitude da tensão elétrica em um intervalo equivalente a alguns ciclos de regime permanente, compondo-se das interrupções, afundamentos de tensão e sobretensões. Os valores de amplitude e duração que são englobados, bem como utilizados para a classificação de cada tipo de VTCD, variam de acordo com a norma utilizada.

No *Standard* 1159 do IEEE, referente à monitoração de Qualidade de Energia Elétrica (IEEE, 2009), as *short-duration root-mean-square variations* (correspondentes às VTCD) são classificadas de acordo com a Tabela 1, enquanto que a norma referente à Qualidade de Energia aplicada no Brasil (ANEEL, 2018), o Módulo 8 - QEE dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), as VTCD são classificadas de acordo com a Tabela 2. Observam-se diferenças entre ambas relacionadas aos intervalos de duração para cada classificação (tendo-se três classificações para o *Standard* 1159 e duas para o PRODIST), à duração máxima (sendo de 1 minuto para o *Standard* 1159 e de 3 minutos para o PRODIST) e às amplitudes máximas (1,8, 1,4 e 1,2 para o *Standard* 1159 e maior ou igual a 1,1 para o PRODIST), por exemplo.

Tabela 1 – Classificação de VTCD segundo o *Standard* 1159

Classificação	Tipo	Duração Típica	Magnitude Típica
Instantânea	Afundamentos de Tensão	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
	Sobretensões	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
	Interrupções	0,5 ciclo – 3 s	< 0,1 pu
Momentânea	Afundamentos de Tensão	30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
	Sobretensões	30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
	Interrupções	> 3 s – 1 min	< 0,1 pu
Temporária	Afundamentos de Tensão	> 3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
	Sobretensões	> 3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2009).

Tabela 2 – Classificação de VTCD segundo PRODIST

Classificação	Tipo	Duração Típica	Magnitude Típica
Momentânea	Interrupções	≤ 3 s	$< 0,1$ pu
	Afundamentos de Tensão	1 ciclo – 3 s	0,1 – 0,9 pu
	Sobretensões	1 ciclo – 3 s	$> 1,1$ pu
Temporária	Interrupções	> 3 s – 3 min	$< 0,1$ pu
	Afundamentos de Tensão	> 3 s – 3 min	0,1 – 0,9 pu
	Sobretensões	> 3 s – 3 min	$> 1,1$ pu

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018).

Têm-se, assim, a necessidade de se mencionar a norma utilizada para classificação de VTCD, nos estudos que as abordam. Nos estudos do presente trabalho, utilizar-se-á da classificação do PRODIST (ANEEL, 2018).

2.3 ESTRATIFICAÇÃO DAS VTCD SEGUNDO O PRODIST

Em (ANEEL, 2018), é proposto uma estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas, relacionando-se a magnitude à duração do distúrbio. A estratificação é feita em nove regiões de sensibilidade, designadas pelas letras de A à G. Há doze intervalos de amplitude, sendo um correspondente às interrupções (amplitudes menores que 0,1 pu), nove correspondentes aos afundamentos de tensão (amplitudes de 0,1 pu à 0,9 pu) e dois correspondentes às sobretensões (amplitudes maiores que 1,10 pu). Há sete intervalos de duração, sendo a menor duração para a classificação do distúrbio correspondente à 16,67 ms (um ciclo em 60 Hz) e a maior de 3 min.

Com base nessa estratificação é possível a determinação do Fator de Impacto, FI , um indicador proposto em (ANEEL, 2018) para a caracterização da severidade da incidência de eventos de VTCD, com base em um período de trinta dias consecutivos de monitoração da frequência de ocorrência dos eventos em cada região de sensibilidade, f_{ei} .

Utiliza-se, para o cálculo de FI , fatores de ponderação, fp_i , para cada região de sensibilidade, definidos de acordo com a relevância do evento, e um Fator de Impacto Base, FI_{BASE} , obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência de VTCD para cada região de sensibilidade no período de trinta dias. A Tabela 3 apresenta as nove regiões de sensibilidade e a Tabela 4 os fatores de ponderação para cada uma, junto ao valor do Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal, V_n . A fórmula de cálculo do Fator de Impacto é dada pela Equação (1).

Tabela 3 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas

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

Fonte: (ANEEL, 2018).

Tabela 4 – Fatores de Ponderação para cada região de sensibilidade

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

Fonte: (ANEEL, 2018).

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

onde

i a região de sensibilidade, A, B, C, D, E, F, G, H e I;

f_{ei} a frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade i , apuradas por meio de medição apropriada, no período de 30 dias consecutivos;

fp_i o fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , dados na Tabela 4;

FI_{BASE} o Fator de Impacto Base.

Em (ANEEL, 2018) não é definido um valor de FI_{BASE} para níveis de tensão menores que 1 kV (baixa tensão).

2.4 CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Afundamentos de tensão são caracterizados, conforme a Tabela 2, por uma redução no valor eficaz da magnitude da tensão elétrica a um valor entre 0,1 a 0,9 pu, em um intervalo de tempo entre 1 ciclo à 3 segundos para um afundamento de tensão momentâneo e entre 3 segundos à 3 minutos para um afundamento de tensão temporário.

Os afundamentos de tensão são observados nos SEPs como efeito de faltas ocorridas nas linhas de transmissão ou distribuição de energia, do excesso de carga, da partida de motores de alta potência ou da energização de transformadores, conforme (BOLLEN, 2000). Eles possuem propriedades de comportamento distintas para cada tipo de causa e duração limitada à permanência do distúrbio ou ao seccionamento do segmento da rede de onde ele se origina.

Conforme (BOLLEN, 2000), quantificam-se os afundamentos de tensão pela magnitude da tensão remanescente após a ocorrência do distúrbio que o gerou, e não pela queda de tensão observada. Ainda que se determine um afundamento pela variação na amplitude da tensão, tal distúrbio também pode causar uma alteração no seu ângulo de fase, tendo-se um salto deste na ocorrência do distúrbio. Além disso, afundamentos de tensão podem apresentar simetria ou assimetria em relação às fases da tensão elétrica, sendo equilibrados ou desequilibrados, respectivamente.

A magnitude, a duração, o salto de ângulo de fase e o desbalanceamento trifásico caracterizam os afundamentos de tensão somados ao conhecimento dos ângulos de fase nos quais se dão seus inícios e términos (cujas denominações em inglês são *point-on-wave of sag initiation* e *point-on-wave of voltage recovery*) e do conhecimento da diferença fasorial entre a tensão original e a tensão de afundamento (cujas denominação em inglês é *missing voltage*), conforme (BOLLEN, 2000).

Os afundamentos de tensão se propagam ao longo do sistema desde o ponto no qual está ocorrendo sua causa, como resultado da diferença de potencial entre seus segmentos. As características dos afundamentos propagados em cada segmento do sistema são determinadas pelos componentes de sua rede, como a impedância das linhas e dos transformadores presentes, e por sua topologia, e podem ser sentidos pelas cargas alimentadas por este de forma diferente, dependendo de sua conexão.

2.5 VTCD CAUSADAS POR FALTAS

Para as situações nas quais a causa da VTCD observada em um ponto do sistema elétrico é uma falta *shunt* em algum outro ponto do mesmo, segundo a definição destes tipos de falta dada por (ANDERSON, 1995), a VTCD apresentará determinadas características de acordo com o tipo da falta ocorrida, sua impedância, sua localização e sua distância em relação ao ponto de observação. A VTCD também apresentará determinadas características de acordo com o tipo de conexão dos transformadores presentes entre o ponto da falta e o ponto de observação, as tensões pré-falta nestes pontos e o mecanismo de operação da proteção existente no sistema, dentre outros fatores de influência.

Os tipos comuns de faltas *shunt* ocorridas em um sistema trifásico se dão entre três fases (trifásica ou FFF), entre três fases com conexão a terra (trifásica-terra ou FFFT), entre duas fases (bifásica ou FF), entre duas fases com conexão a terra (bifásica-terra ou FFT), e com uma fase com conexão a terra (monofásica-terra ou FT), tendo-se, normalmente, probabilidades de ocorrência diferentes para cada tipo, de acordo com uma frequência observada em estudos prévios.

Como todas as fases partilham o mesmo ponto faltoso, faltas FFF e FFFT são denominadas de faltas equilibradas, enquanto faltas FF, FFT e FT são denominadas faltas desequilibradas, pois nem todas as fases estão envolvidas na falta.

Em linhas gerais, conforme (BURKE; LAWRENCE, 1984; HALDER; CUNNINGHAM, 1997), faltas FT são as mais frequentes, enquanto faltas FFFT são menos frequentes. As taxas relativas de ocorrência de faltas são dependentes de muitos fatores, como a isolação relativa a terra e entre fases, a configuração dos circuitos, o uso de cabos de guarda, a classe de tensão, o método de aterramento, a velocidade de eliminação de faltas, o índice isocerâmico, as condições atmosféricas, a qualidade das construções e as condições locais (HALDER; CUNNINGHAM, 1997).

Considerando-se um sistema com linhas e cargas equilibradas entre as três fases, faltas FFF e FFFT geram afundamentos de tensão equilibrados, enquanto faltas FF, FFT e FT geram afundamentos de tensão desequilibrados junto com possíveis sobretensões.

A resistência da falta exerce influência na amplitude do afundamento de tensão e da sobretensão (BOLLEN, 2000). Ela é dada majoritariamente por uma combinação da resistência do arco elétrico com a resistência de terra para as faltas com conexão a terra, podendo ser constante ou variável no tempo. O arco elétrico pode se formar entre um ou mais condutores e a terra, nos casos das faltas com conexão a terra, ou somente entre condutores, nos casos das faltas sem conexão a terra (DAS, 1998).

A resistência de terra, por sua vez, é dada por uma soma entre a resistência de contato do condutor a terra com a resistência do caminho da corrente pela terra desde o ponto da falta até o ponto de alimentação do sistema quando o condutor cai na terra. Quando o condutor cai sobre uma torre, a resistência de terra é dada por uma soma entre a resistência de contato do condutor e a torre, com a resistência do caminho da corrente pela terra e com a resistência de pé de torre no local de falta, conforme (DAS, 1998).

A impedância de falta pode assumir valores muito baixos para faltas entre fases até algumas dezenas de ohms para faltas incluindo a terra (DAS, 1998), sendo a falta sólida, com a impedância de valor nulo, um caso não recorrente quase idealizado (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

O local de ocorrência da falta no sistema elétrico determina quantos consumidores serão afetados pelas VTCD, tendo-se regularmente uma diferença substancial deste número para os diferentes níveis de tensão presentes no sistema. Faltas ocorridas nos níveis de transmissão propagarão VTCD para os níveis de subtransmissão e distribuição, abrangendo uma grande área geográfica (MILANOVIC; GNATIV; CHOW, 2000), enquanto faltas em níveis de distribuição normalmente afetam um número menor de consumidores.

A distância física do local da falta ao consumidor não reflete necessariamente na distância elétrica, conforme (MILANOVIC; GNATIV; CHOW, 2000), sendo esta definida pelas impedâncias presentes entre o local da falta e o consumidor. Assim, uma falta que ocorrer mais próxima de um dado consumidor poderá causar uma VTCD menos severa que uma falta em ponto mais distante.

Têm-se, geralmente, para um dado sistema, regiões onde há maior ocorrência de faltas, ocasionando que mais ou menos consumidores sofram de VTCD, dependendo, também, do tipo de carga que eles apresentam.

A duração de uma VTCD está relacionada à autoextinção da falta ou ao comportamento da proteção do sistema elétrico. A proteção exerce a função de isolar o ponto faltoso do restante do sistema, seja de forma intermitente até a extinção da falta, para o caso de uma falta temporária, seja de forma definitiva, para o caso de uma falta permanente. O início de uma VTCD se dá com a ocorrência da falta e seu término com a extinção desta ou sua supressão.

Como os dispositivos de proteção existentes possuem formas e tempos de atuação diversos, tornam-se possíveis diferentes opções de projeto de sistema de proteção para um mesmo SEP. A decisão dos tipos dos dispositivos e suas localizações é ponderada pelo grau de exigência de segurança, confiabilidade e estabilidade do SEP, além dos fatores econômicos (ALSTOM, 2002; SHORT, 2014). Como exemplo dos dispositivos mais utilizados em redes de

distribuição, têm-se os relés e religadores com controles microprocessados, que permitem diferentes configurações de operação pelas funções ajustáveis, e os fusíveis limitadores de corrente e de expulsão, que fornecem proteção contra curto-circuito e sobrecarga.

Pode-se fazer considerações sobre a influência da configuração do sistema de proteção sobre a duração das VTCD e, portanto, da estratificação dos distúrbios e no cálculo de FI . Por exemplo, espera-se que a inserção de religadores ou relés, com a configuração de religamento para a eliminação de faltas temporárias, afete mais a quantidade de VTCD observadas nas regiões F, G e I, dado o intervalo entre a abertura e o fechamento dos contatos.

Com a atuação da proteção, todos os consumidores que estão à jusante do dispositivo de proteção percebem uma interrupção na fase em que este atuou. Se a falta for temporária, e o esquema de proteção proporcionar o religamento do segmento em falta (atuação de relés ou religadores), esta interrupção poderá ser de curta duração, inserida nas regiões E ou F; porém, se a falta for permanente, tem-se uma interrupção permanente, que não é computada como uma VTCD.

2.6 INFLUÊNCIA DO TIPO DE CONEXÃO DOS TRANSFORMADORES E DAS CARGAS NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO OBSERVADOS^{1,2}

Para os afundamentos de tensão desequilibrados, a conexão dos transformadores presentes entre o ponto da falta e o ponto de observação pode alterar significativamente as características dos afundamentos, tendo-se uma considerável diferença entre o perfil dos afundamentos a montante e a jusante de um transformador com conexão estrela/delta (Yd) ou delta/estrela (Dy), por exemplo.

As conexões usuais para os enrolamentos dos transformadores são estrela-aterrada/estrela-aterrada ($YGYg$), estrela-aterrada/estrela (YGY), estrela/estrela-aterrada (Yyg), estrela/estrela (Yy), estrela/delta (Yd), estrela-aterrada/delta (YGd), delta/estrela (Dy), delta/estrela-aterrada (Dyg), delta/zigue-zague (Dz) e estrela/zigue-zague (Yz) (IEEE, 1978).

Nas conexões $YGYg$, YGY , Yyg e Yy , em ambos os lados do transformador cada enrolamento é conectado entre uma fase e um ponto de neutro: assim, em ambos os lados destes transformadores se têm tensões fase-neutro (IEEE, 1978).

¹ Da literatura de referência (BOLLEN, 2000) sobre afundamentos de tensão é obtido, com poucas exceções, o referencial teórico dessa seção, sendo, portanto, omitida sua referência nos parágrafos seguintes.

² Embora restrinja-se essa seção à influência nos afundamentos de tensão, conforme as referências utilizadas, pode-se estender seu entendimento também à influência nas sobretensões.

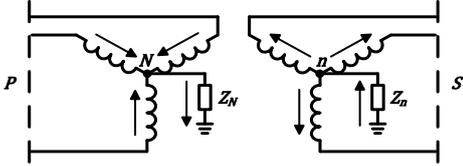
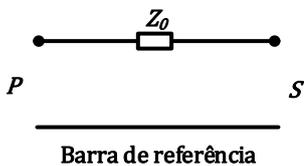
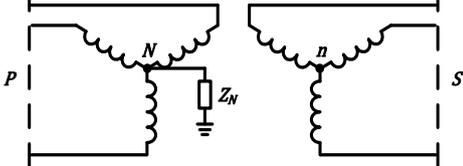
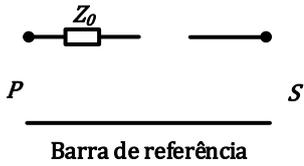
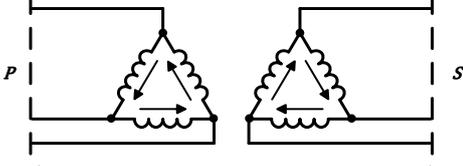
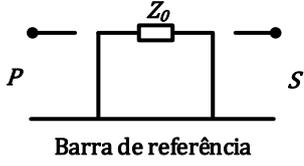
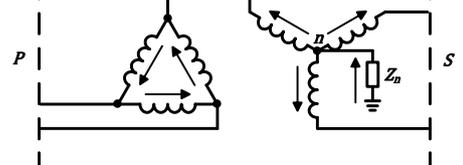
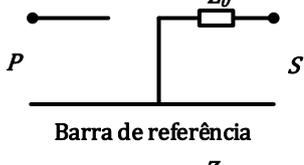
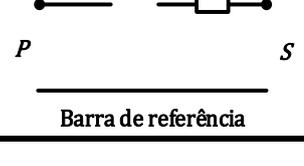
Nas conexões YGd, Yd, Dy e Dyg, em um dos lados do transformador (designado por D ou d) cada enrolamento é conectado entre um par de fases (lado primário para as conexões Dy ou Dyg e lado secundário para as conexões YGd ou Yd), e no outro lado (designado por Y ou y) cada enrolamento é conectado entre uma fase e um ponto de neutro. Assim, no lado D ou d destes transformadores se têm tensões fase-fase, enquanto que no lado Y ou y se têm tensões fase-neutro (IEEE, 1978).

Na conexão Dd, em ambos os lados do transformador, cada enrolamento é conectado entre um par de fases: assim, em ambos os lados destes transformadores se têm tensões fase-fase (IEEE, 1978).

A forma da conexão e a presença ou não de uma ligação do ponto de neutro dos lados Y a terra (designado por G ou g em YG ou yg) influencia na continuidade do circuito de sequência zero entre ambos os lados do transformador. Para todas as conexões diferentes de YGyg, o circuito de sequência zero entre ambos os lados é descontínuo, ou seja, não há passagem de corrente de sequência zero entre eles e, por consequência, a tensão de sequência zero em um lado não é transformada para o outro.

O diagrama das conexões YGyg, YGy, Dd, Dyg e Dy, junto da representação do circuito de sequência zero equivalente para os transformadores com estas conexões é dado na Tabela 5, conforme (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Os diagramas são dependentes somente da conexão do transformador, não sendo influenciado pela forma do núcleo, se envolvente ou envolvido (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Observa-se que os diagramas e as representações para as conexões YGd, Yd, Yyg ou Yy são análogas às das conexões Dyg, Dy e YGy, respectivamente. Nos diagramas das conexões é representado o fluxo da corrente de sequência zero em cada enrolamento.

Tabela 5 – Diagrama e circuitos de sequência zero equivalentes das conexões YGyg, YGy, Dd, Dyg e Dy

Conexão	Diagrama da Conexão	Circuito de sequência zero equivalente
YGyg		
YGy		
Dd		
Dyg		
Dy		

Fonte: Adaptado de (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

As impedâncias Z_N e Z_n nos diagramas das conexões são as impedâncias que podem existir entre o ponto de neutro e a terra para as conexões com um ou ambos os lados em YG ou yg, ou seja, as impedâncias de aterramento, sendo N e n referentes aos neutros dos lados primários e secundários, respectivamente. Sendo a impedância de aterramento nula (ou melhor, de valor desprezível), diz-se que o ponto de neutro está solidamente aterrado. A impedância de sequência zero, Z_0 , nos circuitos de sequência zero equivalentes é dada pela impedância de sequência zero do transformador e pela(s) impedância(s) de aterramento de seu(s) neutro(s) (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

A forma de conexão da carga ao ponto de observação do sistema também é um fator determinante para a avaliação dos afundamentos de tensão desequilibrados, dado que nestes casos uma carga conectada em estrela (Y) perceberá um perfil de tensão diferente daquele que experimentaria uma carga em delta (D).

Outro fator é o aterramento ou não do neutro de uma carga conectada em Y: uma carga em Y com neutro aterrado pode observar tensões fase-terra (se a impedância entre o ponto de neutro da carga e a terra for nula), enquanto que uma carga em Y com neutro não aterrado só observa tensões fase-neutro. Não necessariamente cargas em Y ou D são trifásicas: cargas monofásicas em Y estão conectadas entre uma fase e o neutro, e cargas monofásicas em D estão conectadas entre fases.

As alterações nos fasores das tensões de fase observadas, geradas pelas conexões de transformadores ou cargas, podem ser representadas pelas matrizes de transformação dadas pelas Equações (2) a (4).

$$T_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$T_2 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$T_3 = \frac{j}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4)$$

A Equação (2) não proporciona alteração nos fasores, refletindo um transformador com conexão YGyg ou uma carga em Y com neutro aterrado. A Equação (3) é a alteração realizada por um transformador com conexão Yyg, YGy, Yy, Dd ou Dz ou uma carga com conexão Y com neutro não aterrado: ocorre a remoção da tensão de sequência zero. Já a Equação (4) é a alteração realizada por um transformador com conexão Dy, Dyg, Yd, YGd e Yz ou uma carga com conexão D³: as tensões em um lado do transformador são dadas pela subtração de duas

³ A alteração nos fasores das tensões de fase dada pela Equação (4) não reflete todos os casos de transformação dadas por transformadores com conexão Dy, Yd, etc. ou a alteração que uma carga em D causará:

- a relação de qual subtração de tensões em um lado do transformador corresponderá à uma dada tensão em outro ou a relação de tensões entre fases que a carga em D está conectada pode ser diferente, ou seja, os elementos diferentes de zero na matriz T_3 podem ter posições diferentes (ANDERSON, 1995);
- a multiplicação por j , ou seja, uma defasagem angular de 90° acrescida à defasagem dada pela subtração fasorial de duas tensões de fase, não ocorre na realidade, sendo feita na Equação (4) somente para que na representação fasorial o eixo de simetria da tensão de fase A fique sobre o eixo real: a defasagem angular impostas pelas conexões Dy e Yd, por exemplo, podem ser de 30°, -30°, 90°, -90° 150° e -150°, dependentes justamente das relações de subtração fasorial das tensões (ANDERSON, 1995);
- a divisão por $\sqrt{3}$ é para manter a amplitude máxima do fasor em 1 pu, sendo uma troca da tensão de base fase-neutro para a tensão de base fase-fase.

tensões do lado oposto e as tensões observadas pela carga em D são dadas pela subtração de duas tensões de fase; e, pela subtração, também ocorre a remoção da tensão de sequência zero.

Devido as matrizes representativas T_1 , T_2 e T_3 dadas pelas Equações (2) a (4), classifica-se os transformadores de tensão como de tipo 1, 2 e 3, respectivamente, de acordo com suas conexões.

Classifica-se os afundamentos de tensão que podem ser observados por uma carga, decorrentes de faltas *shunt*, em sete tipos distintos, devido as diferentes combinações de tipo de falta, presença e conexões de transformadores entre o ponto da falta e a carga e a própria forma de conexão da carga, designados pelas letras A, B, C, D, E, F e G⁴.

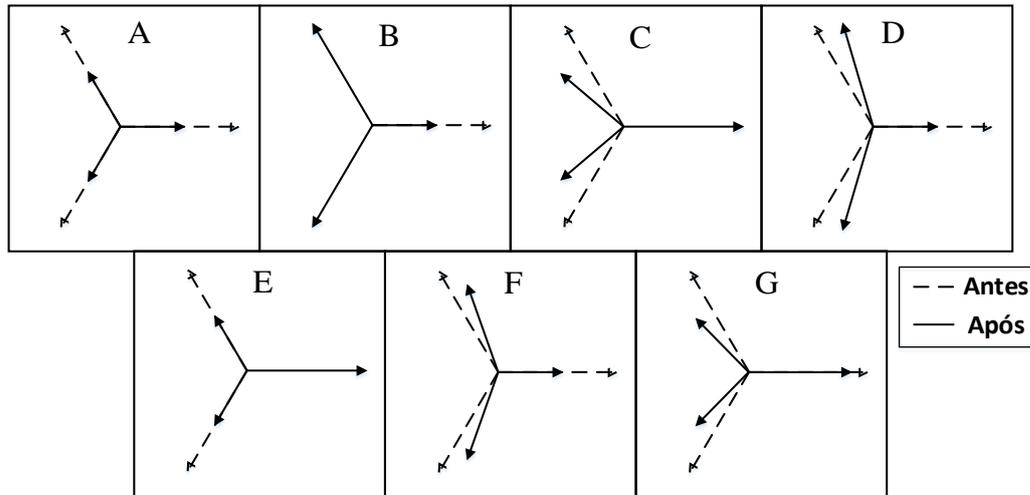
Para um sistema qualquer, considerando-se um ponto arbitrário da rede, para cada um dos tipos citados de afundamentos, as representações fasoriais das tensões nas três fases antes e após a falta são apresentados na Figura 1, sendo as respectivas representações matemáticas dos fasores dadas pelas equações da Tabela 6, para as quais V é a magnitude do afundamento.

As representações fasoriais são obtidas pela aplicação das matrizes T_1 , T_2 e T_3 das Equações (2) a (4) aos fasores das tensões das faltas FT, FF, FFT e FFFT, sendo considerado que as impedâncias dos circuitos de sequência positiva e negativa são iguais, que as correntes de carga podem ser negligenciadas e que eles se referem as tensões fase-neutro ou fase-fase⁵. Considera-se a fase A como a fase envolvida nas faltas FT e as fases B e C como aquelas envolvidas nas faltas FF e FFT. Nos fasores da Figura 1 representa-se um afundamento de magnitude de 0,5 pu.

⁴ Observa-se que a designação usada para classificar os sete tipos de afundamentos de acordo com sua simetria utiliza as letras do alfabeto assim como na estratificação de VTCD proposta em (ANEEL, 2016), sendo, portanto, possível uma confusão ao se referir aos afundamentos por estas letras sem indicar ao que elas se referem.

⁵ Se forem consideradas tensões fase-neutro ou fase-fase, não é necessário que as impedâncias de sequência zero e positiva do sistema sejam iguais para que as representações matemáticas dos fasores, dadas pelas equações da Tabela 6, correspondam aos das tensões observadas nos respectivos tipos de afundamentos. Nesses casos a tensão de sequência zero foi removida; porém, ao se considerar tensões fase-terra, essas representações matemáticas só seriam válidas para sistemas onde as impedâncias de sequência zero e positiva fossem iguais.

Figura 1 - Tipos A, B, C, D, E, F e G de afundamentos de tensão



Fonte: Adaptado de (BOLLEN, 2000).

Tabela 6 – Representação matemática dos fasores de cada tipo de afundamento de tensão

Tipo A	Tipo B
$V_a = V$	$V_a = V$
$V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	$V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$
$V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	$V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$
Tipo C	Tipo D
$V_a = 1$	$V_a = V$
$V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	$V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$
$V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	$V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$
Tipo E	Tipo F
$V_a = 1$	$V_a = V$
$V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	$V_b = -\frac{1}{3}jV\sqrt{3} - \frac{1}{2}V - \frac{1}{6}jV\sqrt{3}$
$V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	$V_c = +\frac{1}{3}jV\sqrt{3} - \frac{1}{2}V + \frac{1}{6}jV\sqrt{3}$
Tipo G	
$V_a = \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V$	
$V_b = -\frac{1}{3}V - \frac{1}{6}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	
$V_c = -\frac{1}{3}V - \frac{1}{6}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$	

Pode-se resumir a contribuição da conexão dos transformadores e da carga nas características dos afundamentos, como é demonstrado na Tabela 7 e na Tabela 8.

Tabela 7 - Transformação do Tipo de Afundamento pela Conexão dos Transformadores

Conexão do Transformador	Tipo de Afundamento em um lado do Transformador Trifásico						
	A	B	C	D	E	F	G
YNyn	A	B	C	D	E	F	G
Yy, Dd, Dz	A	D*	C	D	G	F	G
Yd, Dy, Yz	A	C*	D	C	F	G	F

Tabela 8 - Relação entre o tipo de falta, tipo de afundamento de tensão e conexão da carga

Tipo de Falta	Carga em estrela	Carga em delta
FFF, FFFT	Tipo A	Tipo A
FFT	Tipo E	Tipo F
FF	Tipo C	Tipo D
FT	Tipo B	Tipo C*

O sobrescrito (*) que aparece algumas vezes acima dos tipos C e D na Tabela 7 e na Tabela 8 é para indicar que a magnitude do afundamento não é igual a V , mas igual a $\frac{1}{3} + \frac{2}{3}V$, com V sendo a tensão na fase em falta ou entre as fases em falta para a Tabela 7 e a magnitude do afundamento no lado primário do transformador para a Tabela 8.

Na representação fasorial da Figura 1 e nas respectivas equações dos fasores da Tabela 8 somente as alterações na magnitude das tensões devidas estritamente a falta estão sendo consideradas, sendo as alterações presentes no ângulo de fase das tensões devidas apenas às conexões da carga ou dos transformadores entre a carga e o ponto da falta, para melhor apresentação das características de cada tipo. As distorções causadas nos fasores pela alteração nos seus ângulos de fase devidas a falta não possuem uma característica geral para todos os sistemas, mas dependem fortemente das relações entre as impedâncias dos componentes presentes na rede e da impedância da falta.

Deve-se observar que é possível a presença de diversos transformadores entre a carga e o ponto da falta, tendo-se, portanto, uma contribuição na alteração das características do afundamento observado por ela devido às suas respectivas conexões. Por exemplo, pela representação matemática das Equações (2) a (4), tem-se que dois transformadores do tipo T_3 em cascata equivalem à um transformador do tipo T_2 .

2.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE O TIPO DE ATERRAMENTO DO NEUTRO DOS TRANSFORMADORES

O modo de aterramento dos neutros dos componentes de um SEP provoca uma diferença entre os valores de suas impedâncias de sequência positiva e zero totais. Fala-se de aterramento do neutro de SEPs, embora o neutro de um SEP não tenha necessariamente correspondência a um ponto físico do sistema ou a um condutor, sendo uma concepção fictícia conveniente (IEEE, 2000a; BOLLEN, 2000). O aterramento do neutro de SEPs é diretamente relacionado ao modo de aterramento do neutro dos transformadores e geradores, e aos valores das impedâncias de aterramento.

A determinação do aterramento do neutro dos transformadores pode ser muito relevante para caracterização da classe de aterramento do sistema, definida conforme os valores das resistências e reatâncias de sequência positiva e zero totais (IEEE, 2000a). Como exemplo, um sistema com linhas transpostas onde os neutros dos transformadores e geradores são aterrados de maneira sólida pode receber a denominação de solidamente aterrado, ainda que para ele as impedâncias de sequência positiva e zero totais não tenham valores exatamente iguais (devido às impedâncias de sequência positiva e zero das linhas não terem, normalmente, valores iguais).

O aterramento do neutro dos transformadores de potência, ou, de um modo geral, o aterramento do neutro de SEPs, na ocorrência de faltas à terra, exerce grande influência no aparecimento das sobretensões temporárias nas fases não faltosas e determina a magnitude das correntes de falta a terra, tornando-se necessária a ponderação de sua escolha.

Considera-se, para a determinação do modo e valor do aterramento do neutro de SEPs, muitas características do sistema de potência. A classificação de isolamento das linhas e equipamentos e a sensibilidade, tempo de operação e seletividade dos dispositivos do sistema de proteção (como os relés de falta à terra), bem como as exigências quanto a segurança pessoal e interferência com sistemas de comunicação, conforme (IEEE, 2000a; GRISCOM, 1997), são alguns exemplos.

O aterramento do neutro de SEPs é uma prática já há muito estabelecida, tendo-se um conjunto de estudos de sua aplicação e recomendações para guiar sua concepção em novos sistemas ou sua reformulação em sistemas já existentes, apresentadas na série IEEE C62.92 (IEEE, 2000a), no IEEE *Green Book* (IEEE, 2007), bem como em (GRISCOM, 1997) e em artigos clássicos (CLARKE; CRARY; PETERSON, 1939; ANGELINI; SHIPP, 1990).

2.7.1 Meios de Aterramento Utilizados

Os meios de aterramento de neutro de componentes de SEPs normalmente utilizados, conforme (IEEE, 2000a), são: aterramento sólido, aterramento através de resistência, aterramento através de reatância e aterramento ressonante. Considera-se um meio de aterramento, também, a inexistência de uma ligação do neutro à terra ou neutro isolado, ou seja, sem aterramento propriamente dito.

Apresenta-se com mais detalhes os meios de aterramento conforme se encontra em (IEEE, 2000a):

Aterramento sólido: Define-se como uma conexão direta do ponto de neutro com a terra em que nenhuma impedância foi inserida intencionalmente. Seu diagrama é dado na Figura 2.

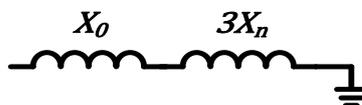
Figura 2 – Diagrama de circuito do aterramento sólido.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2007).

Aterramento por indutância: Define-se como o “aterramento através de uma impedância, cujo elemento principal é indutância”, do ponto de neutro. Seu diagrama é dado na Figura 3.

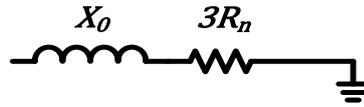
Figura 3 – Diagrama de circuito do aterramento por indutância.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2007).

Aterramento por resistência: Define-se como o “aterramento através de uma impedância, cujo elemento principal é a resistência”, do ponto de neutro. Seu diagrama é dado na Figura 4.

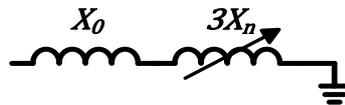
Figura 4 – Diagrama de circuito do aterramento por resistência.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2007).

Aterramento Ressonante: Define-se como “o aterramento por indutância com certos valores de reatância que fazem com que durante uma falta entre um dos condutores e a terra, a corrente que flui na(s) indutância(s) de aterramento e a corrente que flui entre os condutores não faltosos são substancialmente iguais em magnitude e 180° fora de fase, na frequência do sistema.” Obtém-se, assim, um cancelamento mútuo entre estas correntes durante a falta, tendo-se uma autoextinção do arco de tensão, conforme (WILLHEIM; WATERS, 1956). O tipo de indutor de aterramento utilizado é chamado, também, de bobina de supressão de arco ou bobina de Peterson. Seu diagrama é dado na Figura 5.

Figura 5 – Diagrama de circuito do aterramento ressonante.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2007).

Aterramento por capacitância: Define-se como “o aterramento através de uma impedância, cujo elemento principal é capacitância”, do ponto de neutro. Seu diagrama é dado na Figura 6.

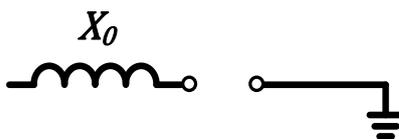
Figura 6 – Diagrama de circuito do aterramento por capacitância.



Fonte: Autor.

Sem ligação à terra (neutro isolado): Define a situação onde o “sistema, circuito ou aparelho não possui conexão intencional com o solo, exceto através de dispositivos de medição de tensão ou outros dispositivos de alta impedância”. O acoplamento à terra é predominantemente dado pela capacitância distribuída dos condutores de cada fase de sua rede, conforme (GRISCOM, 1997). Seu diagrama é dado na Figura 7.

Figura 7 – Diagrama de circuito para neutro isolado.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2007).

2.7.2 Influência nas VTCD Observadas

Dado sua influência nas tensões e correntes observadas durante uma falta, o aterramento do neutro de SEPs específicos pode ser utilizado como método de mitigação de distúrbios de QEE, como as VTCD.

O aumento da impedância de aterramento do neutro de um transformador diminui o fluxo de corrente de sequência zero entre seus lados (no caso de um transformador com conexão YGyg) ou a terra (no caso de um transformador com conexão Dyg), como apresentado na Tabela 5.

Dado que a corrente de sequência zero pode resultar do desequilíbrio de impedâncias de linhas ou cargas (GRAINGER; STEVENSON, 1994), à jusante de transformadores YGyg ou Dyg se poderia observar afundamentos de alta magnitude em regime permanente devidos à uma alta impedância de aterramento do neutro, que intensificaria o desequilíbrio das tensões de fase.

Com o aumento da impedância de aterramento do neutro de um transformador há a diminuição da magnitude das correntes de faltas a terra que ocorrem após o transformador, o que pode diminuir a quantidade de afundamentos com baixa magnitude. Para faltas à jusante de transformadores YGyg ou Dyg a impedância de sequência zero aumenta com o aumento da impedância de aterramento do neutro, o que diminui a magnitude das correntes a terra, diminuindo a queda de tensão até o ponto de observação (sendo este localizado à jusante do transformador). Porém, também pode ser observada um aumento na magnitude das sobretensões de fases não faltosas (GRISCOM, 1997).

Por outro lado, a diminuição da magnitude das correntes de faltas a terra que ocorrem após o transformador pode impactar na configuração do sistema de proteção e, conseqüentemente, na duração das VTCD (GRISCOM, 1997). Pode-se fazer necessário uma mudança na filosofia de proteção, baseando-a nas sobretensões observadas nas fases não faltosas durante uma falta e não nas sobrecorrentes, como em sistemas com neutro isolado (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

3 METODOLOGIA PARA QUANTIFICAÇÃO DO NÚMERO DE AFUNDAMENTOS E PARA A ESTRATIFICAÇÃO DAS VTCD

A quantificação do número de afundamentos e a estratificação das VTCD sentidas em um nó desejado são obtidas através de simulações de faltas em um SEP, aplicando-se uma abordagem de predição. Utilizam-se o *software* ATP, no qual são simuladas faltas FT, FF, FFT e FFFT em todas as linhas do sistema e nos transformadores que estejam presentes em suas redes, e o *software* MATLAB para chamar as simulações de uma forma automática.

Realiza-se a ocorrência de somente uma falta por simulação, estando inicialmente o sistema em regime permanente. Considera-se nas simulações uma duração suficiente para que o sistema atinja também o regime permanente durante a falta, possibilitando que sejam obtidas as tensões e correntes desejadas após o regime transitório da falta. (Os detalhes sobre a implementação do algoritmo de simulação e as configurações utilizadas para o ATP são dadas no Apêndice A).

O nó desejado representa um nó com conexão ao um consumidor industrial, onde há cargas sensíveis a afundamentos de tensão ou outras VTCD, sendo este alimentado por um transformador que rebaixa a tensão a um nível apropriado.

As simulações de faltas nos transformadores são feitas nos nós dos lados secundários dos transformadores da subestação e de entrada do consumidor industrial, representado as falhas nos transformadores dos sistemas.

Os modelos utilizados permitem simular linhas de impedâncias desequilibradas, tendo-se, assim, variações de tensão diferentes causadas por faltas desequilibradas envolvendo fases diferentes. Os modelos também contemplam trechos do alimentador com somente duas ou uma fase. Nestas linhas somente é possível simulações de faltas envolvendo duas ou uma fase. Podem-se resumir os tipos de faltas simuladas na Tabela 9.

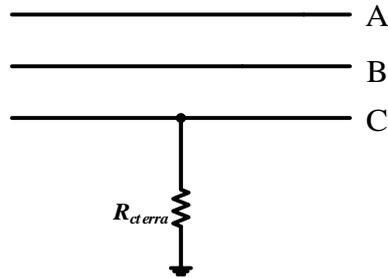
Tabela 9 - Faltas simuladas no sistema em estudo conforme número de fases das linhas

Tipo de Falta	Linha Monofásica	Linha Bifásica	Linha Trifásica
FT	A, B ou C	A e B, A e C ou B e C	A, B e C
FF	-	AB ou AC ou BC	AB, AC e BC
FFT	-	AB ou AC ou BC	AB, AC e BC
FFFT	-	-	ABC

As simulações de faltas no ATP são realizadas pelo fechamento de uma chave, que proporcionará o fechamento de um curto-circuito entre fases ou fase(s) e a referência do circuito (terra).

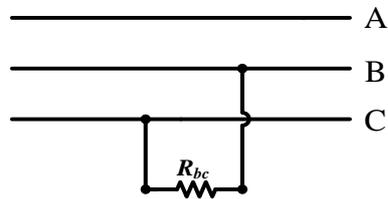
São realizadas faltas sólidas (ou com impedância desprezível, na ordem de 10^{-4}) e faltas com resistências, representando a impedância da falta. As representações das faltas FT, FF, FFT e FFFT com resistências são dadas nas Figuras 8 a 11.

Figura 8 – Representação da falta FT.



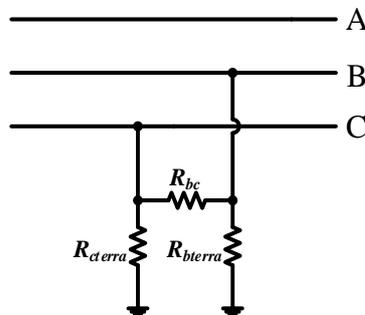
Fonte: Autor.

Figura 9 – Representação da falta FF.



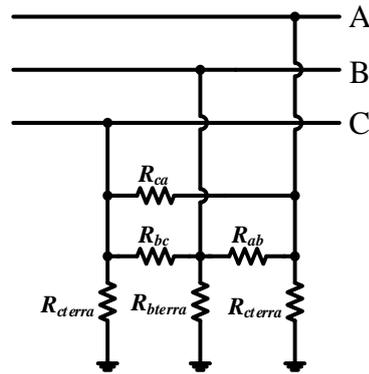
Fonte: Autor.

Figura 10 – Representação da falta FFT.



Fonte: Autor.

Figura 11 – Representação da falta FFFT.



Fonte: Autor.

Na computação da ocorrência de VTCD, atribui-se uma duração para as faltas (um intervalo de tempo até a autoextinção da falta em si), embora as tensões sejam obtidas de simulações de faltas sem duração especificada. O valor da duração é determinado arbitrariamente.

A quantidade de faltas simuladas, os valores das resistências das faltas e o valor da duração são apresentados no Capítulo 4.

As faltas simuladas sempre ocorrerão no instante de simulação que corresponda, aproximadamente, ao segundo pico da tensão da fase em falta para faltas FT, ou ao instante do segundo pico da tensão de uma das fases envolvidas nas faltas FF, FFT e FFFT (se escolhe o instante do pico que ocorre primeiro entre as fases envolvidas, nestes casos). Assim, a simulação fica, aproximadamente, um ciclo em regime permanente. Se o sistema modelado no ATP for alimentado por uma fonte de tensão seguida por um transformador, o instante de ocorrência da falta, t_{falta} , é aproximadamente dado pela Equação (5),

$$t_{falta} = \frac{2}{60} + \frac{1}{360} \cdot \frac{1}{60} (\phi_{fonte} + \phi_{transformador} + \phi_{fase}) \quad (5)$$

onde

ϕ_{fonte} é o ângulo de fase da fonte de tensão;

$\phi_{transformador}$ é o ângulo de defasagem imposto pelo transformador;

ϕ_{fase} é o ângulo de fase da fase de tensão da qual se usa seu pico como referência.

Como exemplo, se a fonte de tensão possuir ângulo de fase nulo e for seguida de um transformador Dyg, ter-se-á $\frac{1}{60} + \frac{1}{360} \cdot \frac{1}{60} 30 \approx 0,018$ s para t_{falta} envolvendo a fase A, cujo ângulo de fase é nulo.

Observa-se que o instante de início da falta determina nesse trabalho o ângulo de fase de início (*point-on-wave of sag initiation*) dos afundamentos de tensão e demais VTCD.

3.1 AVALIAÇÃO DA MAGNITUDE DAS VTCD

Realizando-se as simulações de todos os tipos de faltas possíveis em todas as linhas do sistema e nos transformadores da subestação e de entrada do consumidor industrial, as magnitudes das VTCD são obtidas diretamente das tensões medidas nas simulações do ATP, o qual retorna as tensões fase-terra para cada fase em relação ao tempo.

Verificam-se as VTCD em cada fase presente no nó do consumidor industrial separadamente, para as tensões fase-terra e fase-fase, proporcionando um entendimento da influência da forma de conexão de medidores de tensão ou da forma de conexão de uma carga no número de VTCD observadas: nas fases A, B e C para tensões fase-terra e nas fases A-B, B-C e A-C para as tensões fase-fase⁶.

Em (ANEEL, 2018) não é dito qual método de estimação fasorial deve ser aplicado nas medições de tensões para QEE, embora determine os requisitos mínimos dos instrumentos de medição. Também determina critérios de expurgo de leituras de conjuntos de dados de medição, para que somente haja a utilização de leituras válidas na determinação da ocorrência de VTCD.

Nesse estudo, o valor eficaz (ou rms) das tensões, V_{RMS} , é calculado por (6), desde o instante de início da falta até sua autoextinção ou até o seccionamento do ponto faltoso pela atuação da proteção ou, ainda, até o término do período de tempo determinado para as simulações (caso o seccionamento se dê em um instante superior a este e a duração da falta também seja maior que a duração da simulação). O cálculo sempre é realizado no intervalo de tempo equivalente a um ciclo de valores instantâneos de tensão, sendo atualizado a cada meio. Não é utilizado nenhum tipo de filtro para o cálculo do valor eficaz do fasor das tensões.

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N |v_n|^2} \quad (6)$$

⁶Observa-se que o nó do consumidor industrial possui as três fases; assim é possível a obtenção das tensões referidas. Também se chama de fase, neste trabalho, a subtração de duas tensões de fase, ou seja, chama-se A-B, B-C e A-C, de fase, por justamente se considerar que a referência para o que é uma fase é dependente da conexão de um medidor ou de uma carga, se está em Y ou em D, como se encontra em (BOLLEN, 2000). A influência da conexão do medidor em índices de afundamentos de tensão observados, por exemplo, também é analisada em (LEBORGNE et al., 2006a; LEBORGNE et al., 2007).

onde

- n a amostra da tensão medida;
 N o número total de amostras de tensão medida;
 v_n a magnitude da tensão fase-terra medida ou fase-neutro ou fase-fase calculada na amostra n .

A partir da Tabela 3 observa-se que a duração mínima considerada para uma VTCD é de 16,67 ms, ou seja, um ciclo em 60 Hz. Assim, para se obter os valores das tensões das VTCD para as fases, considera-se os valores das tensões somente se a duração da falta e o tempo de atuação da proteção forem ambos maiores que um ciclo.

3.2 AVALIAÇÃO DA DURAÇÃO DAS VTCD

A duração da VTCD é dada pela duração da falta ou pelo intervalo de tempo até a atuação do sistema de proteção. Seu conhecimento é necessário para a estratificação das VTCD segundo a divisão presente no PRODIST (Tabela 3).

O sistema de proteção considerado neste trabalho é composto por um conjunto de religadores monofásicos microprocessados logo após a subestação do sistema de distribuição e por fusíveis de expulsão do tipo K (rápidos) distribuídos nos ramais do sistema. O sistema de proteção é configurado em um esquema de seletividade na proteção para sobrecorrente.

Considera-se que o conjunto de religadores monofásicos é ajustado para operar nas funções de sobrecorrente de tempo inverso (51), de sobretensão de tempo inverso (59) e de religamento automático (79). As características de tempo inverso (51) e (59) são ambas aproximadas pelas Equações (7) e (8), respectivamente, conforme (FERREIRA, 2013; IEEE, 1996; TOSHIBA, 2017; IEC, 2010).

$$t_R^{51}(I) = \left(\frac{A_{51}}{(I/I_R^{51})^{p_{51}} - 1} + B_{51} \right) \cdot t_R^{D51} \quad (7)$$

$$t_R^{59}(V) = \left(\frac{A_{59}}{(V/V_R^{59})^{p_{59}} - 1} + B_{59} \right) \cdot t_R^{D59} \quad (8)$$

onde

- t_R^{51} o tempo de operação (s) da característica 51;
 I a corrente (A) no circuito protegido pela característica 51;
 I_R^{51} a corrente mínima de operação (*pick-up*) (A) da característica 51;

- t_R^{D51} o multiplicador de tempo (*time dial*) (s) da característica 51;
- A_{51}, B_{51} e p_{51} constantes adimensionais, que definem a forma da curva de tempo inverso da característica 51;
- V a tensão (V) no ponto do circuito protegido pela característica 59;
- V_R^{59} a tensão mínima de operação (*pick-up*) (V) da característica 59;
- t_R^{D59} o multiplicador de tempo (*time dial*) (s) da característica 59;
- A_{59}, B_{59} e p_{59} constantes adimensionais, que definem a forma da curva de tempo inverso da característica 59.

Para alguns valores das constantes $A_{51}, B_{51}, p_{51}, A_{59}, B_{59}$ e p_{59} , a forma da curva de tempo inverso é denominada de Moderadamente Inversa, Muito Inversa ou Extremamente Inversa, tendo-se os valores padrões que caracterizam cada forma de curva (IEEE, 1996). Esses valores são apresentados na Tabela 10 para constantes genéricas A, B e p . Embora haja esses valores padrões, em relés e religadores microprocessados as curvas podem ser ajustadas de diversas formas, atribuindo-se valores para as constantes dentro de uma ampla faixa aceita pelo dispositivo digital (SHORT, 2014; TOSHIBA, 2017).

Tabela 10 – Constantes A, B e p e respectivas curvas características de tempo inverso

Curva característica	A	B	p
Moderadamente Inversa	0,0515	0,114	0,02
Muito Inversa	19,61	0,491	2,0
Extremamente Inversa	28,2	0,1217	2,0

Fonte: (IEEE, 1996).

Costuma-se ajustar o relé ou religador para que ele realize de dois a quatro religamento, sendo que o intervalo de tempo entre eles pode variar de 0,2 até algumas dezenas de segundos (FERREIRA, 2013).

Os detalhes sobre os valores dos parâmetros utilizados para os ajustes das características 51 e 59 são dados no Capítulo 4.

Os fusíveis são planejados e distribuídos para algumas linhas do sistema de acordo com as correntes que fluem em regime permanente por elas, dadas pela corrente de carga do nó terminal da linha mais as correntes de carga dos nós a jusante dele, e pela corrente durante uma falta FT com uma resistência de 40Ω na linha, semelhante ao realizado em (FERREIRA, 2013).

⁷ Em (IEEE, 1996) são dados os valores das constantes para a característica de sobrecorrente de tempo inverso. Embora nada é dito sobre a característica de sobretensão de tempo inverso, considera-se neste trabalho que as constantes de ambas assumiriam os mesmos valores, pois a forma das equações que aproximam as duas características é idêntica.

Para a determinação do valor nominal do fusível utilizado para uma determinada linha, utiliza-se de dois critérios.

Como critério inicial, procura-se um fusível cujo valor inicial de corrente na curva de mínima de fusão, $I_{MF\text{ inicial}}$, seja imediatamente superior ao maior valor de corrente de carga entre as fases presentes na linha protegida pelo fusível, $\max(I_{\text{carga}})$, multiplicado por um valor de ponderação, f_{MF} , como na desigualdade da Equação (9).

$$I_{MF\text{ inicial}} \geq f_{MF} \cdot \max(I_{\text{carga}}) \quad (9)$$

Após, verifica-se um fusível cujo valor inicial de corrente na curva de máxima de interrupção, $I_{MI\text{ inicial}}$, seja imediatamente inferior ao menor valor de corrente entre as fases presentes na respectiva linha, na ocorrência da falta mencionada, $\min(I_{\text{falta FT}})$, multiplicado também por um valor de ponderação, f_{MI} , como na desigualdade da Equação (10). Se o valor nominal do fusível obtido ao se aplicar o segundo critério for maior que o do primeiro, escolhe-se este valor; se não, utiliza-se o valor obtido com o primeiro critério.

$$I_{MI\text{ inicial}} \leq f_{MI} \cdot \min(I_{\text{falta FT}}) \quad (10)$$

Os valores de $I_{MF\text{ inicial}}$ e $I_{MI\text{ inicial}}$ são os primeiros valores dos pontos das respectivas curvas nominais de mínima de fusão e máxima de interrupção utilizados na modelagem dos fusíveis.

O valor de ponderação utilizado para o segundo critério, f_{MI} , dependerá do valor da impedância de aterramento do transformador da subestação, dada a influência deste nas magnitudes das correntes de faltas a terra. O valor de ponderação utilizado para o segundo critério, f_{MF} , porém, é o mesmo para todos os casos. Esses valores são apresentados no Apêndice C.

O tempo de atuação dos fusíveis é determinado por uma média entre os valores de tempo de atuação respectivos às curvas de mínima de fusão e máxima de interrupção, obtidos por aproximações polinomiais de ambas. Essas aproximações polinomiais são representadas na Equação (11).

$$\log_{10} t(I) = a_n \cdot (\log_{10} I)^n + \dots + a_1 \cdot \log_{10} I + a_0 \quad (11)$$

onde

t	o tempo (s) de atuação da respectiva curva;
I	a corrente (A) no circuito protegido pelo fusível;
a_n	o coeficiente de ordem n da função polinomial.

A Equação (11) representa, assim, uma curva de tempo de interrupção versus corrente. Ela resulta de um ajuste de uma função polinomial de ordem n à curva de tempo de interrupção versus corrente nominal dos fusíveis de expulsão, como realizado em (FERREIRA, 2013). Utiliza-se para tal fim a função `polyfit` do MATLAB (MATHWORKS, 2017). As curvas nominais são dadas através de diversos pontos sobre elas.

Claramente, tem-se, isolando t na Equação (11), a Equação (12).

$$t(I) = 10^{[a_n \cdot (\log_{10} I)^n + \dots + a_1 \cdot \log_{10} I + a_0]} \quad (12)$$

Assim, o tempo de atuação de um fusível, t_f , é dado pela Equação (13). Não é considerado uma margem de segurança na atuação do fusível.

$$t_f(I) = \frac{t_F^{MF}(I) + t_F^{MI}(I)}{2} \quad (13)$$

onde

t_F^{MF}	o tempo (s) de atuação da curva de Mínima de Fusão, obtido por (11);
t_F^{MI}	o tempo (s) de atuação da curva de Máxima de Interrupção, obtido por (11).

Considera-se que os fusíveis são alocados para cada fase de uma dada linha, assim como há um religador para cada fase na subestação. Devido a essa configuração de proteção para cada fase separadamente, durante uma falta FF, FFT ou FFFT, os religadores ou fusíveis de fases diferentes poderão apresentar tempos de atuação diferentes. Isso causa diferentes pontos de ângulo de fase (*point-on-wave of voltage recovery*) para o término da VTCD em cada fase envolvida na falta.

A magnitude de corrente utilizada em (7) e (11) é dada pelo valor eficaz da corrente total que flui no circuito protegido, calculada por uma equação análoga à (6) com as amostras de magnitude da corrente no tempo obtidas nas simulações do ATP. Do mesmo modo que realizado para as tensões, não é utilizado nenhum tipo de filtro para o cálculo do valor eficaz do fasor das correntes. Considera-se que o religador verifica o valor da corrente no intervalo de

tempo equivalente a um ciclo de valores instantâneos, sendo atualizado a cada um quarto de ciclo.

Uma metodologia semelhante pode ser vista em trabalhos como (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2006), onde o tempo de interrupção de fusíveis, bem como de outros dispositivos de proteção, também é utilizado para se obter a duração de afundamentos de tensão, utilizando-se de componentes do ATP que modelam o comportamento dos mesmos.

Mais detalhes sobre o sistema de proteção são dados no Capítulo 4 e no Apêndice C. Os valores dos elos fusíveis escolhidos e sua distribuição no sistema, e os detalhes sobre a modelagem dos fusíveis e do regulador são dados no Apêndice C.

3.3 AVALIAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA DAS VTCD

Quantifica-se o número de VTCD devido às faltas internas a um sistema de distribuição, utilizando-se de dados estatísticos de taxas de ocorrência de faltas em linhas de distribuição e de falhas em transformadores de SEPs, e das probabilidades de ocorrência de cada tipo de falta simulada, provenientes de estudos presentes na literatura.

Aplica-se uma metodologia inspirada no MPF, como descrito em (CLIFF; CONRAD; KEVIN, 1991; BECKER et al., 1994; BOLLEN; QADER, 1999; CARPINELLI, 2007), realizando-se a simulação das faltas na metade do comprimento das linhas (assim dividindo a linha em falta em dois segmentos). Considera-se que não é útil a realização de maiores divisões das linhas, pois isso resultaria em segmentos de poucos metros, nos quais as faltas não produziriam variações de tensão muito diferentes, dado que as linhas do sistema de distribuição simulado são de pequeno comprimento (menores a 300 m em um sistema).

3.3.1 Quantificação de Afundamentos de Tensão Segundo Níveis Críticos de Tensão e de VTCD Segundo a Estratificação do PRODIST

Indicando-se uma linha trifásica por $\Pi_{3\phi}$, uma linha bifásica por $\Pi_{2\phi}$ e uma linha monofásica por $\Pi_{1\phi}$, para um dado nó B após um transformador de entrada, o número total de eventos por fase, $N_{afporfase_B}$, é dada por (14), sendo o primeiro termo correspondente às faltas nas linhas e o segundo correspondente às falhas nos transformadores de entrada e da subestação (cujo coeficiente, $t_{ftr_{ent}}$ e $t_{ftr_{sub}}$, são referentes às taxas de falhas em ambos os transformadores, respectivamente).

$$\begin{aligned}
N_{afporfase_B} = & \sum_{i=1}^{N_\pi} \sum_{j=1}^{N_{flt}} \sum_{k=1}^{N_{vfltj}} \sum_{l=1}^{N_{rfltj}} \sum_{m=1}^{N_p} t_i \cdot \frac{p_j}{N_{vl}} \cdot p_l \cdot u_{Bmijk} \\
& + \sum_{j=1}^{N_{ftr}} \sum_{k=1}^{N_{vftrj}} \sum_{m=1}^{N_p} (t_{ftr_{ent}} + t_{ftr_{sub}}) \cdot \frac{p_j}{N_{vl}} \cdot u_{Bmjk}
\end{aligned} \tag{14}$$

onde

- i a linha onde ocorre a falta;
- j o tipo de falta ou falha (FT, FF, FFT ou FFFT);
- k a variação do tipo de falta ou falha (FT em A, B e C, e. g.);
- l o valor resistência da falta;
- m a fase do nó B onde se verifica a tensão;
- N_π o número total de linhas onde são simuladas as faltas;
- N_{flt} o número total de tipos de falta possíveis para a linha i (4 para linhas $\Pi_{3\phi}$; 3 para linhas $\Pi_{2\phi}$; 1 para linhas $\Pi_{1\phi}$);
- N_{ftr} o número total de tipos de falhas possíveis para os transformadores de entrada e da subestação (4 para um transformador de três fases; 3 para um transformador de duas fases; 1 para um transformador de uma fase);
- N_{vfltj} o número de variações para o tipo de falta j (3 para faltas FT, FF e FFT e 1 para faltas FFFT nas linhas $\Pi_{3\phi}$; 2 para faltas FT e 1 para faltas FF e FFT nas linhas $\Pi_{2\phi}$; 1 para faltas FT nas linhas $\Pi_{1\phi}$);
- N_{vftrj} o número de variações para o tipo de falha j (3 para faltas FT, FF e FFT e 1 para faltas FFFT para o um transformador de três fases; 2 para faltas FT e 1 para faltas FF e FFT para um transformador de duas fases; 1 para faltas FT para um transformador de uma fase);
- N_{rfltj} o número de valores diferentes considerados para a resistência da falta de tipo j ;
- N_p o número total de fases do nó B ;
- t_i a taxa de falta na linha i , dada por (15), cujo coeficiente t_{fl} é a taxa de faltas por km por ano nas linhas;
- p_j a probabilidade da falta de tipo j ;
- p_l a probabilidade da resistência de falta l ;

u_{Bmijk} a indicação de ocorrência de afundamento na fase m do nó B devido a falta de tipo j de variação k na linha i , dado um nível crítico de tensão, v_{crit} , (1 se a tensão na fase m do nó B é menor que v_{crit} e 0 se o contrário), ou de uma VTCD dentro dos limites de alguma região dada na Tabela 3, conhecendo-se o tempo de duração da VTCD;

u_{Bmjk} a indicação de ocorrência do afundamento na fase m do nó B devido a falha de tipo j de variação k no transformador de entrada ou da subestação, dado um nível crítico de tensão, v_{crit} , (1 se a tensão na fase m do nó B é menor que v_{crit} e 0 se o contrário), ou de uma VTCD dentro dos limites de alguma região dada na Tabela 3, conhecendo-se o tempo de duração da VTCD;

$$t_i = t_{fl} \frac{\ell_\pi}{n_{div} - 1} \quad (15)$$

onde

ℓ_π o comprimento (em m) total da linha π qualquer;

n_{div} o número de divisões da linha m para a simulação de faltas.

Desta forma é quantificado o número de afundamentos de tensão na barra de conexão do consumidor que está sendo analisado.

3.3.2 Avaliação do Impacto Segundo PRODIST

Avalia-se o impacto das VTCD calculando-se o valor do FI no nó de observação para cada estudo de caso, conhecendo-se as quantidades de VTCD observadas.

Como recomendado no PRODIST, é realizado a agregação temporal dos eventos de VTCD. Eventos consecutivos em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento. Considera-se o evento mais severo para representar todo o intervalo (afundamento de tensão ou sobretensão de menor ou maior amplitude de tensão). Assim, para uma falta no alimentador principal que cause a ação do religador, o afundamento de tensão que ocorre até a atuação da proteção não é considerado, mas somente a interrupção que é gerada com a atuação do religador, para todo o intervalo.

Faz-se também a agregação de fases dos eventos, ou seja, eventos simultâneos, no mesmo ponto, são agregados compondo um mesmo evento. Assim, afundamentos em duas ou três fases serão considerados como um único evento de VTCD. Porém, afundamentos e

elevações de tensão são tratados separadamente: portanto, se uma falta gerar um evento de afundamento de tensão e um evento de elevação de tensão simultaneamente, cada evento de VTCD pode contribuir separadamente ao cálculo do FI.

Utiliza-se como Fator de Impacto Base o menor valor obtido entre alguns casos semelhantes das simulações. Mais detalhes sobre esses valores são dados no Capítulo 5, quando se apresenta os resultados.

3.4 AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO TIPO DE CONEXÃO E ATERRAMENTO DO NEUTRO

Altera-se a conexão do transformador de entrada do nó de interesse, mantendo-se os valores das tensões de linha e os valores percentuais de sua impedância de dispersão iguais para os dois casos. As conexões utilizadas são apresentadas no Capítulo 4.

Altera-se o valor da impedância de aterramento do seu neutro e do neutro do transformador da subestação⁸. A impedância de aterramento do neutro utilizada para ambos transformadores é puramente resistiva, sendo os seus valores definidos arbitrariamente. Os valores escolhidos são apresentados no Capítulo 4.

3.5 AVALIAÇÃO UNIFICADA DOS RESULTADOS

Como são feitas simulações para cada tipo de falta, pode-se avaliar os afundamentos de tensão e demais VTCD decorrentes de um tipo específico (para o que seria necessário modificar um pouco a Equação (14), excluindo o somatório referente a todos os tipos de falta), ou avaliá-los de forma agregada, independentemente do tipo de falta que os causaram (como é dado na Equação (14)).

⁸Esclarece-se que a impedância de aterramento do neutro é uma impedância inserida entre o neutro do transformador e a terra (que nas simulações é a referência de tensão): ela não inclui a resistência do solo ou representa alguma malha de aterramento.

4 ESTUDOS DE CASO

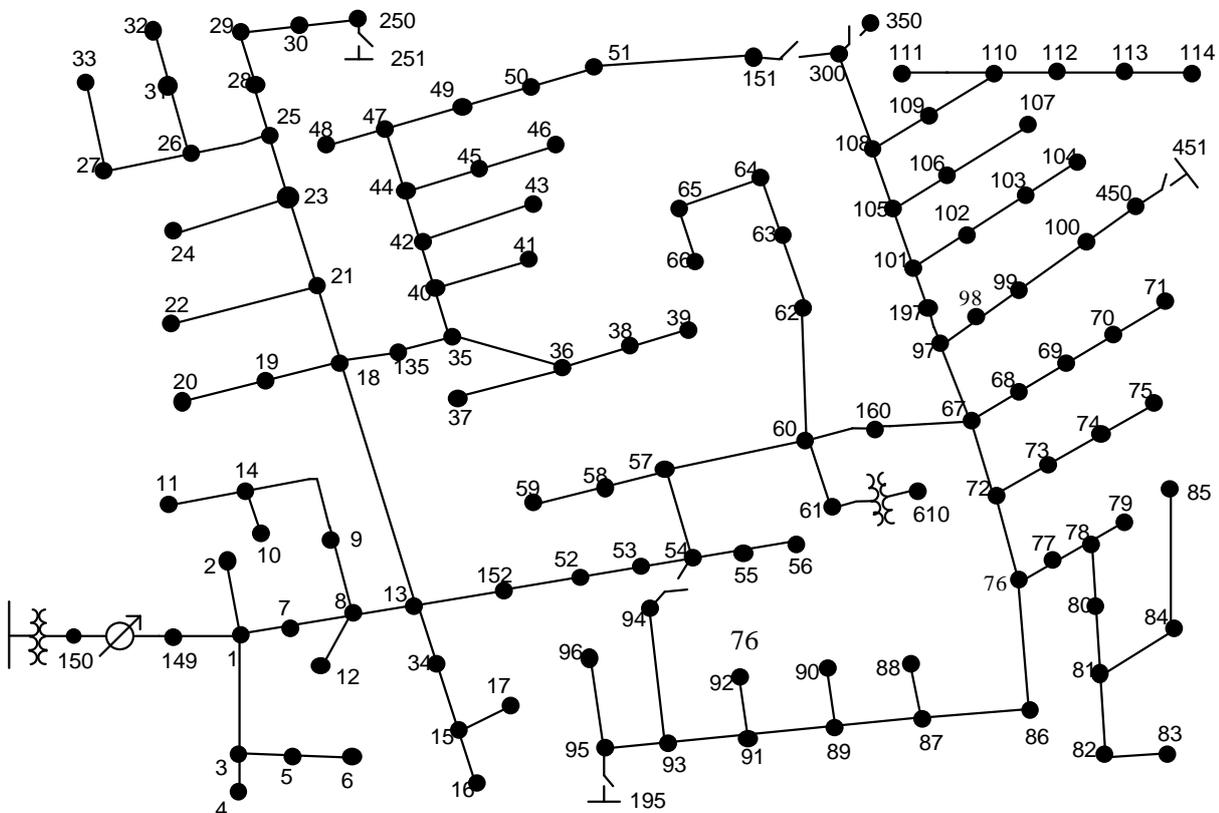
Neste capítulo são apresentados os estudos de caso que são realizados, bem como o sistema base no qual são realizadas as simulações. Também se mostra os valores dos parâmetros utilizados para as diversas equações apresentadas no Capítulo 3.

4.1 SISTEMA BASE

Decidiu-se utilizar de um sistema padrão da IEEE, presente em (IEEE, 2000b), para o qual são conhecidos todos os dados dos componentes. O sistema escolhido foi o de 123 nós, que possui linhas e cargas com característica desbalanceada, tendo-se também bancos de capacitores, reguladores e chaves.

O sistema IEEE de 123 nós, presente em (IEEE, 2000b) com os dados das linhas, das cargas e a topologia, foi modelado no ATPdraw com adaptações. A Figura 12 mostra o diagrama unifilar do sistema.

Figura 12 – Sistema IEEE de 123 nós.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2000b).

4.1.1 Modelagem no ATPdraw

Na modelagem no ATPdraw, na barra a montante do transformador de subestação está conectado um equivalente de Thévenin do sistema, composto por uma fonte de tensão e a impedância de curto circuito. O gerador é dado por um conjunto de três fontes monofásicas ideais ligadas em Y, cada uma aterrada com impedância nula. O equivalente de Thévenin pelo qual o conjunto é conectado ao sistema proporciona uma potência de curto-circuito de 5.000 MVA no nó do lado primário da subestação, sendo a impedância de Thévenin dada por uma indutância $2,645 \Omega$ por fase. Este é valor máximo para a potência de curto-circuito para uma tensão de 115 kV, segundo (SHORT, 2014).

O transformador da subestação possui conexão Dyg, e está entre as barras do gerador e o nó 150. A tensão nominal do lado primário da subestação é de 115 kV, enquanto que a do lado secundário é de 4,16 kV.

O nó de interesse é o nó 610, sendo o nó de menor classe de tensão no sistema, exemplificando um nó de consumidor industrial sensível a afundamentos de tensão. Ele está conectado no nó do lado secundário do transformador que está conectado ao nó 61.

Realiza-se regulação da tensão nos lados primários e secundários do transformador da subestação. Esta regulação pode ser diferente para cada valor da resistência de aterramento de neutro do transformador da subestação, para que se garanta o atendimento de tensões dentro da faixa de valores considerados adequados em regime permanente pré-falta no nó de consumidor avaliado. Decide-se, para isto, que a variação de tensão admitida em qualquer uma das fases em regime permanente é de 0,1 pu em relação a tensão nominal.

A regulação de tensão do lado primário é realizada pela alteração no valor das tensões das fontes monofásicas. Já a regulação de tensão no lado secundário do transformador da subestação, é realizada por um conjunto de três reguladores monofásicos. Os demais reguladores de tensão presentes no sistema do arquivo original não são modelados, por prever-se que suas ligações a terra poderiam afetar nas magnitudes das correntes de curto-circuito.

Os reguladores monofásicos são modelados como transformadores ideais em ligação de autotransformador, dado que a impedância dos enrolamentos de reguladores pode ser considerada desprezível (SHORT, 2014). Estes três autotransformadores estão conectados entre si em Y, com o neutro comum conectado ao neutro do transformador da subestação. A ligação dos reguladores de tensão de cada fase e o valor de sua relação de *taps* pode ser diferente para

cada valor da resistência de aterramento de neutro do transformador da subestação, devido a alteração nas fases em regime permanente, bem como a regulagem do lado primário da subestação.

Na análise de curto circuito é comum desconsiderar as cargas. Neste trabalho, como são simuladas faltas na rede de distribuição e analisados os afundamentos registrados em uma unidade consumidora de baixa tensão, as cargas serão consideradas e modeladas como impedância constante. Sabe-se que a modelagem de cargas não é uma tarefa fácil dado sua alta variabilidade, portanto os erros ocasionados pelo modelo de carga como impedância constante são insignificantes perante a enorme variabilidade das mesmas ao longo de um ciclo diário.

Mais detalhes sobre a modelagem do sistema no ATPdraw e das alterações na regulagem de tensão são apresentados no Apêndice B.

4.1.2 Sistema de Proteção

O sistema de proteção está composto por um religador na saída da subestação e fusíveis na conexão dos ramais laterais. Adota-se para a característica 51 os valores 30, 0,1 e 3,0 para as constantes A_{51} , B_{51} e p_{51} e para a característica 59 os valores 30, 0,0 e 5,0 para as constantes A_{59} , B_{59} e p_{59} . Adota-se também t_R^{D51} e t_R^{D59} iguais a 1, e o intervalo de 25 s para o religamento do religador, permitindo-se três religamentos, para ambas as características.

Conforme (FERREIRA, 2013), religadores no esquema seletivo utilizam um ajuste para o valor da corrente de operação da característica 51 (I_R^{51}) superior à maior corrente de falta nas zonas de proteção dos fusíveis à jusante. Assim, segue-se esse critério, escolhendo-se para I_R^{51} o valor de 260 A.

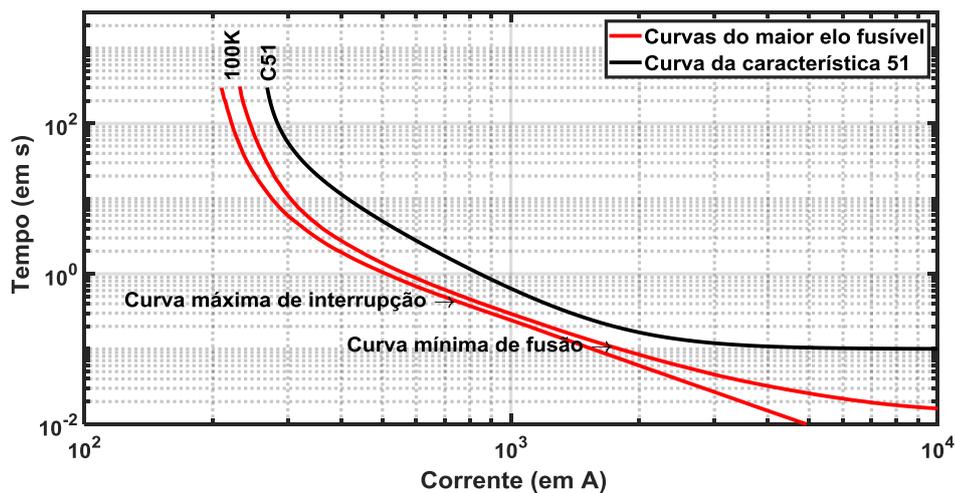
Para a tensão de operação da característica 59 (V_R^{59}) escolhe-se o valor de 0,8 vezes o valor nominal de tensão fase-fase do sistema (4,16 kV). Considera-se que a característica 59 do religador operará por tensões fase-terra, atuando em todas as fases ao mesmo tempo na ocorrência de sobretensão em qualquer uma das fases. Essa característica possui área de atuação sobre todo o sistema.

Considera-se que os fusíveis de expulsão que estão presentes nas linhas do sistema são alocados nas extremidades iniciais destas, de modo que uma falta em qualquer ponto da mesma linha possa ser extinta pela atuação do fusível. Os fusíveis, obviamente, também atuarão para as faltas que ocorrerem nas linhas a jusante da linha em que estão alocados. Escolhe-se fusíveis de elos preferenciais do tipo K (6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200 A), sendo as linhas com fusíveis e os respectivos valores destes apresentados na Tabela 29 do Apêndice C.

Por decisão arbitrária, não foram alocados fusíveis nas linhas que interligam muitos nós no sistema, ou seja, procurou-se alocar fusíveis preferencialmente em ramais laterais da rede. Com este esquema de alocação não há fusíveis nas linhas que compõem o caminho direto entre a subestação e o nó do consumidor industrial, o que garante que não serão observadas interrupções permanentes neste nó devido às faltas simuladas. Neste caminho a proteção por sobrecorrente é realizada pela característica 51 do religador, cujas linhas são dadas na Tabela 30 do Apêndice C.

Como usa-se um esquema de seletividade, como já mencionado, não há intersecção entre a curva de proteção por sobrecorrente do religador com as curvas de atuação dos fusíveis. A seletividade entre o maior fusível presente no sistema (elo de 100 A) e a característica 51 do religador é garantida pelos parâmetros utilizados, como pode ser observado na Figura 13.

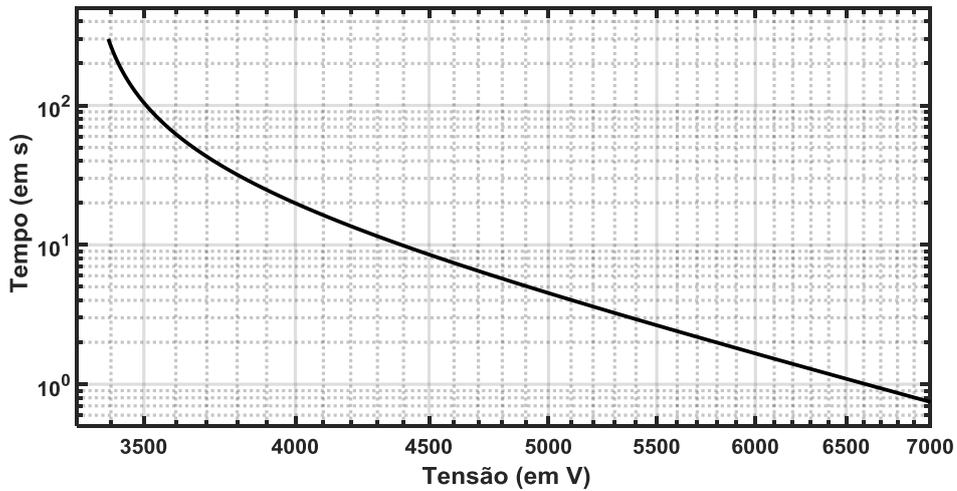
Figura 13 – Curvas de atuação do maior elo fusível do sistema e da característica 51 do religador.



Fonte: Autor.

A curva de atuação da característica 59 é para os parâmetros utilizados é dada na Figura 14:

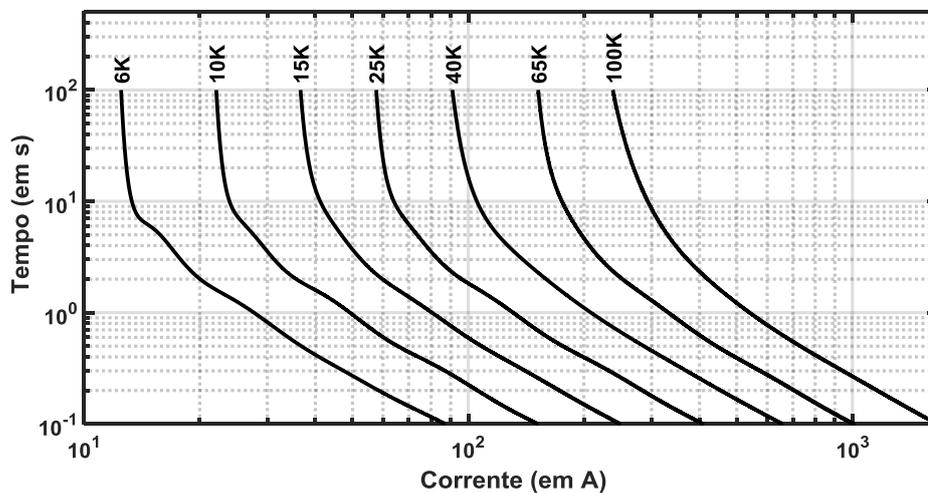
Figura 14 – Curvas de atuação da característica 59 do religador.



Fonte: Autor.

As curvas intermediárias entre as curvas de mínima de fusão e de máxima de interrupção aproximadas para os fusíveis, respectivas à Equação (13), até o elo de maior corrente utilizado, seguem na Figura 15.

Figura 15 – Curvas intermediárias de atuação dos fusíveis.



Fonte: Autor.

4.2 CASOS SIMULADOS E PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES E EQUAÇÕES

As conexões utilizadas para o transformador de entrada do consumidor são YGyg e Dyg. Os valores utilizados para a resistência de aterramento do neutro dos transformadores da subestação e de entrada do consumidor são de 1, 10, 20, 50 e 80 Ω . Os estudos se configuram,

assim, como uma análise de sensibilidade ao valor da impedância de aterramento do neutro, entre valores considerados possíveis na realidade. Considera-se 1Ω como valor mínimo para um aterramento sólido.

Consideram-se quatro casos de simulações para os estudos, sendo eles dados pelas seguintes configurações:

- 1) Transformador da subestação com aterramento sólido no secundário:
 - a) transformador de entrada com conexão YGyg com aterramento por resistência no secundário, com os cinco valores utilizados, com uma carga desbalanceada em Y conectada ao nó 610;
 - b) transformador de entrada com conexão Dyg com aterramento por resistência no secundário, com os cinco valores utilizados, com uma carga desbalanceada em Y conectada ao nó 610.
- 2) Transformador da subestação com aterramento por resistência no secundário, com os cinco valores utilizados:
 - a) transformador de entrada com conexão YGyg com aterramento sólido, com uma carga desbalanceada em Y conectada ao nó 610;
 - b) transformador de entrada com conexão Dyg com aterramento sólido, com uma carga desbalanceada em Y conectada ao nó 610.

O número de linhas com o número faltas simuladas de acordo com o número de fases presentes, considerando-se as variações dos tipos de falta e as diversas resistências utilizadas para cada tipo, é apresentado na Tabela 11, para a compreensão dos estudos. Ressalta-se que a quantidade total de simulações foi realizada para cada um dos casos 1.a, 1.b, 2.a e 2.b e cada valor da resistência de aterramento que varia em cada caso, ou seja, o conjunto completo é dado por vinte vezes a quantidade total de simulações.

Tabela 11 – Número de linhas e de faltas simuladas de acordo com o número de fases presentes

	Monofásica	Bifásica	Trifásica
Número de Linhas	55	3	60
Número de Faltas	220	48	2520

A tensão de referência utilizada para a determinação da ocorrência das VTCD na quantificação da Equação (14) do Capítulo 3 é dado pelo valor nominal de tensão fase-terra do sistema, ou seja, $4,16/\sqrt{3}$ kV. Segundo (ANEEL, 2018), a tensão de referência para a determinação de VTCD pode ser um valor fixo, como é utilizado nesse trabalho. Assim,

considera-se, por exemplo, que ocorreu um afundamento de tensão de 0,7 pu quando a tensão do afundamento for igual a $0,7 \cdot 4,16/\sqrt{3}$ kV.

Observa-se que, embora ocorra sobretensões da ordem 1,76 pu nas fases não faltosas durante uma falta FT, o isolamento das linhas do sistema em estudo não é prejudicado, visto que o isolamento normal das linhas para uma tensão nominal de sistema de 4,16 kV é suficientemente robusto para suportar sobretensões dessa magnitude, conforme (BLACKBURN; DOMIN, 2014; HOROWITZ; PHADKE, 2014).

Para a escolha dos valores utilizados para os parâmetros estatísticos t_{fl} e p_j das Equações (14) e (15) do Capítulo 3, foram consultados os dados presentes na literatura relativos à faltas em SEPs. Em (SHORT, 2014) é apresentado uma compilação de resultados obtidos em estudos referentes à ocorrência de faltas em sistemas de distribuição localizados em regiões de diferentes condições climáticas e com diferentes características da rede, tendo-se diversos valores para taxas de faltas e também para falhas em componentes de SEPs.

A partir desta referência, a taxa de falta utilizada nos estudos desta dissertação foi escolhida arbitrariamente, sendo de 2,18 faltas (de qualquer tipo) por km de linha por ano, correspondendo a uma rede predominante aérea (90% das linhas), embora no sistema IEEE 123 nós 5 das 116 linhas são subterrâneas. Do mesmo modo, as taxas de falha utilizadas para o transformador da subestação de distribuição e para o transformador de entrada do consumidor (que alimenta somente um nó específico do sistema) são 0,0614 e 0,59 faltas por ano, também escolhidas arbitrariamente.

As probabilidades de cada tipo de falta em sistemas de distribuição podem ser encontradas em (BURKE; LAWRENCE, 1984), sendo dados genéricos. Seus valores são reproduzidos na Tabela 12. Considera-se que as falhas no transformador também se enquadram na divisão de tipos de falta das linhas (ou seja, há falhas FT, FF, FFT e FFFT).

Tabela 12 – Probabilidades do tipo das faltas

Tipo de falta	Percentagem
monofásica-neutro	63%
bifásica	11%
bifásica-neutro	2%
trifásica	2%
monofásica-terra	15%
bifásica-terra	2%
trifásica-terra	1%
outra	4%

Fonte: (Burke; Lawrence, 1984).

Considera-se nos estudos de caso realizados que a percentagem das faltas ao neutro é somada à das faltas à terra com o mesmo número de fases envolvidas, pois no sistema simulado o neutro da rede não está presente nas linhas (redes de três condutores). Também, a percentagem respectiva a outros tipos de falta é distribuída entre todos os outros tipos e somada à percentagem deles.

Para as resistências das faltas foram escolhidos valores apresentados na literatura (DAS, 1998; HOROWITZ; PHADKE, 2014; SHORT, 2014) como possíveis, e, adicionalmente, o valor de resistência desprezível, para representar faltas sólidas. As resistências entre as fases e entre as fases e a terra para as faltas FFFT e FFT possuem valores iguais para cada caso, ou seja, tem-se $R_{aterra} = R_{bterra}$, $R_{aterra} = R_{cterra}$ e $R_{bterra} = R_{cterra}$ para as faltas FFT entre as fases A e B, A e C e B e C, respectivamente, e $R_{aterra} = R_{bterra} = R_{cterra}$ e $R_{ab} = R_{bc} = R_{ca}$ para as faltas FFFT.

Considera-se que as probabilidades de ocorrência de cada valor de resistência de falta são iguais para um mesmo tipo de falta, pois não foram obtidos dados estatísticos relativos à valores de resistência de faltas para ser possível um embasamento na literatura. Assim sendo, cada valor de resistência das faltas é apresentado na Tabela 13 com sua respectiva probabilidade de ocorrência.

Tabela 13 – Resistências de falta e suas probabilidades

Tipo de Falta	Valores das resistências	Probabilidades
	0	25%
FT – Resistência entre a fase e a terra	5	25%
	20	25%
	40	25%
FF– Resistência entre fases	0	50%
	5	50%
FFT– Resistência entre fases	0	50%
	5	50%
FFFT– Resistência entre cada uma das fases e a terra	0	33,33%
	5	33,33%
	20	33,33%
FFFT– Resistência entre fases	0	50%
	5	50%
FFT– Resistência entre cada uma das fases e a terra	0	33,33%
	5	33,33%
	20	33,33%

O número de resistências de falta possíveis N_{rfltj} e a probabilidade da resistência de falta p_l , utilizados na Equação (14), para os tipos de falta FFT e FFFT, são dados,

respectivamente, pelas Equações (16) e (17). N_{rfltj} é o produto entre o número de resistências de falta entre fases pelo número de resistências de faltas entre fases e a terra, e p_l é o produto entre a probabilidade de uma resistência de falta entre fases pela probabilidade de uma resistência de falta entre fases e a terra.

$$N_{rfltj} = N_{rfltj_{entre\ fases}} \cdot N_{rfltj_{entre\ fases\ e\ terra}} \quad (16)$$

$$p_l = p_{l_{entre\ fases}} \cdot p_{l_{entre\ fases\ e\ terra}} \quad (17)$$

Considera-se neste trabalho que todas as faltas são de natureza temporária, ou seja que se autoextinguem quando o religador atua, com uma duração estabelecida de 60 segundos.

4.3 TENSÕES EM REGIME PERMANENTE EM CADA CASO

Os fasores das tensões fase-terra (magnitude em pu e ângulo em graus) e os respectivos fasores das tensões de sequência em cada caso de estudo são dados nas Tabelas 14 a 21, onde R_n é o valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor (casos 1.a e 1.b) ou do transformador da subestação (casos 2.a e 2.b).

Tabela 14 – Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 1.a

R_n (Ω)	V_a	V_b	V_c	$\angle\phi_a$	$\angle\phi_b$	$\angle\phi_c$
1	1,035	0,963	1,013	-31,1	-154,4	88,2
10	0,992	1,001	1,020	-32,1	-156,0	90,8
20	0,975	1,017	1,023	-32,5	-156,5	91,8
50	0,957	1,033	1,027	-33,0	-157,1	92,9
80	0,951	1,039	1,028	-33,2	-157,3	93,2

Tabela 15 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 1.a

R_n (Ω)	V_0	V_1	V_2	$\angle\phi_1$	$\angle\phi_2$	$\angle\phi_3$
1	0,027	1,003	0,029	51,5	-32,4	-38,2
10	0,041	1,003	0,029	135,7	-32,4	-38,1
20	0,057	1,003	0,029	146,9	-32,4	-38,1
50	0,075	1,003	0,029	153,1	-32,4	-38,4
80	0,081	1,003	0,029	154,5	-32,4	-38,2

Tabela 16 Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 1.b

$R_n (\Omega)$	V_a	V_b	V_c	$\angle\phi_a$	$\angle\phi_b$	$\angle\phi_c$
1	1,008	0,976	1,027	-4,2	-122,5	119,4
10	0,971	1,000	1,043	-4,5	-124,2	121,3
20	0,956	1,009	1,050	-4,7	-124,9	122,1
50	0,940	1,019	1,057	-4,8	-125,6	122,8
80	0,935	1,023	1,059	-4,9	-125,8	123,1

Tabela 17 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 1.b

$R_n (\Omega)$	V_0	V_1	V_2	$\angle\phi_1$	$\angle\phi_2$	$\angle\phi_3$
1	0,008	1,003	0,032	-174,4	-2,4	-70,6
10	0,046	1,003	0,032	-174,9	-2,4	-70,4
20	0,061	1,003	0,032	-174,8	-2,4	-70,5
50	0,076	1,003	0,032	-174,8	-2,4	-70,5
80	0,082	1,003	0,032	-174,7	-2,4	-70,4

Tabela 18 – Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 2.a

$R_n (\Omega)$	V_a	V_b	V_c	$\angle\phi_a$	$\angle\phi_b$	$\angle\phi_c$
1	1,035	0,963	1,013	-31,1	-154,4	88,2
10	1,005	0,967	0,946	-30,2	-156,5	89,4
20	0,973	0,976	0,973	-29,5	-158,4	90,7
50	0,932	0,962	1,003	-27,5	-164,1	94,4
80	0,904	0,998	1,121	-27,5	-168,6	97,8

Tabela 19 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 2.a

$R_n (\Omega)$	V_0	V_1	V_2	$\angle\phi_1$	$\angle\phi_2$	$\angle\phi_3$
1	0,027	1,003	0,029	51,5	-32,4	-38,2
10	0,018	0,972	0,051	99,9	-32,4	-3,7
20	0,051	0,972	0,051	117,9	-32,4	-3,8
50	0,118	0,956	0,081	119,7	-32,3	-15,4
80	0,198	0,987	0,095	123,6	-32,4	-34,3

Tabela 20 – Valores dos fasores de tensões de fase em regime permanente no caso 2.b

$R_n (\Omega)$	V_a	V_b	V_c	$\angle\phi_a$	$\angle\phi_b$	$\angle\phi_c$
1	1,008	0,976	1,027	-4,2	-122,5	119,4
10	1,008	0,929	0,981	-4,2	-124,2	121,2
20	1,008	0,929	0,981	-4,2	-124,2	121,2
50	1,024	0,916	1,022	-5,8	-123,3	121,9
80	1,024	0,916	1,022	-5,8	-123,3	121,9

Tabela 21 – Valores dos fasores de tensões de sequência em regime permanente no caso 2.b

$R_n (\Omega)$	V_0	V_1	V_2	$\angle\Phi_1$	$\angle\Phi_2$	$\angle\Phi_3$
1	0,008	1,003	0,032	-174,4	-2,4	-70,6
10	0,008	0,971	0,053	-174,7	-2,4	-37,0
20	0,008	0,971	0,053	-174,7	-2,4	-37,0
50	0,008	0,986	0,076	-175,9	-2,4	-55,9
80	0,008	0,986	0,076	-176,0	-2,4	-55,9

Observa-se que há alterações nas tensões (de fase e, conseqüentemente, de sequência) em regime permanente do nó 610 para cada caso e valor da resistência de aterramento de qualquer caso.

Observa-se que a alteração da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor tem influência na tensão de sequência zero no nó do consumidor, como mostra as Tabelas 15 e 17. Observa-se na Tabela 15 que, em regime, não somente a magnitude da tensão de sequência zero no nó do consumidor é alterada pelo valor da resistência de aterramento em questão, mas também o seu ângulo de fase. Isso é devido à alteração da corrente de sequência zero.

A tensão de sequência zero em regime no nó do consumidor é influenciada pelo desbalanceamento da rede e das cargas no nó do consumidor. Ela pode ser diferente para cada tipo de conexão do transformador de entrada do consumidor.

Se a conexão for Dyg, há uma descontinuidade do circuito de sequência zero deste transformador, e, portanto, há um impedimento à passagem da corrente de sequência zero do seu primário para o seu secundário. A descontinuidade faz com que o circuito de sequência zero visto do nó do consumidor seja formado somente pela própria impedância de sequência zero do transformador de entrada e pela resistência de aterramento de seu secundário. Para a conexão YGyg ao contrário, o circuito de sequência zero visto do nó do consumidor é formado por toda as impedâncias de sequência zero da rede (vide Tabela 5).

Com o aumento do valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor, quando ele possui a conexão YGyg, há um maior valor de impedância de sequência zero entre os nós 61 e 610, o que causa uma maior obstrução à passagem de corrente de sequência zero entre eles. Isso diminuirá, também, a contribuição à tensão de sequência zero no nó do consumidor devido às faltas nas linhas da rede (vide Tabela 5).

Enquanto isso, a alteração da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação pode influenciar nas magnitudes das tensões de todas as seqüências, em todos os pontos da rede, como é mostrado para o nó do consumidor nas Tabelas 19 e 21. Ela causa, principalmente, a alteração da impedância total de sequência zero vista de todos os pontos da

rede para os quais o circuito de sequência zero é contínuo. Isto altera a corrente de sequência zero que flui por estes pontos e, portanto, também alterará a corrente de falta a terra para as faltas que ocorrem neles.

4.4 FORMAS DE ONDA DAS CORRENTES E TENSÕES DURANTE FALTAS E ATUAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

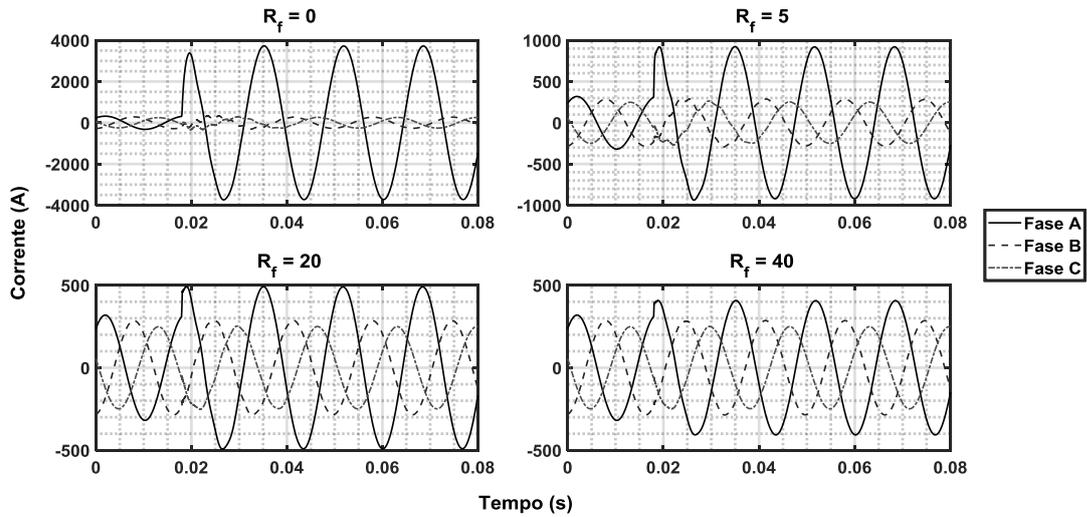
Os resultados dos estudos de caso são apresentados para faltas FT na fase A das linhas entre os nós 1 e 7 e 13 e 18, para os valores de 1, 10 e 80 Ω para a resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, com a resistência de falta a terra com valor nulo e com os valores de 5, 20 e 40 Ω . O transformador de entrada do consumidor está com a conexão YGyg. No caso das faltas FT na fase A, o instante de ocorrência da falta é em torno do instante 0,02 s das simulações.

4.4.1 Falta FT na Fase A da Linha Entre os Nós 1 e 7

Esta linha é protegida por sobrecorrente pela característica 51 do religador, conforme é apresentado no Apêndice C. Pelo cálculo de $t_i \cdot \frac{p_j}{N_{vl}} \cdot p_l$, conforme a Equação (14), tem-se o valor médio de 0,0131 faltas FT na fase A que ocorrem por ano nessa linha, para cada um dos valores da resistência de falta.

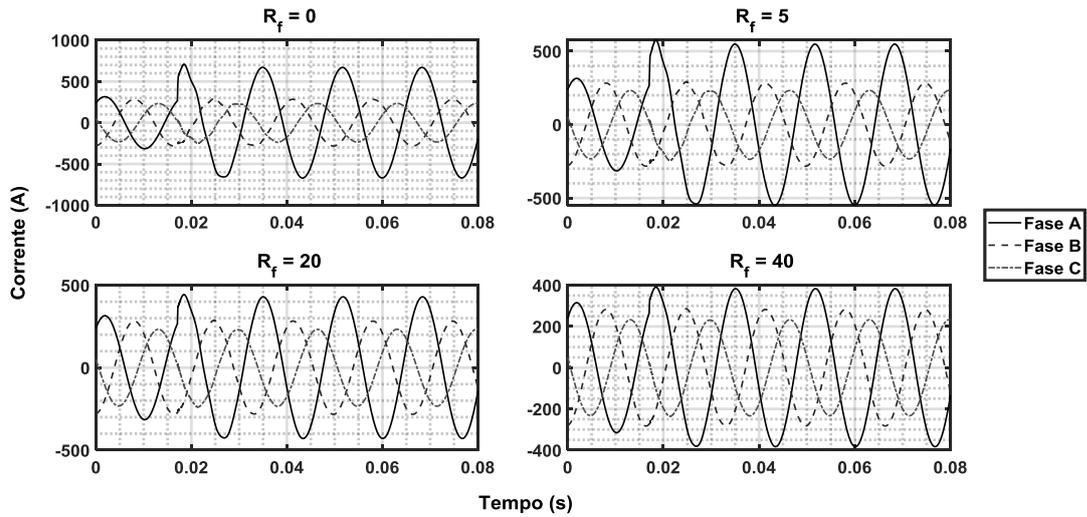
Nas Figuras 16 a 18 são apresentadas as formas de onda da corrente logo após a subestação do sistema, na linha entre os nós 149 e 1, onde está o religador. Nas Figuras 19 a 21 são apresentadas as formas de onda da tensão logo após a subestação do sistema (nó 149). Nas Figuras 22 a 24 são apresentadas as formas de onda da corrente no neutro do transformador da subestação do sistema. Nas Figuras 25 a 27 são apresentadas as formas de onda da tensão no nó do consumidor (610). São apresentadas as formas de onda para os quatro valores de resistência de falta (R_f).

Figura 16 – Corrente na linha entre os nós 149 e 1 para a resistência de aterramento de 1Ω .



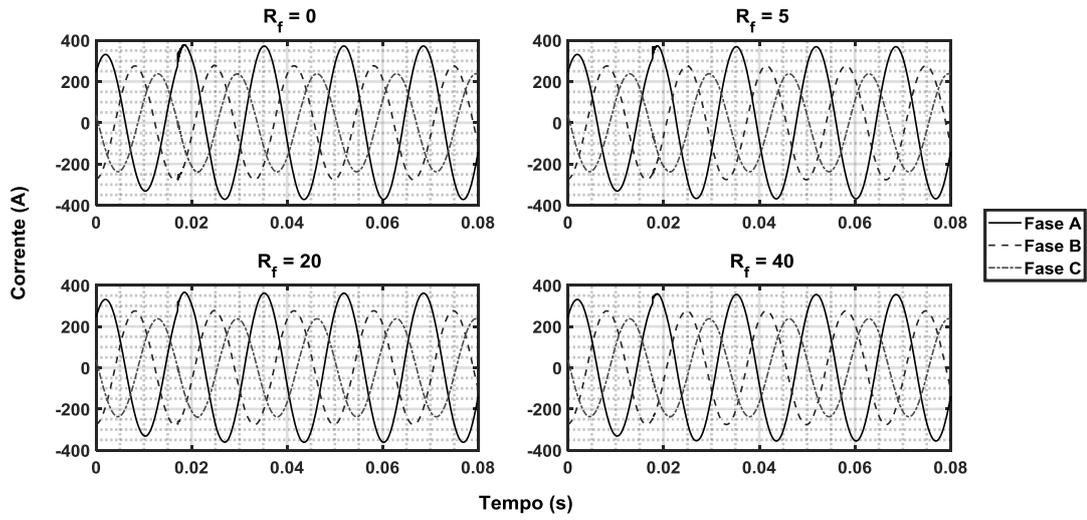
Fonte: Autor.

Figura 17 – Corrente na linha entre os nós 149 e 1 para a resistência de aterramento de 10Ω .



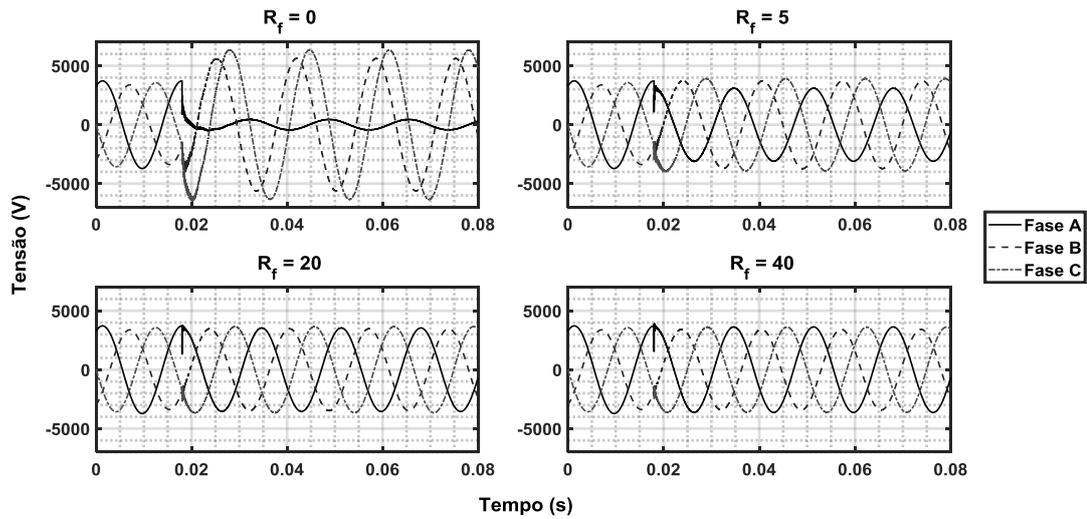
Fonte: Autor.

Figura 18 – Corrente na linha entre os nós 149 e 1 para a resistência de aterramento de 80Ω .



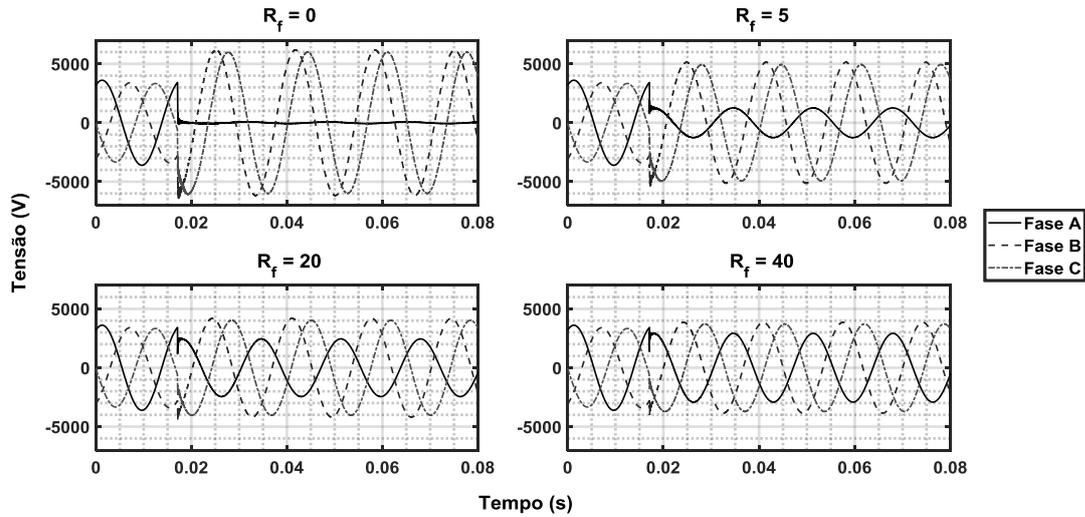
Fonte: Autor.

Figura 19 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 1Ω .



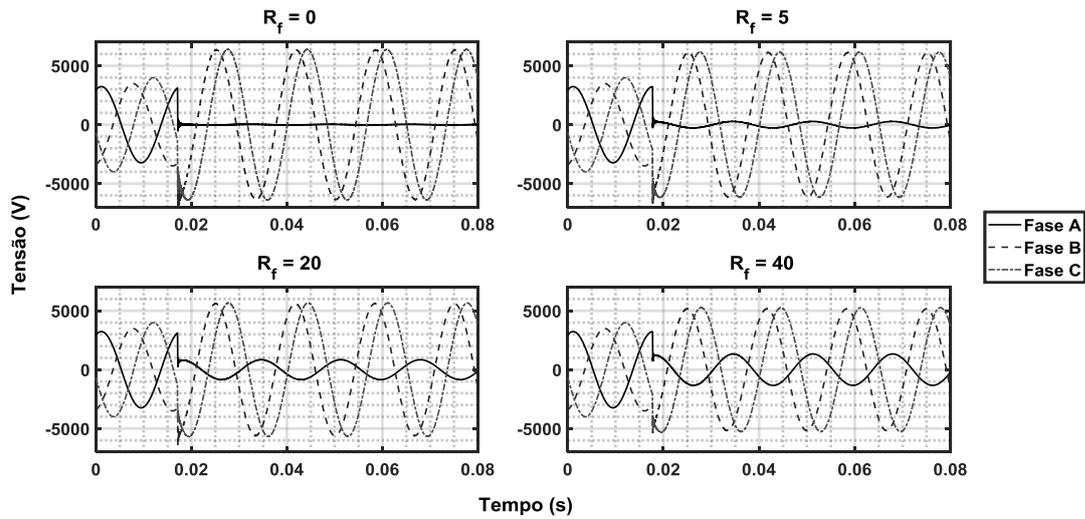
Fonte: Autor.

Figura 20 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 10Ω .



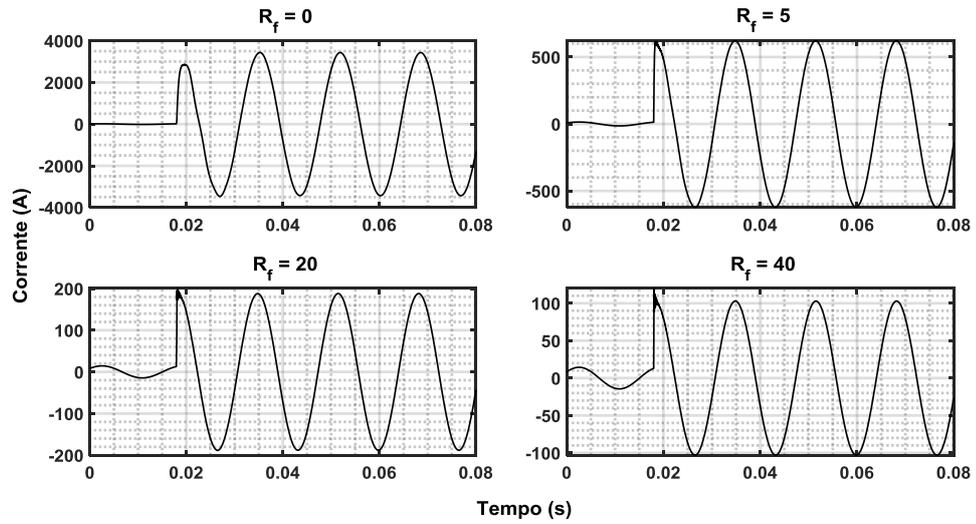
Fonte: Autor.

Figura 21 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 80Ω .



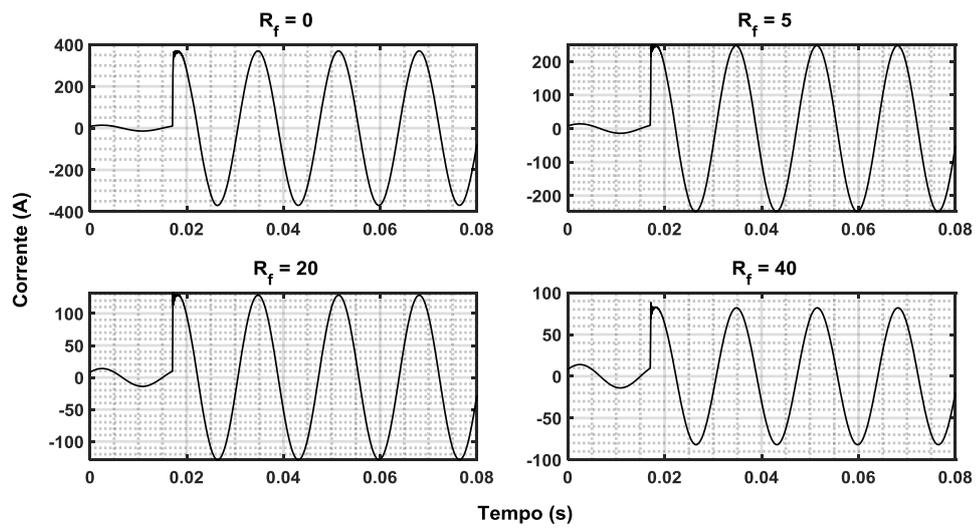
Fonte: Autor.

Figura 22 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 1Ω .



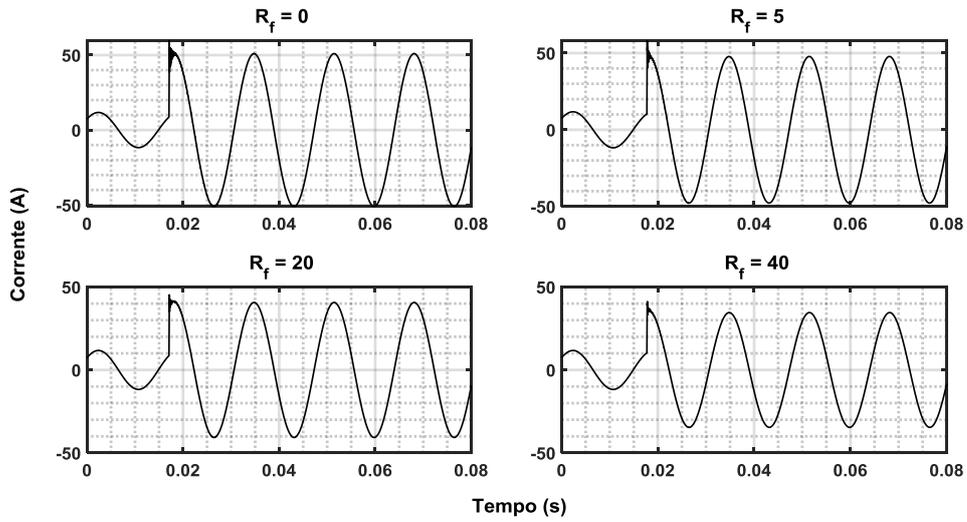
Fonte: Autor.

Figura 23 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 10Ω .



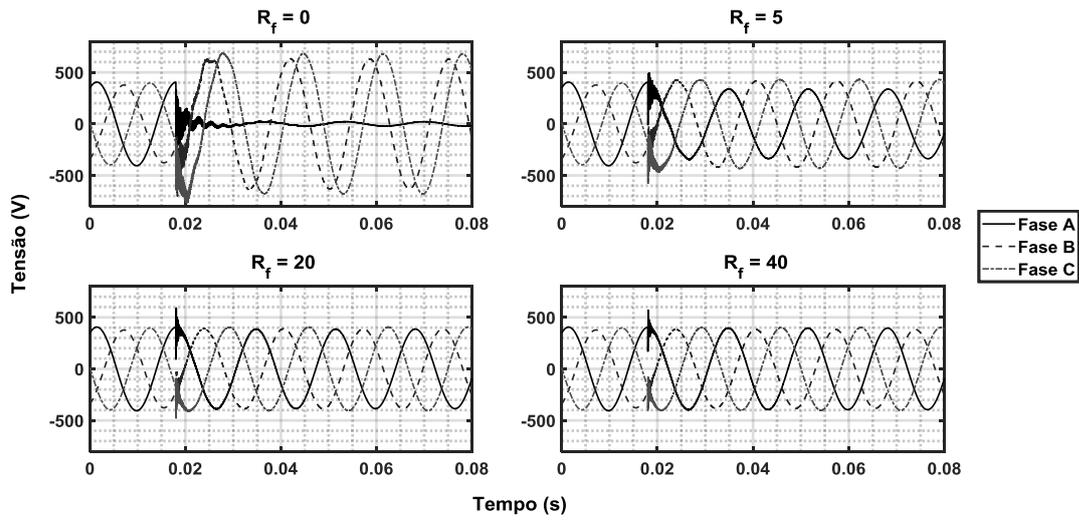
Fonte: Autor.

Figura 24 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 80 Ω.



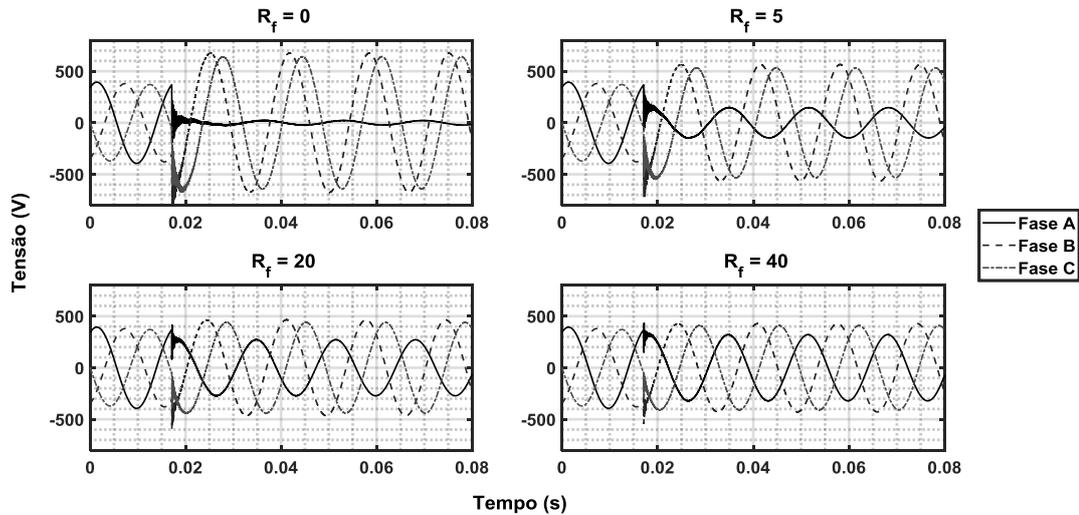
Fonte: Autor.

Figura 25 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 1 Ω.



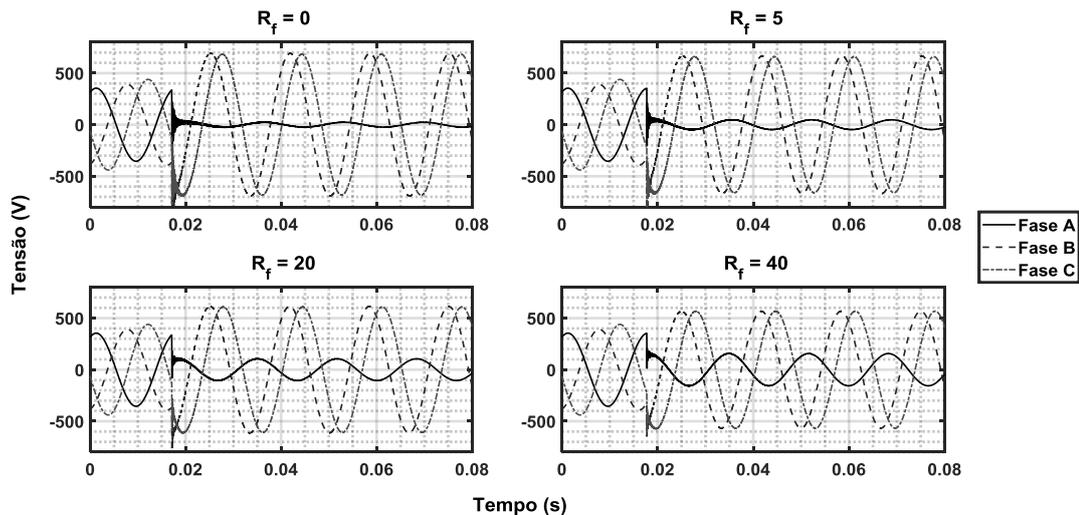
Fonte: Autor.

Figura 26 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 10 Ω .



Fonte: Autor.

Figura 27 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 80 Ω .



Fonte: Autor.

Observa-se nas Figuras 16 a 18 a diminuição da amplitude da corrente na fase A da linha entre os nós 149 e 1 durante a ocorrência da falta FT nesta fase e nas Figuras 22 a 24 a diminuição da amplitude da corrente no neutro do transformador da subestação, devido ao aumento da resistência de falta (R_f) e da resistência de aterramento do neutro desse transformador.

Na Figura 18, nota-se que as amplitudes da corrente na fase A antes e durante a falta possuem praticamente o mesmo valor, principalmente para as resistências de falta de 20 e 40 Ω , o que não ocorre na Figura 16 e ocorre, aproximadamente, para a resistência de falta de 40 Ω na Figura 17. Isso indica uma possível dificuldade do uso da proteção por sobrecorrente para

valores em torno de 80Ω para a resistência do neutro do transformador da subestação e para valores em torno de 20 a 40Ω para a resistência de falta com valores da resistência de aterramento maiores ou iguais a 10Ω .

Comparando-se as diferenças na amplitude da corrente na fase A antes e durante a falta nas Figuras 16 a 18 com a amplitude da corrente no neutro do transformador da subestação nas Figuras 22 a 24, observa-se que essas quantidades são equivalentes. Isso mostra, como já é esperado, que a corrente da falta FT está retornando pelo neutro do transformador da subestação.

Observa-se nas Figuras 19 a 21 e nas Figuras 23 a 24 um aumento de amplitude nas tensões das fases não faltosas e uma diminuição da amplitude da tensão na fase em falta (fase A) com o aumento da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação. Ao contrário disso, também se observa uma diminuição da amplitude nas tensões das fases não faltosas e um aumento da amplitude da tensão na fase em falta com o aumento da resistência de falta. Ambos os comportamentos são devidos às alterações na magnitude da corrente de falta.

Esses resultados indicam que quanto mais alto o valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, mais severo pode ser o afundamento de tensão causado na fase em falta, e quanto mais alto o valor da resistência de falta, menos severo. Também indicam que para altos valores da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, ao invés de usar-se uma proteção por sobrecorrente, que pode não atuar, talvez o mais indicado seja uma proteção por sobretensão, como já foi observado antes.

Nestes casos, para se conhecer os valores dos tempos de atuação calculados pelas características 51 e 59 do religador, apresentam-se eles na Tabela 22, para os valores das resistências de aterramento do neutro do transformador da subestação e de falta considerados. Considera-se que os tempos para a atuação das características 51 e 59 do religador são dados pelas Equações (7) e (8), com os valores dos parâmetros utilizados.

Considera-se que a primeira atuação do religador é dada pelo menor dentre os tempos calculados em ambas as características, e que o tempo total de atuação do religador é dado pelo tempo até sua primeira atuação mais os tempos entre os religamentos que seriam necessários para a eliminação da falta (ou seja, mais os tempos entre os religamentos necessários até que a atuação do religador seja maior que 60 segundos).

Considera-se que o tempo de eliminação da falta será dado pelo tempo para a atuação do religador, quando a primeira atuação deste se der em um instante de tempo anterior ao término da falta (ou seja, quando a primeira atuação do religador demorar menos de 60 segundos para acontecer). Porém, quando a primeira atuação do religador se der em um instante

de tempo superior ao término da falta, o tempo de eliminação da falta será dado pelo próprio tempo até sua autoextinção (ou seja, 60 segundos), e o religador, obviamente, não atua realmente. Um fluxograma da atuação do religador é dado no Apêndice C.

Tabela 22 – Tempos de atuação da proteção para o estudo de caso 1

Resistência do neutro (Ω)	Resistência da Falta (Ω)	Tempo calculado na função 51 (s)	Tempo calculado na função 59 (s)	Tempo para a atuação do religador (s)	Tempo de eliminação da falta
1	0	0,13	8,72	75,13	75,13
	5	2,14	-	77,13	77,13
	20	21,84	-	71,84	71,84
	40	84,59	-	84,59	60,00
10	0	6,04	10,38	81,04	81,04
	5	13,10	55,35	63,10	63,10
	20	50,78	-	75,78	75,78
	40	229,39	-	229,39	60,00
80	0	807,02	8,30	83,30	83,30
	5	~3000	10,55	60,55	60,55
	20	-	19,62	69,62	69,62
	40	-	40,16	65,16	65,16

Observa-se, na Tabela 22, que em poucos casos, para a duração de falta considerada, nenhuma das características do religador atua. Isso indica que as proteções pelas características 51 e 59 do religador conseguem atuar para os valores de corrente ou tensão observados durante essa falta. Observa-se, neste caso, que a proteção por sobrecorrente é responsável pela atuação do religador na maioria das vezes. Conclui-se que a proteção pelo religador, com as duas características, é eficaz para as faltas monofásicas que ocorrem nessa linha.

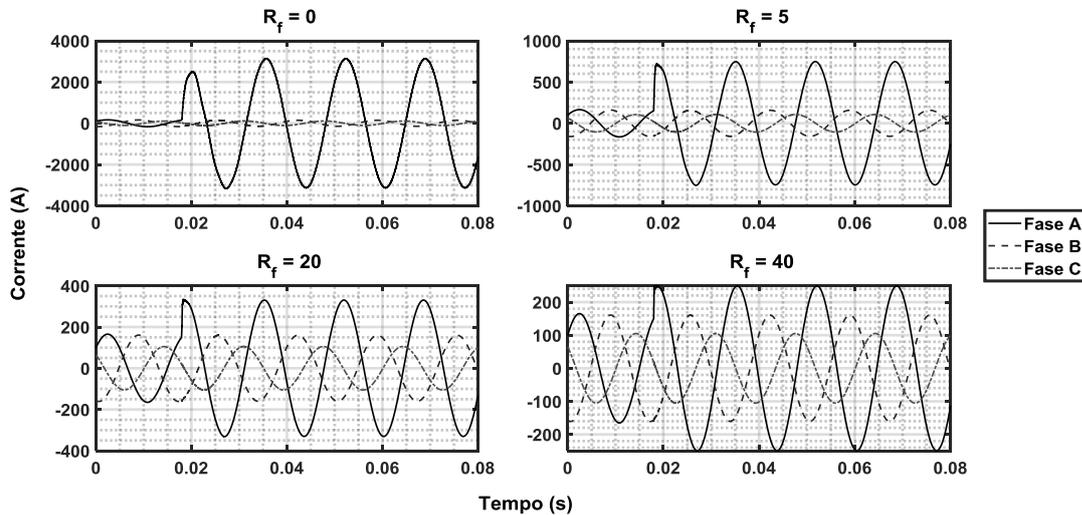
4.4.2 Falta FT na Fase A da Linha Entre os Nós 13 e 18

Está linha é protegida por sobrecorrente por um fusível de 100 A, conforme é apresentado no Apêndice C. Pelo cálculo de $t_i \cdot \frac{p_i}{N_{vl}} \cdot p_l$, conforme a Equação (14), tem-se o valor

médio de 0,0361 faltas FT na fase A que ocorrem por ano nessa linha, para cada um dos valores da resistência de falta.

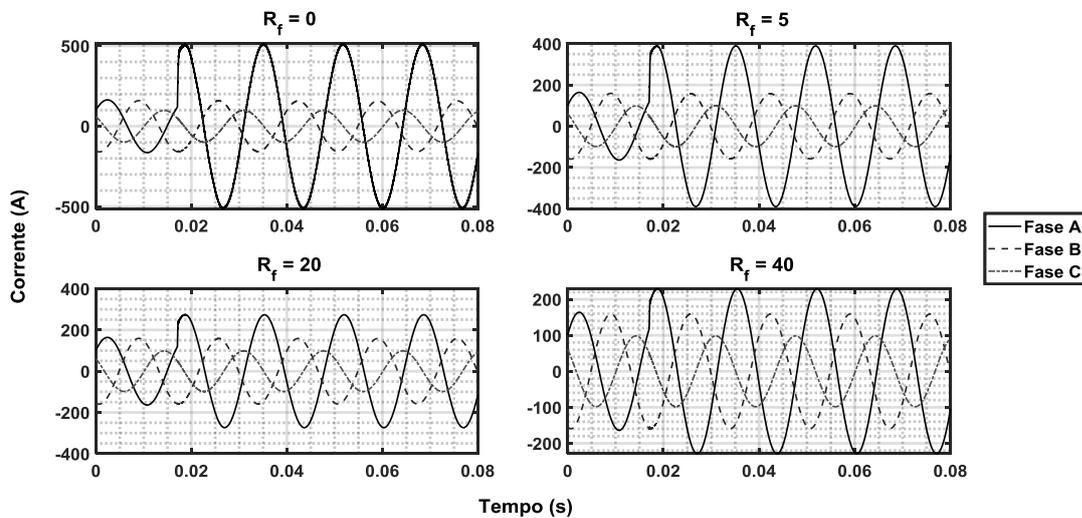
Nas Figuras 28 a 30 são apresentadas as formas de onda da corrente na própria linha entre os nós 13 e 18, onde está o fusível. Nas Figuras 31 a 33 são apresentadas as formas de onda da tensão logo após a subestação do sistema (nó 149). Nas Figuras 34 a 36 são apresentadas as formas de onda da corrente no neutro do transformador da subestação do sistema. Nas Figuras 37 a 39 são apresentadas as formas de onda da tensão no nó do consumidor (610). São apresentadas as formas de onda para os quatro valores de resistência de falta (R_f).

Figura 28 – Corrente na linha entre os nós 13 e 18 para a resistência de aterramento de 1 Ω .



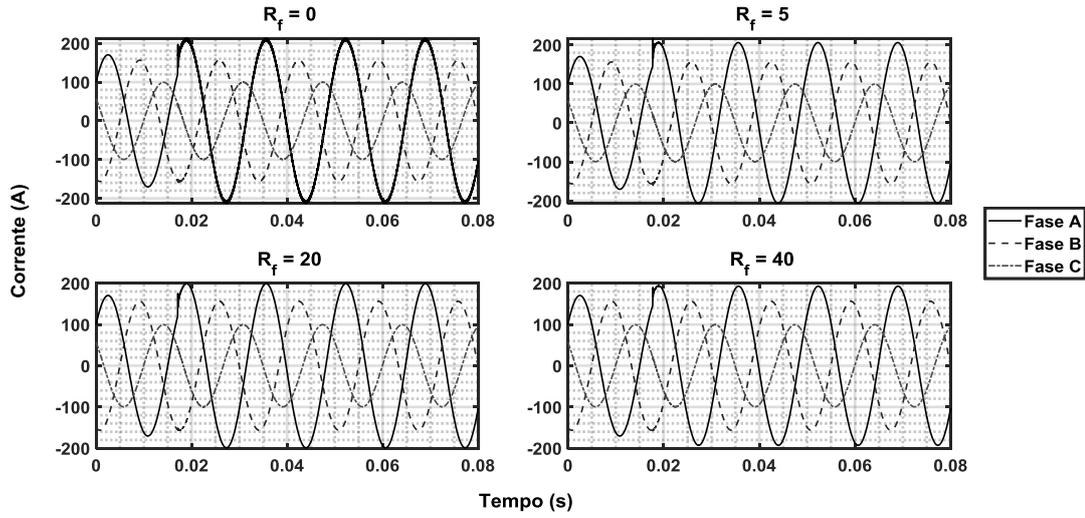
Fonte: Autor.

Figura 29 – Corrente na linha entre os nós 13 e 18 para a resistência de aterramento de 10 Ω .



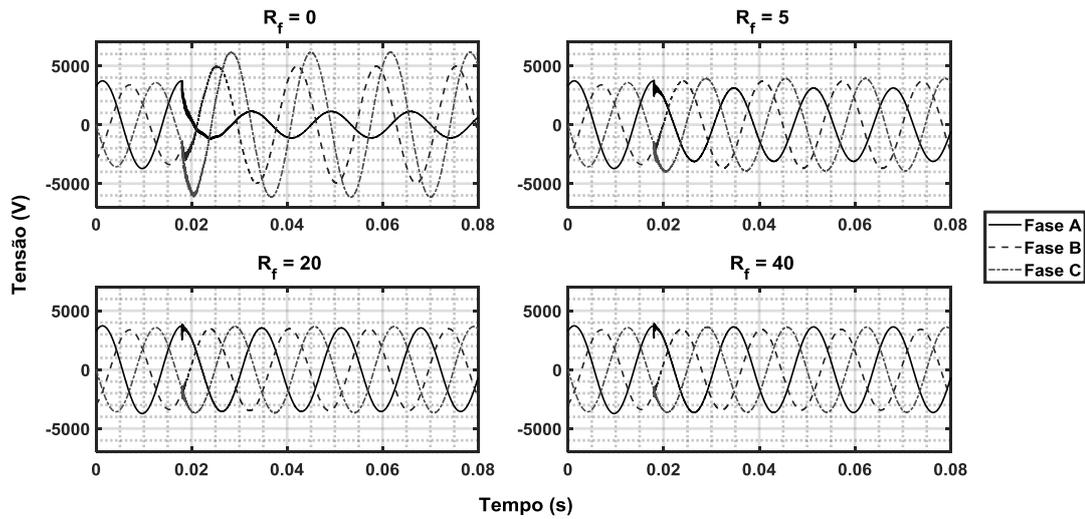
Fonte: Autor.

Figura 30 – Corrente na linha entre os nós 13 e 18 para a resistência de aterramento de 80Ω .



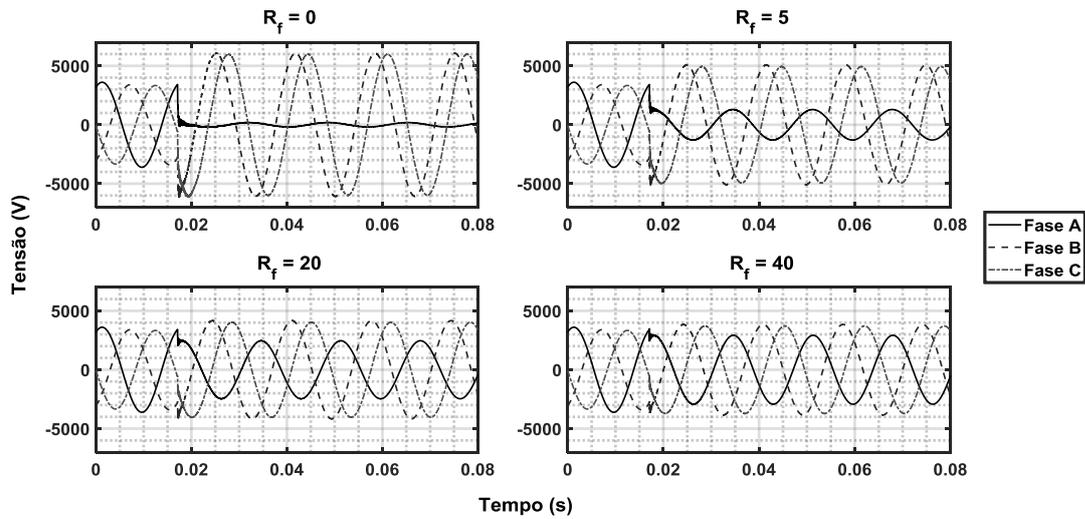
Fonte: Autor.

Figura 31 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 1Ω .



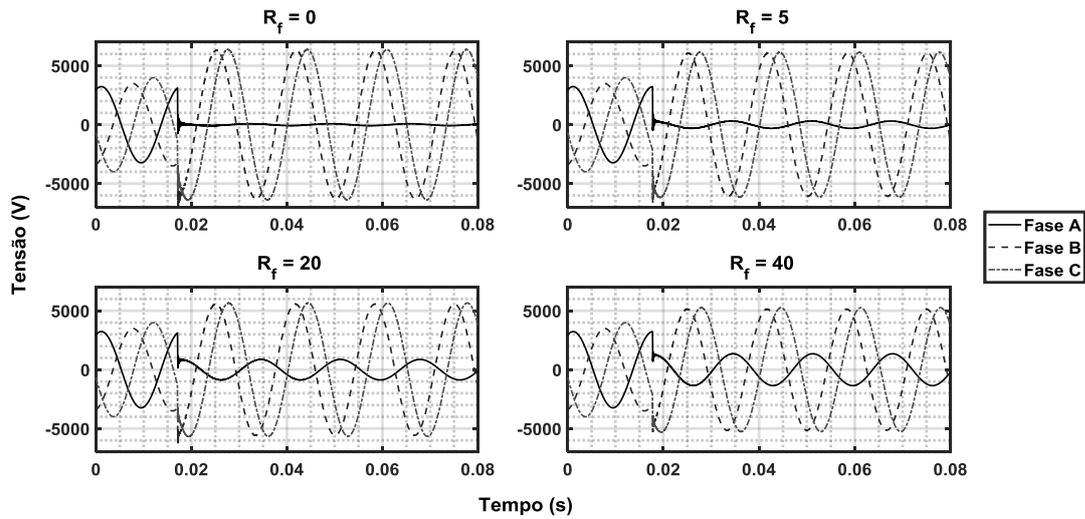
Fonte: Autor.

Figura 32 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 10Ω .



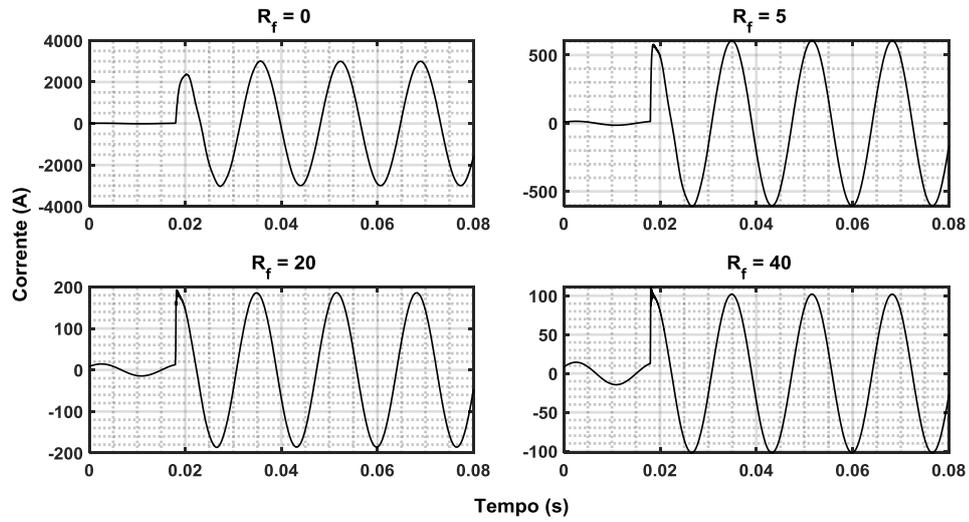
Fonte: Autor.

Figura 33 – Tensão no nó 149 para a resistência de aterramento de 80Ω .



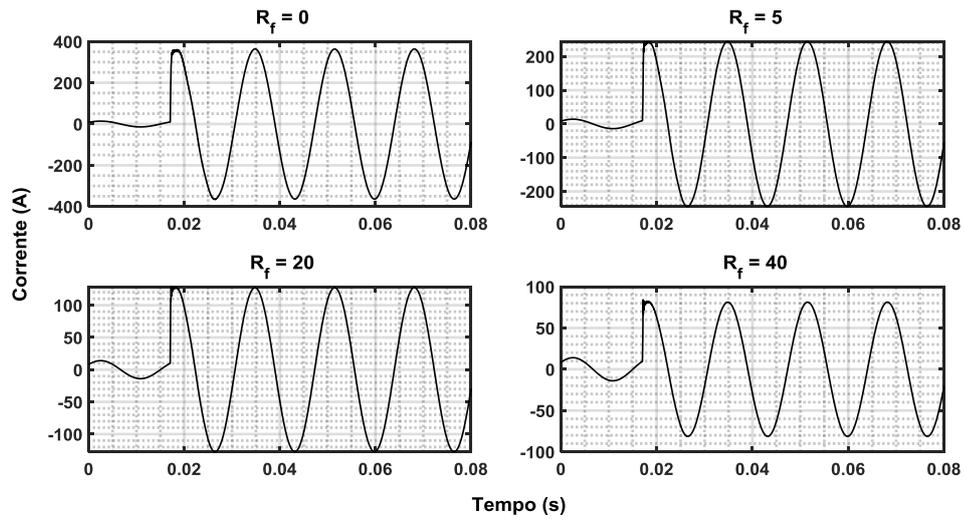
Fonte: Autor.

Figura 34 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 1Ω .



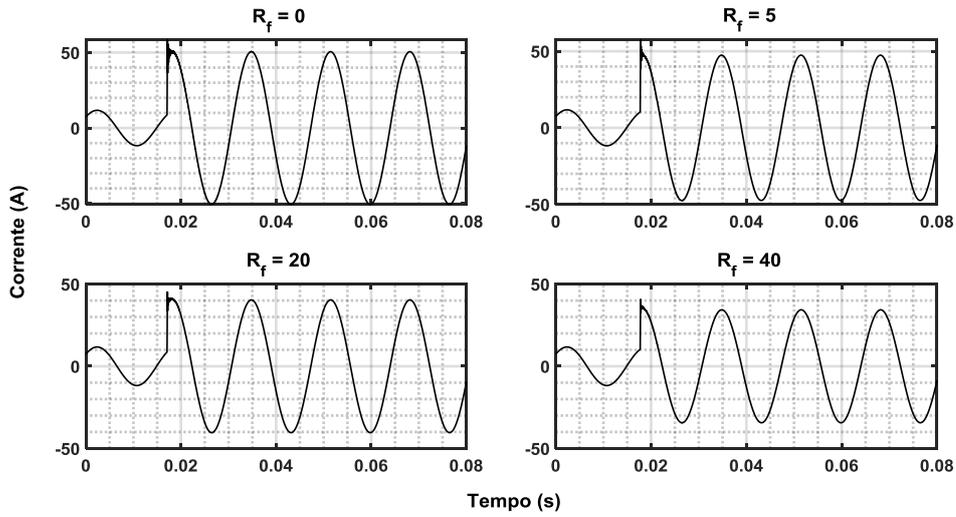
Fonte: Autor.

Figura 35 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 10Ω .



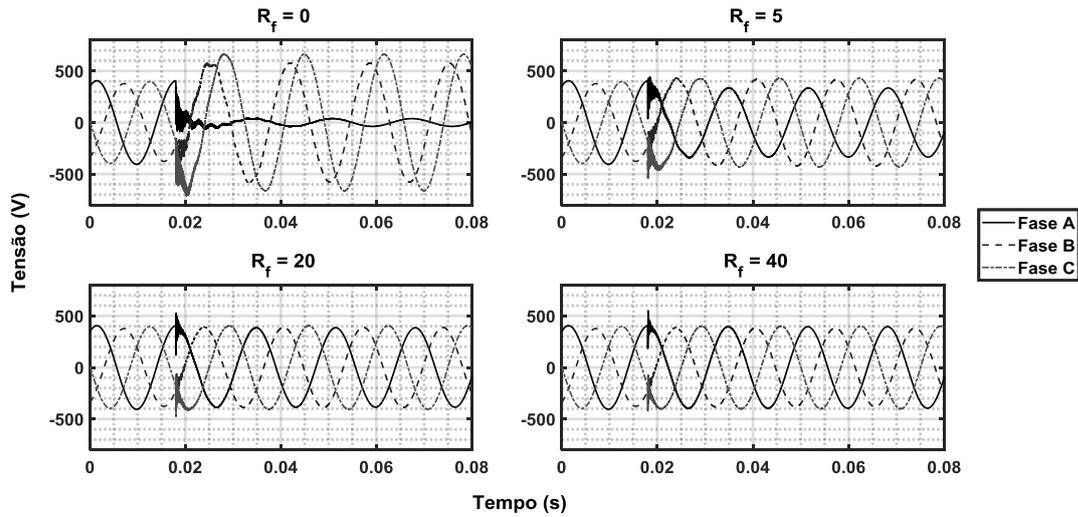
Fonte: Autor.

Figura 36 – Corrente no neutro para a resistência de aterramento de 80 Ω.



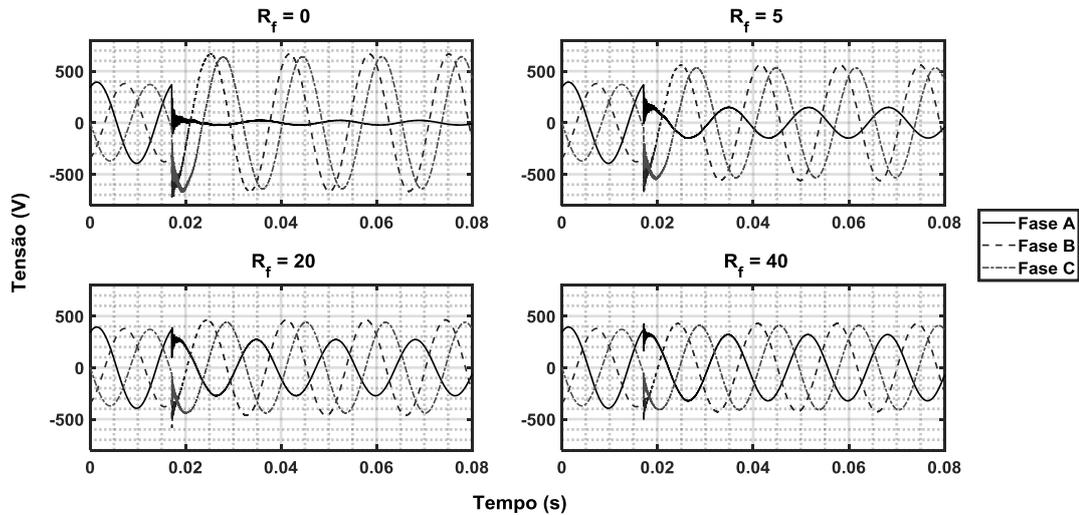
Fonte: Autor.

Figura 37 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 1 Ω.



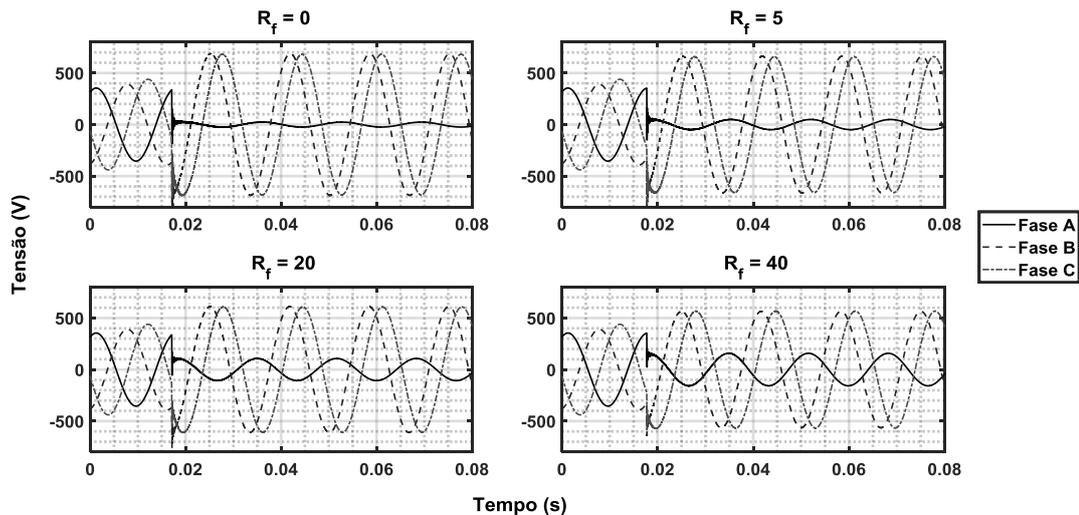
Fonte: Autor.

Figura 38 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 10 Ω .



Fonte: Autor.

Figura 39 – Tensão no nó 610 para a resistência de aterramento de 80 Ω .



Fonte: Autor.

Observa-se nas Figuras 28 a 39 que, para a falta na fase A da linha entre os nós 13 e 18, os mesmos comentários que foram feitos para a falta na fase A da linha entre os nós 149 e 1, baseados nas Figuras 16 a 27, são válidos, pois o comportamento das tensões e correntes durante a falta são semelhantes.

Como no estudo de caso anterior, os resultados indicam a influência do valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação e da resistência de falta na magnitude do afundamento de tensão na fase em falta e nas sobretensões das fases não faltosas. Como antes, isso é devido às alterações na magnitude da corrente de falta, o que também influencia na proteção por sobrecorrente.

Nestes casos, para se conhecer os valores dos tempos de atuação calculados pelo fusível e pela característica 59 do religador, apresentam-se eles na Tabela 23, para os valores das resistências de aterramento do neutro do transformador da subestação e de falta considerados. Considera-se que o tempo para a atuação do fusível é calculado pelas Equações (12) e (13), segundo a dinâmica iterativa explicada no Apêndice C, e o da característica 59 do religador pela Equação (8), com os valores dos parâmetros utilizados.

Como essa linha também é protegida pela característica 59 do religador, considera-se que o fusível é o responsável pela proteção se o tempo calculado para a sua atuação for menor que o tempo calculado para a primeira atuação do religador na característica 59. Porém, se o tempo calculado para a primeira atuação do religador na característica 59 for maior que o tempo calculado para a atuação do fusível, é o religador que é responsável pela proteção.

Quando o fusível é responsável pela proteção, o tempo da atuação da proteção é o próprio tempo de atuação do fusível. Quando o religador é responsável pela proteção, o tempo da atuação da proteção é dado pelo tempo total de atuação do religador, que é o tempo até sua primeira atuação mais os tempos entre os religamentos que seriam necessários para a eliminação da falta (ou seja, mais os tempos entre os religamentos necessários até que a atuação do religador seja maior que 60 segundos).

Considera-se que o tempo de eliminação da falta será dado pelo tempo para a atuação da proteção, quando a atuação do fusível ou a primeira atuação da característica 59 do religador se der em um instante de tempo anterior ao término da falta (ou seja, quando alguma dessas atuações demorar menos de 60 segundos para acontecer). Porém, quando essas duas atuações se derem em instantes de tempo superiores ao término da falta, o tempo de eliminação da falta será dado pelo próprio tempo até sua autoextinção (ou seja, 60 segundos), e nem o fusível nem o religador, obviamente, atuam realmente. Um fluxograma desse esquema de proteção é dado no Apêndice C.

Tabela 23 – Tempos de atuação da proteção para o estudo de caso 2

Resistência do neutro (Ω)	Resistência da Falta (Ω)	Tempo calculado no fusível (s)	Tempo calculado na função 59 (s)	Tempo para a atuação da proteção (s)	Tempo de eliminação da falta
1	0	0,06	60,67	0,06	0,06
	5	1,07	-	1,07	1,07
	20	141,79	-	141,79	60,00
	40	~Infinito	-	-	60,00
10	0	3,43	61,63	3,43	3,43
	5	16,34	115,20	16,34	16,34
	20	~Infinito	-	-	60,00
	40	~Infinito	-	-	60,00
80	0	~Infinito	83,41	83,41	60,00
	5	~Infinito	60,67	60,67	60,00
	20	~Infinito	69,81	69,81	60,00
	40	~Infinito	90,48	90,48	60,00

Observa-se, na Tabela 23, que em muitos casos, para a duração de falta considerada, nem o fusível nem a característica 59 do religador atuam, mas a falta se autoextingue.

Ainda que o fusível projetado para essa linha tenha atendido os critérios estabelecidos, mencionados no Capítulo 3, ele não é capaz de atuar para muitos valores da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação ou da resistência de falta (R_f). Isso é justificável, pois o valor da corrente em falta é muito próximo ao valor da corrente de carga nestes casos, como apresentado nas Figuras 28 a 30.

Observa-se que as sobretensões causadas nas fases não faltosas, como mostrado nas Figuras 31 a 33, também não proporcionam tempos de atuação menores que a duração da falta considerada, para a característica 59 do religador. Porém, ainda assim, nesse caso, a proteção por sobretensão da característica 59 se mostra mais eficaz que a proteção por sobrecorrente realizada pelo fusível projetado.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

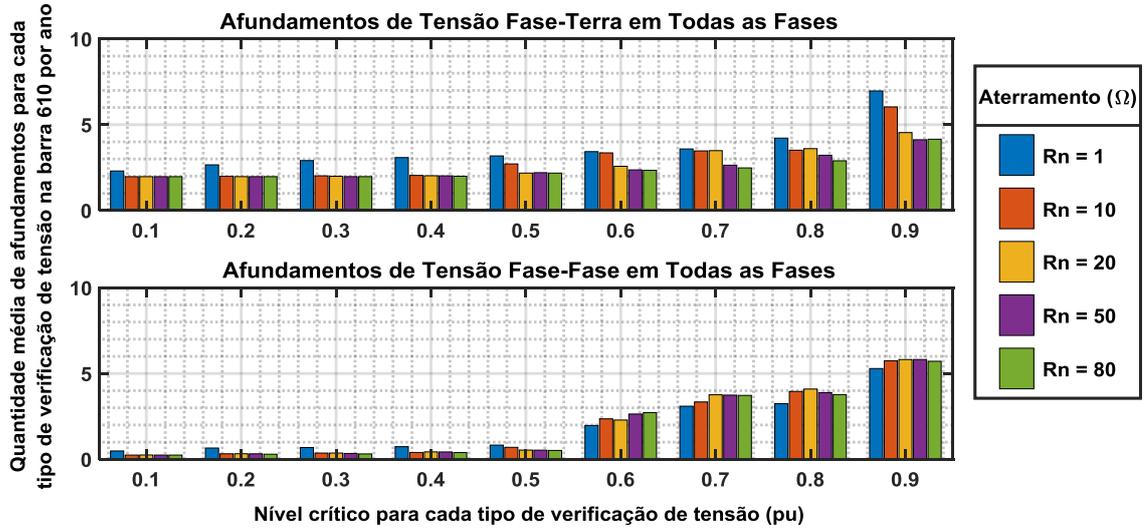
Os resultados de VTCD obtidos para as simulações no sistema IEEE 123 nós são apresentados neste capítulo. Para a realização das simulações relatadas, utilizou-se da metodologia descrita no Capítulo 3 e dos valores dos parâmetros estatísticos dados no Capítulo 4. Está se considerando somente afundamentos devido a faltas internas ao sistema IEEE 123 nós (de distribuição), e não os afundamentos que poderiam advir de sistemas de transmissão ou subtransmissão conectados a ele.

5.1 TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO COM ATERRAMENTO SÓLIDO E TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO COM RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO DO NEUTRO (CASOS 1.A E 1.B)

Realizam-se simulações de faltas sólidas em todas as linhas e nos nós 150 e 610 (representando as falhas nos transformadores da subestação e de entrada do consumidor) e com faltas de todos os tipos. Utiliza-se de uma impedância de aterramento para o neutro do secundário do transformador de entrada do consumidor, para duas conexões diferentes, a saber, YGyg e Dyg. A impedância de aterramento é dada por uma resistência pura, variando-se seu valor.

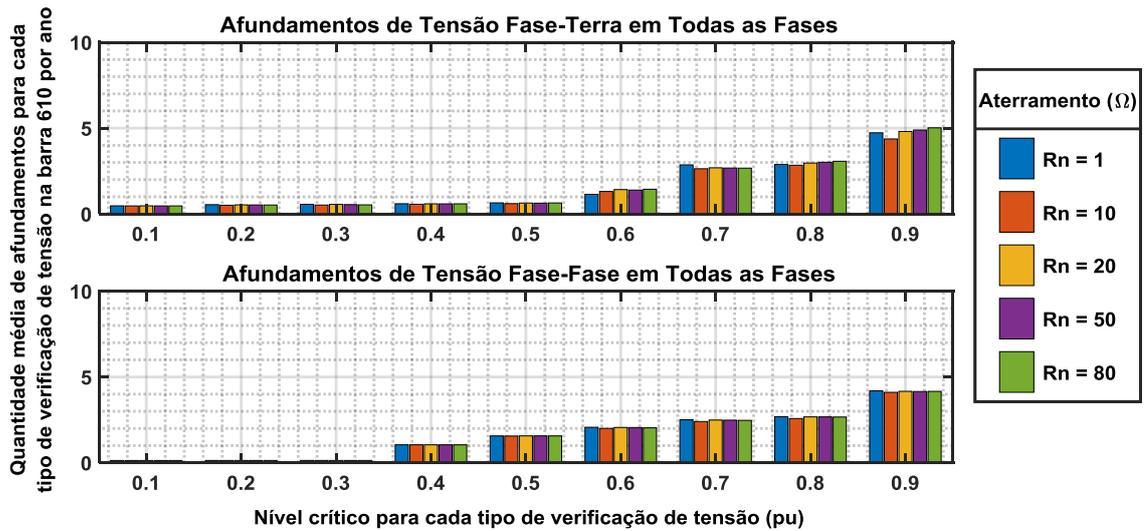
Os resultados são mostrados nas Figuras 40 e 41, para a quantidade acumulada de afundamentos observados no nó do consumidor para cada nível de tensão crítica. Os valores de FI para ambas as conexões de transformadores são apresentados na Tabela 24. Os resultados são apresentados para duas formas de verificação de tensão: fase-terra e fase-fase. Chama-se de tensão crítica o nível de tensão para o qual se contabiliza todos os afundamentos com magnitude inferior, sendo os termos $u_{Bm_{ijk}}$ e $u_{Bm_{jk}}$ da Equação (14).

Figura 40 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 1.a.



Fonte: Autor.

Figura 41 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 1.b.



Fonte: Autor.

Tabela 24 – Valores para o FI para os casos 1.a e 1.b.

Resistência (Ω)	Para Tensões Fase-Terra		Para Tensões Fase-Fase	
	Y_{Gyg}	D_{yg}	Y_{Gyg}	D_{yg}
1	2,00	1,76	1,06	1,27
10	1,21	1,75	1,00	1,23
20	1,14	1,77	1,05	1,27
50	1,04	1,78	1,06	1,27
80	1,00	1,78	1,05	1,26

O FI_{BASE} utilizado para as tensões fase-terra possui o valor de 0,027, obtido com a conexão YGyg e a resistência de 80 Ω para o aterramento do neutro do transformador entrada do consumidor. O FI_{BASE} utilizado para as tensões fase-fase possui o valor de 0,027, obtido com a conexão YGyg e a resistência de 10 Ω para o aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor.

Por uma análise dos resultados apresentados nas Figuras 40 e 41 observa-se que a quantidade de afundamentos para cada nível de tensão crítica e o valor de FI para o consumidor industrial do nó 610 variam consideravelmente de acordo com a conexão do seu transformador de entrada e segundo a forma de verificação do distúrbio, se verificado para tensões fase-terra ou fase-fase.

Ao se analisar a influência da alteração da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor nas quantidades de afundamentos de tensão observados por uma carga no nó do consumidor e no valor de FI neste consumidor, observa-se que:

- essa influência não se estende às correntes das faltas nas linhas da rede ou no nó 150, somente às faltas no nó do consumidor. Portanto, a alteração no valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor só causa alteração expressiva na amplitude das VTCD observadas no nó do consumidor, sendo a duração pouco influenciada. O mesmo pode ser dito para a forma da conexão do transformador de entrada do consumidor: altera as amplitudes das VTCD, mas tem influência sobre a duração desprezível;
- como as faltas nos nós 150 e 610 possuem pouca ocorrência (em comparação com as faltas que ocorrem em toda a rede), as quantidades relacionadas a elas também possuem valores baixos;
- logicamente, as faltas nos nós 150 e 610 sempre causarão afundamentos de baixíssima amplitude (menores que 0,1 pu, provavelmente), não importando qual a resistência de aterramento para o neutro do transformador de entrada do consumidor entre os valores utilizados;

Os resultados mostram que a alteração no valor da resistência de aterramento do neutro do secundário do transformador de entrada do consumidor, quando ele possui a conexão YGyg, pode causar alterações acima de 20% nas quantidades acumuladas dos afundamentos para tensões fase-terra. Observa-se alterações principalmente para afundamentos com magnitudes maiores que 0,5 pu: por exemplo, pela Figura 40, há, para a resistência de aterramento de 10 Ω ,

cerca de 30% mais afundamentos com magnitude menor que 0,7 pu, em comparação com a resistência de aterramento de 80 Ω .

Quando o transformador de entrada do consumidor possui a conexão Dyg, as alterações nas quantidades acumuladas dos afundamentos para tensões fase-terra são de no máximo 10% e somente para afundamentos com magnitude superior a 0,6 pu. Por exemplo, pode-se comparar essas quantidades para as resistências de 10 e 80 Ω nos afundamentos de magnitude abaixo de 0,9 pu (Figura 41).

Para tensões fase-fase, há alterações de até cerca de 20% nas quantidades acumuladas de afundamentos de qualquer magnitude para a conexão YGyg e alterações menores que 10% para a conexão Dyg (Figuras 40 e 41).

Para o valor de FI, a alteração no valor da resistência de aterramento do neutro do secundário do transformador de entrada do consumidor causa alterações acima de 10% para as tensões fase-terra na conexão YGyg. Há uma diminuição do valor de FI com o aumento do valor da resistência de aterramento neste caso, tendo-se, por exemplo, o valor de 2,00 com 1 Ω e 1,00 com 80 Ω . Para tensões fase-fase com a conexão YGyg, e para tensões fase-terra e fase-fase com a conexão Dyg, há uma alteração menor que 10%, conforme a Tabela 24, não havendo um padrão nas alterações.

Estes resultados são compreendidos sabendo que a alteração da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor se reflete principalmente sobre o valor da tensão de sequência zero neste nó, como mostra as Tabelas 15 e 17 para as tensões em regime.

Para a obtenção das tensões fase-fase, a tensão de sequência zero é subtraída, e na transformação de tensões causada pela conexão Dyg a corrente de sequência zero advinda da rede é suprimida. Assim, tem-se que a alteração na resistência de aterramento do neutro deste transformador pode não causar alteração relevante na quantidade de VTCD observados no nó do consumidor ao se considerar estas tensões ou esta conexão.

Quando, porém, o transformador de entrada do consumidor possui a conexão YGyg, esta conexão possibilita a continuidade do circuito de sequência zero. Assim, permite-se que a corrente nessa sequência flua entre os lados primário e secundário do transformador, proporcionando que a tensão de sequência zero no nó do consumidor seja mais influenciada pela rede. Isso explica a maior influência do valor da resistência de aterramento do neutro deste transformador, observada não somente para tensões fase-terra, como também para as tensões fase-fase.

As diferenças nas quantidades acumuladas entre os valores de aterramento utilizados quando são verificadas as tensões fase-fase possivelmente são devidas ao fato do sistema possuir linhas e cargas desequilibradas. Assim, haverá sempre uma corrente fluindo pelo neutro do transformador de entrada do consumidor, sendo, portanto, passível de que a alteração no seu valor gere mais ou menos eventos de VTCD observados no nó do consumidor.

Comparando-se as duas formas de verificação de tensão, por exemplo, observa-se na conexão YGyg que, para as tensões fase-fase em relação às tensões fase-terra, pode-se ter mais de 50% de redução na quantidade acumulada de afundamentos de tensão com magnitude inferior a 0,5 pu, como mostra a Figura 40. Uma diminuição das quantidades ocorre também em afundamentos com magnitudes até 0,7 pu para baixos valores da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor (valores de 1 a 10 Ω). Por outro lado, há um aumento de até 40% na quantidade acumulada de afundamentos de tensão com magnitude a partir de 0,7 pu, para as tensões fase-fase em relação às tensões fase-terra.

Para a conexão Dyg, ao contrário, observa-se reduções menores que 50% na quantidade acumulada de afundamentos de tensão com magnitude inferior a 0,6 pu, para as tensões fase-terra em relação às tensões fase-fase, por exemplo, como mostra a Figura 41. Essa diminuição das quantidades é praticamente igual para qualquer valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor. Enquanto isso, há um aumento de até 30% na quantidade acumulada de afundamentos de tensão com magnitude abaixo de 0,3 pu e a partir de 0,7 pu, para as tensões fase-fase em relação às tensões fase-terra.

Tratando-se do valor de FI, na conexão YGyg, para a comparação entre as formas de verificação de tensão deve ser observado o valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor. Por exemplo, com o valor de 1 Ω de resistência, para tensões fase-fase se obtém um valor de FI cerca de 100% menor que o obtido para tensões fase-terra. Enquanto isso, com o valor de 80 Ω de resistência, para tensões fase-terra se obtém um valor de FI praticamente igual ao que é obtido para tensões fase-fase (Tabela 24).

Na conexão Dyg, entretanto, o valor de FI para tensões fase-fase é sempre maior que o obtido para tensões fase-terra, sendo cerca de 12% maior para quase todos os valores da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor (Tabela 24).

Comparando-se as duas formas de conexão do transformador de entrada do consumidor, observa-se que, para a conexão Dyg em relação à conexão YGyg, pode-se ter até 70% e 30% menos afundamentos de tensão fase-terra com magnitudes menores que 0,5 pu e 0,7 pu, respectivamente. Já para os afundamentos de tensão fase-fase com magnitude entre 0,6 e 0,7

pu, pode-se ter quantidades cerca de 30% maiores para a conexão YGyg em relação à conexão Dyg (Figuras 40 e 41).

Para o valor de FI, observa-se que a conexão YGyg em relação a conexão Dyg apresenta valores de cerca de 20% a 70% menores, para tensões fase-terra, dependendo do valor da resistência de aterramento em questão. Para tensões fase-fase, o valor de FI é em torno de 25% menor para a conexão YGyg em relação à conexão Dyg (Tabela 24).

Em termos gerais, portanto, tem-se que, quando o transformador de entrada do consumidor possui conexão YGyg, será observado uma alteração significativa na quantidade de VTCD com a alteração no valor da resistência de aterramento do seu neutro, quando as cargas conectadas ao nó do consumidor possuem conexão entre fase e neutro. Quando as cargas conectadas ao nó do consumidor possuem conexão entre fases, não será observada essa influência.

O valor de FI que caracteriza o impacto sobre as cargas com conexão entre fases é sempre menor para a conexão YGyg e maior para a conexão Dyg, para todos os valores da resistência de aterramento. Enquanto isso, para as cargas com conexão entre fase e neutro, o valor de FI pode ser maior para a conexão YGyg em relação ao obtido com a conexão Dyg, como ocorre com o valor de 1Ω da resistência de aterramento.

Pode-se concluir a partir desses casos que, para a configuração de proteção e os valores da resistência de aterramento em questão utilizados, a melhor configuração para a conexão do transformador de entrada do consumidor é a YGyg, e, para as cargas, pode-se ter ambas as conexões. Quanto ao valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor, conclui-se que, para a conexão YGyg, valores em torno de 50Ω proporcionariam uma melhor relação entre as quantidades acumuladas de afundamentos e no valor de FI do consumidor, dado somente faltas na rede.

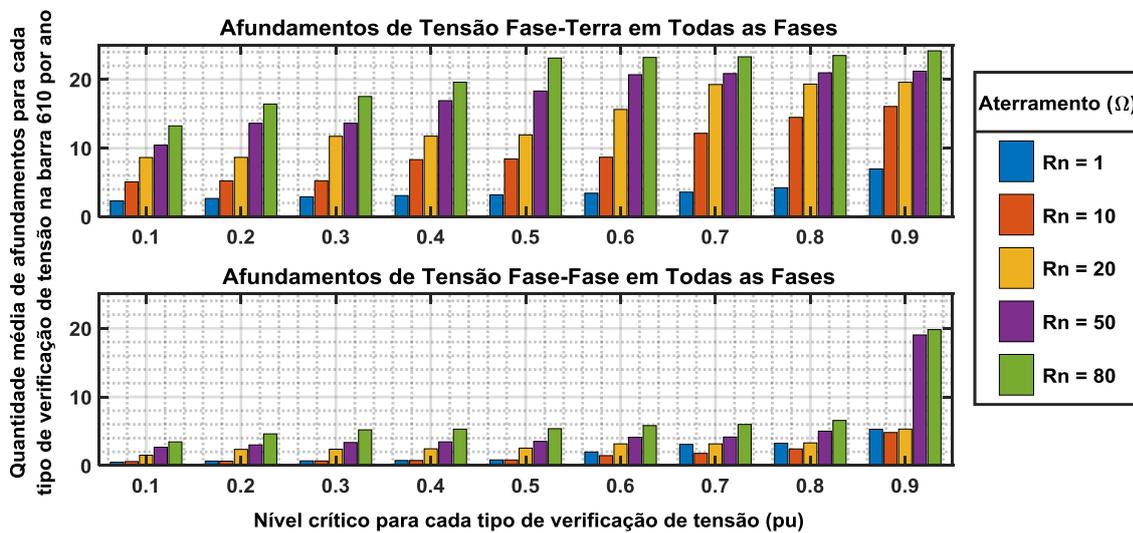
5.2 TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO COM RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO DO NEUTRO E TRANSFORMADOR DE ENTRADA COM ATERRAMENTO SÓLIDO E BARRA 610 (CASOS 2.A E 2.B)

Realiza-se simulações de faltas sólidas em todas as linhas e nos nós 150 e 610 (representando as falhas nos transformadores da subestação e de entrada do consumidor) e com faltas de todos os tipos. Utiliza-se de uma impedância de aterramento para o neutro do secundário transformador da subestação, e duas conexões diferentes do transformador de

entrada do consumidor, a saber, YGyg e Dyg. A impedância de aterramento é dada por uma resistência pura, variando-se seu valor.

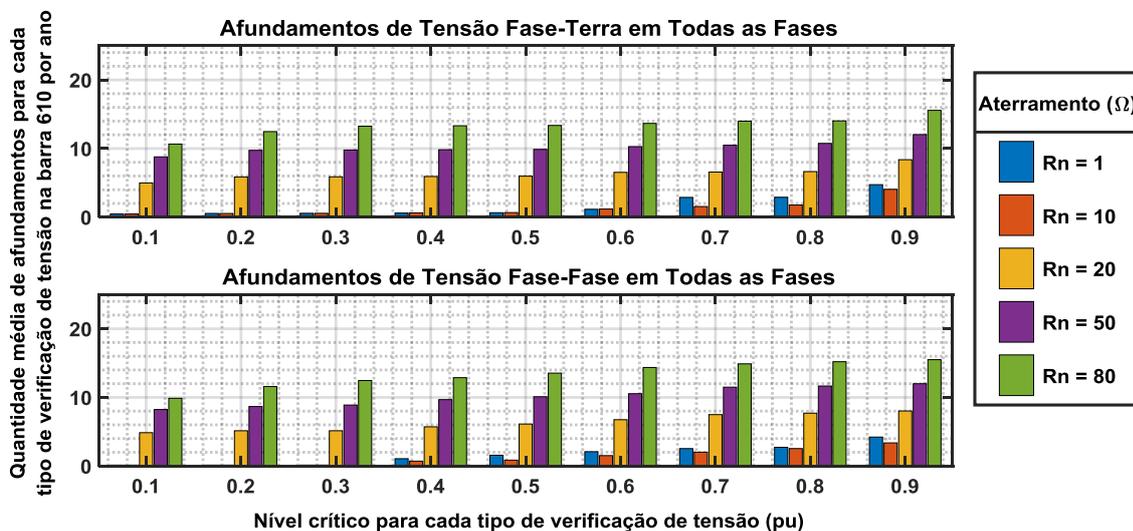
Os resultados são mostrados nas Figuras 42 e 43, para a quantidade acumulada de afundamentos observados no nó do consumidor para cada nível de tensão crítica. Os valores de FI para ambas as conexões de transformadores são apresentados na Tabela 25. Os resultados são apresentados para duas formas de verificação de tensão: tensões fase-terra e fase-fase e característica. Chama-se de tensão crítica o nível de tensão para o qual se contabiliza todos os afundamentos com magnitude inferior, sendo os termos $u_{Bm_{ijk}}$ e $u_{Bm_{jk}}$ da Equação (14).

Figura 42 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 2.a.



Fonte: Autor.

Figura 43 – Quantidade de afundamentos acumulada para o caso 2.b.



Fonte: Autor.

Tabela 25 – Valores para o FI para os casos 2.a e 2.b.

Resistência (Ω)	Para Tensões Fase-Terra		Para Tensões Fase-Fase	
	<i>YGyg</i>	<i>Dyg</i>	<i>YGyg</i>	<i>Dyg</i>
1	1,61	1,45	1,18	1,44
10	8,46	1,00	1,00	1,17
20	10,34	2,55	2,00	2,17
50	11,66	3,83	3,01	3,33
80	10,72	4,91	3,93	4,64

O FI_{BASE} utilizado para as tensões fase-terra possui o valor de 0,033, obtido com a conexão *Dyg* e a resistência de 10 Ω para o aterramento do neutro do transformador da subestação. O FI_{BASE} utilizado para as tensões fase-fase possui o valor de 0,024, obtido com a conexão *YGyg* e a resistência de 10 Ω para o aterramento do neutro do transformador da subestação.

Por uma análise dos resultados apresentados nas Figuras 42 e 43, observa-se, como nos casos 1.a e 1.b, que a quantidade de afundamentos para cada nível de tensão crítica e o valor de FI para o consumidor industrial do nó 610 variam consideravelmente de acordo com a conexão do seu transformador de entrada e segundo a forma de verificação do distúrbio, se verificado em para tensões fase-terra ou fase-fase.

Ao se analisar a influência da alteração da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação nas quantidades de afundamentos de tensão observados por uma carga no nó do consumidor e no valor de FI neste consumidor, deve-se considerar que:

- essa influência pode se pronunciar tanto na amplitude quanto na duração das VTCD observadas no nó do consumidor: atua sobre o desbalanceamento das tensões na rede e sobre a magnitude da corrente de faltas a terra;
- a forma da conexão de XFM-1 só altera as amplitudes das VTCD, mas tem pouca influência sobre a duração;
- como as faltas nos nós 150 e 610 possuem pouca ocorrência (em comparação com as faltas que ocorrem em toda a rede), as quantidades relacionadas a elas também possuem valores baixos;
- logicamente, as faltas nos nós 150 e 610 sempre causarão afundamentos de baixíssima amplitude (menores que 0,1 pu, provavelmente), não importando a resistência de aterramento utilizada para o neutro do transformador da subestação entre os valores utilizados;

Os resultados mostram que a alteração no valor da resistência de aterramento do neutro do secundário do transformador da subestação, para ambas as conexões do transformador de entrada do consumidor, causa alterações acima de 10% nas quantidades acumulada dos afundamentos de qualquer magnitude para tensões fase-terra.

Quando o transformador de entrada do consumidor possui a conexão YGyg, observa-se pela Figura 42 que há, para a resistência de aterramento de 10 Ω , cerca de 50% menos afundamentos fase-terra com magnitude menor que 0,7 pu, em comparação com a resistência de aterramento de 80 Ω , por exemplo.

Quando o transformador de entrada do consumidor possui a conexão Dyg, por exemplo, observa-se pela Figura 43 que há, para a resistência de aterramento de 10 Ω , cerca de sete vezes menos afundamentos fase-terra com magnitude menor que 0,7 pu, em comparação com a resistência de aterramento de 80 Ω .

Para tensões fase-fase, há, também, alterações acima de 10% nas quantidades dos afundamentos de quase todas as magnitudes, para ambas as conexões (Figuras 42 e 43).

Quando o transformador de entrada do consumidor possui a conexão YGyg, observa-se pela Figura 42 que há, para a resistência de aterramento de 10 Ω , cerca de três vezes menos afundamentos fase-fase com magnitude menor que 0,7 pu, em comparação com a resistência de aterramento de 80 Ω , por exemplo.

Quando o transformador de entrada do consumidor possui a conexão Dyg, por exemplo, observa-se pela Figura 43 que há, para a resistência de aterramento de 10 Ω , cerca de sete vezes menos afundamentos fase-fase com magnitude menor que 0,7 pu, em comparação com a resistência de aterramento de 80 Ω .

Para o valor de FI, a alteração no valor da resistência de aterramento do neutro do secundário do transformador de subestação causa, em geral, alterações acima de 10%, para ambas as conexões do transformador de entrada do consumidor e para ambas as formas de verificação de tensão, conforme a Tabela 25.

Há um aumento do valor de FI com o aumento do valor da resistência de aterramento para ambas as formas de verificação de tensão e em ambas as conexões. Tem-se com a conexão YGyg, para tensões fase-terra, por exemplo, os valores de 1,61 com 1 Ω e de 10,72 com 80 Ω , representando um aumento de cerca de seis vezes no valor de FI. Já com a conexão Dyg, tem-se para tensões fase-terra, por exemplo, os valores de 1,45 com 1 Ω e de 4,91 com 80 Ω , representando um aumento de cerca de três vezes no valor de FI (Tabela 25).

Para as tensões fase-fase, tem-se com a conexão YGyg, por exemplo, os valores de 1,18 com 1 Ω e de 3,93 com 80 Ω , representando um aumento de quase quatro vezes no valor de FI.

Já com a conexão Dyg, tem-se, por exemplo, o valor de 1,44 com 1Ω e 4,64 com 80Ω , representando um aumento de cerca de três vezes no valor de FI (Tabela 25).

Estes resultados são compreendidos sabendo que a alteração da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, como já mencionado, se reflete sobre o valor das tensões de sequência em toda rede, não somente para a sequência zero, pois atua sobre as correntes de falta a terra. Assim, mesmo que para a obtenção das tensões fase-fase e na transformação de tensões causada pela conexão Dyg a tensão de sequência zero seja subtraída, tem-se que a alteração na resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação pode causar alteração na quantidade de VTCD observadas no nó do consumidor ao se considerar estas tensões ou esta conexão.

As diferenças nas quantidades entre os valores de aterramento utilizados quando são verificadas as tensões fase-fase também podem ser devidas ao fato do sistema possuir linhas e cargas desequilibradas. Assim, com o aumento do valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, pode ocorrer a redução nas magnitudes das tensões de algumas fases em regime, como mostra as Tabelas 18 e 20, o que pode proporcionar um aumento do número de eventos de VTCD observados no nó do consumidor.

Comparando-se as duas formas de verificação de tensão, por exemplo, observa-se na conexão YGyg que, para as tensões fase-fase em relação às tensões fase-terra, pode-se ter até cerca de seis vezes menos a quantidade de afundamentos de tensão com magnitude inferior a 0,7 pu, como mostra a Figura 42. Essa diminuição das quantidades é mais relevante para altos valores da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação (valores de 10 a 80Ω).

Para a conexão Dyg, porém, observam-se reduções menores que 10% nas quantidades de afundamentos de tensão com magnitude inferior a 0,7 pu, para as tensões fase-terra em relação às tensões fase-fase, por exemplo, como mostra a Figura 43. Essa diminuição das quantidades também não é a mesma para todos os valores utilizados para a resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação.

Tratando-se do valor de FI, este é sempre maior para tensões fase-terra em relação às tensões fase-fase na conexão YGyg e quase equivalente para as tensões fase-fase em relação às tensões fase-terra na conexão Dyg. As diferenças entre os valores dependem do valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação.

Na conexão YGyg, por exemplo, com o valor de 1Ω de resistência, para tensões fase-fase se obtém um valor de FI cerca de 30% menor que o obtido para tensões fase-terra. Enquanto

isso, com o valor de 80Ω de resistência, para tensões fase-terra se obtém um valor de FI mais de duas vezes maior que o obtido para tensões fase-fase (Tabela 25).

Na conexão Dyg, para tensões fase-fase se obtém um valor de FI menos de 20% menor que o obtido para tensões fase-terra, para quase todos os valores da resistência de aterramento em questão (Tabela 25).

Comparando-se as duas formas de conexão do transformador de entrada do consumidor, observa-se que, para a conexão Dyg, pode-se ter até cerca de seis vezes menos afundamentos de tensão fase-terra com magnitude menor que 0,7 pu em relação à conexão YGyg. Já para os afundamentos de tensão fase-fase com magnitude menor que 0,7 pu, pode-se ter quantidades seis vezes maiores para a conexão Dyg em relação à conexão YGyg (Figuras 42 e 43).

Para o valor de FI, observa-se que a conexão Dyg em relação a conexão YGyg apresenta valores cerca de 10% até oito vezes menores, para tensões fase-terra. Para tensões fase-fase, por outro lado, o valor de FI é em torno de 10% a 20% maior para a conexão Dyg em relação à conexão YGyg (Tabela 25).

Em termos gerais, portanto, tem-se que, para ambas as conexões do transformador de entrada do consumidor, será observada uma alteração significativa na quantidade de VTCD com a alteração no valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação. Ela será observada tanto quando as cargas conectadas ao nó do consumidor possuem conexão entre fase e neutro quanto quando elas possuem conexão entre fases.

O valor de FI que caracteriza o impacto sobre as cargas com conexão entre fases é menor para a conexão YGyg e maior para a conexão Dyg, para todos os valores de resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, enquanto que para as cargas com conexão entre fase e neutro, o valor de FI é sempre maior para a conexão YGyg, podendo-se ter valores muito maiores em relação aos obtidos com a conexão Dyg.

Pode-se concluir a partir desses casos que, para a configuração de proteção e os valores da resistência de aterramento em questão utilizados, a melhor configuração para a conexão do transformador de entrada do consumidor é a Dyg, e, para as cargas, a conexão entre fases. Quanto ao valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de subestação, conclui-se que, para a conexão Dyg, o valor de 10Ω é o que apresentou a melhor relação entre as quantidades acumuladas de afundamentos e o valor de FI do consumidor, dado somente faltas na rede.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

6.1 CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Nesta dissertação foi apresentada uma proposta de análise da influência da conexão e do aterramento do neutro de transformadores no contexto de MT e BT sobre as VTCD, aplicando-se a estratificação e mensuração de impacto presente no PRODIST, sendo especificamente enfatizada a influência sobre os afundamentos de tensão.

As quantificações das VTCD foram realizadas segundo a estratificação em nove regiões de sensibilidade do PRODIST, a qual avalia tanto a magnitude quanto a duração dos distúrbios, por meio da qual foi calculado os valores de FI. Os afundamentos de tensão foram também quantificados separadamente, avaliando-se sua frequência de ocorrência acumulada, considerando-se níveis críticos de sensibilidade de magnitude de tensões de 0,1 a 0,9 pu.

Foram utilizadas duas formas de verificação de tensão: tensões fase-terra e tensões fase-fase. Praticaram-se quantificações unificadas, considerando-se todos os tipos de faltas juntas, realizando-se uma verificação geral da influência das configurações de conexão do transformador de entrada do consumidor, do aterramento do neutro de ambos transformadores e da forma de verificação de tensão nas quantidades totais de distúrbios e no valor de FI.

De uma forma geral os resultados obtidos mostram que a quantidade de VTCD segundo a estratificação do PRODIST sentidos por um consumidor industrial variam consideravelmente de acordo com a conexão do seu transformador de entrada e segundo a forma de verificação do distúrbio: tensões fase-terra ou fase-fase.

Quando se verificou o aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor, observou-se que ele exerce influência com a conexão YGyg, sendo ela maior para distúrbios verificados por tensões fase-terra do que por tensões fase-fase. Assim, essa influência será sentida principalmente por uma carga com conexão entre fase e neutro.

Generalizando-se, para cargas com conexão entre fase e neutro, a quantidade acumulada de afundamentos com magnitude de até 0,7 pu diminui em cerca de 20 a 30% com o aumento da resistência de aterramento do transformador de entrada do consumidor, para a conexão YGyg. Para a conexão Dyg, entretanto, há um aumento de até 10% nas quantidades acumulada dos afundamentos para cargas com essa conexão e para afundamentos com magnitude igual ou superior a 0,8 pu. Para cargas com conexão entre fases, há alterações de até cerca de 20% nas quantidades de afundamentos de qualquer magnitude para a conexão YGyg e alterações menores que 10% para a conexão Dyg.

As alterações nos valores de FI para cada valor da resistência de aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor também são dependentes da conexão deste transformador. Para cargas com conexão entre fase e neutro, com a conexão YGyg, há valores mais altos para valores menores de resistência, sendo as alterações no valor acima de 10%. Para tensões fase-fase com a conexão YGyg, e para tensões fase-terra e fase-fase com a conexão Dyg, há alterações menores que 10%, não havendo um padrão nelas.

Quando se verificou o aterramento do neutro do transformador da subestação, observou-se que ele exerce influência significativa sobre distúrbios para todas as formas de conexão de cargas, e para ambas as conexões do transformador de entrada do consumidor.

Pela avaliação, para as cargas com conexão entre fase e neutro, para ambas as conexões do transformador de entrada do consumidor, a quantidade acumulada de afundamentos aumentou com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação. Por exemplo, para a conexão YGyg, a quantidade acumulada de afundamentos com magnitudes até 0,7 pu aumentou em cerca de 50% com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação de 10 Ω para 80 Ω . Com a conexão Dyg, a quantidade acumulada de afundamentos com magnitudes até 0,7 pu aumentou em cerca de sete vezes com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação de 10 Ω para 80 Ω , por exemplo.

Para cargas com conexão entre fases, há, também, um aumento na quantidade de afundamentos com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação. Observaram-se aumentos de cerca de três vezes e de cerca de sete vezes nas quantidades dos afundamentos com magnitudes até 0,7 pu, para as conexões YGyg e Dyg, respectivamente, com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação de 10 Ω para 80 Ω , por exemplo.

As alterações no valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação também se refletiram nos valores de FI. Em geral, houve um aumento acima de 10% no valor de FI com o aumento do valor da resistência de aterramento, para ambas as conexões do transformador de entrada do consumidor e para ambas as formas de conexão de cargas.

Tem-se com a conexão YGyg, para cargas com conexão entre fase e neutro, por exemplo, um aumento de cerca de 20% no valor de FI com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação de 10 Ω para 80 Ω . Já com a conexão Dyg, tem-se para as cargas com conexão entre fase e neutro, por exemplo, um aumento de cerca de três vezes no valor de FI com o aumento dessa resistência de 10 Ω para 80 Ω .

Para cargas com conexão entre fases, tem-se com ambas as conexões, por exemplo, um aumento de cerca de três vezes no valor de FI com o aumento da resistência de aterramento do transformador da subestação de 10 Ω para 80 Ω .

Esses resultados indicam que o valor da resistência de aterramento do transformador de entrada do consumidor pode oferecer alguma atenuação nas quantidades de VTCD para a conexão YGyg desse mesmo transformador. Se for possível sua aplicação ou a mudança no seu valor, um valor adequado está na faixa de 50 Ω , para ambas as formas de conexão das cargas. Se a conexão do transformador de entrada do consumidor for Dyg, para nenhuma das formas de conexão seria observada uma influência considerável do valor dessa resistência de aterramento.

Já se tratando do valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, os resultados apontam que sua influência atua sobre todos os distúrbios de QEE, para todas as formas de conexão da carga e para ambas as conexões do transformador de entrada.

É mostrado que, em praticamente todos os casos, maiores valores de resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação proporcionam mais VTCD e piora o valor de FI. Se for possível sua aplicação ou a mudança no seu valor, um valor adequado está na faixa de 1 a 10 Ω , se a conexão majoritária das cargas do consumidor for entre fases, para ambas as conexões do transformador de entrada. Se a conexão majoritária das cargas do consumidor for entre fase e neutro, os valores são de cerca de 1 Ω e 10 Ω , para as conexões YGyg e Dyg do transformador de entrada, respectivamente.

De uma forma mais relevante, os resultados indicam que a conexão Dyg é a forma de conexão para o transformador de entrada que pode apresentar uma menor vulnerabilidade do consumidor aos distúrbios de QEE resultantes de faltas na rede. Conclui-se isso, principalmente, dado os melhores resultados apresentados para a conexão entre fase e neutro de cargas, quando se avaliou a influência do valor da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação.

A conexão YGyg para o transformador de entrada, quando este possui um alto valor da resistência de aterramento do neutro, se mostra a mais recomendada para consumidores com cargas conectadas tanto entre fase e neutro quanto entre fases.

Já quando há altos valores da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação, a conexão Dyg para o transformador de entrada se mostra, a mais recomendada para consumidores com cargas monofásicas conectadas entre fase e neutro (uma conexão usual para equipamentos e aparelhos monofásicos, como as lâmpadas). Nesses casos, porém, a

conexão YGyg, mostra-se a mais recomendada para cargas trifásicas conectadas em delta (uma conexão usual para motores elétricos), por exemplo, pois apresentou melhores resultados para a conexão de cargas entre fases quando foi avaliado a influência da resistência de aterramento do neutro do transformador da subestação.

Assim, essa dissertação teve como contribuição a apresentação de um estudo para a verificação da utilização da conexão e do aterramento do neutro de transformadores para a mitigação dos distúrbios de QEE, através de análises estatísticas com uma metodologia de predição. Nele foram realizadas avaliações específicas e abrangentes, considerando-se uma quantificação de afundamentos de tensão para diversos níveis de tensão e uma quantificação de VTCD de acordo com o PRODIST.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como para os estudos desta dissertação se utilizou somente de um sistema de distribuição, de configuração radial, onde se limita a avaliar a contribuição de faltas internas ao sistema, trabalhos posteriores poderiam utilizar de sistemas diferentes, considerando-se também a contribuição de distúrbios devidos às faltas ocorridas em sistemas de níveis de tensão superiores, como sistemas de subtransmissão ou transmissão.

Explorando-se a metodologia, poder-se-ia realizar estudos que utilizassem métodos de predição estocástica, como o de Monte Carlo, para a simulação de faltas sem tipo e variação pré-determinada, possivelmente retornando com menos simulações resultados satisfatórios. Também se poderiam observar as alterações de ângulo de fase nas tensões durante os distúrbios, o qual influencia em alguns tipos de cargas.

Estudos futuros poderiam também considerar outras configurações e tempos de atuação dos dispositivos de proteção, inclusive verificando a alocação e configuração ótima dos dispositivos para fins de mitigação de VTCD, conhecendo-se as taxas de faltas ou probabilidades de ocorrência para pontos diferentes do sistema. Aliado a isso, poder-se-ia explorar a influência da topologia dos sistemas nas quantidades dos distúrbios, realizando-se estudos de otimização de configurações de chaves, por exemplo.

Por fim, explorando-se o contexto de microgeração, poder-se-ia analisar a influência de geradores conectados a alguns nós do sistema utilizado ou de outro sistema, inclusive ao nó do consumidor industrial avaliado. O estudo poderia ser expandido para que se avaliasse o impacto econômico dos distúrbios.

REFERÊNCIAS

- ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**. New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 1995. 513 p. ISBN: 0-7803-1145-0.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 664/2015, Brasília: 2018, p. 19–21.
- ANGELINI, F. J.; SHIPP, D. D. Characteristics of Different Power Systems Neutral Grounding Techniques: Fact and Fiction. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE ON PULP AND PAPER INDUSTRY, 1990, Seattle. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 1990. p. 107–116.
- ALSTOM. **Network Protection & Automation Guide**. Cayfosa: ALSTOM, 2002. 497 p. ISBN: 2-9518589-0-6.
- AUNG, M. T.; GUPTA, C. P; MILANOVIC, J. V. Propagation of Asymmetrical Sags and the Influence of Boundary Crossing Lines on Voltage Sag Prediction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 19, n. 4, p. 1819–1827, Oct. 2004.
- AUNG, M. T.; MILANOVIC, J.Y. The Influence of Transformer Winding Connections on the Propagation of Voltage Sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 1, p. 262–269, Jan. 2006.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. System-Grounding Principles. In: **Protective Relaying: Principles and Applications**. 4. ed. Boca Raton: CRC Press LCC, 2014. p. 203. ISBN: 978-1-4398-8812-4.
- BECKER, C. et al. Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std. 493, the Gold Book. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Piscataway, v. 30, p. 805–821, May/June 1994.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions**. New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999. 543 p. ISBN: 0-7803-4713-7.
- BOLLEN, M. H. J.; CROSSLEY, P. A.; YALCINKAYA, G. Characterization of Voltage Sags in Industrial Distribution Systems. **IEEE Transactions Industrial Application**, Piscataway, v. 34, p. 682–688, July 1998.
- BOLLEN, M. H. J. Fast Assessment Methods for Voltage Sags in Distribution System. **IEEE Transactions Industrial Application**, Piscataway, v. 32, n.6, p.1414–1423, Nov./Dec. 1996.
- BORGHETTI, A. et al. Power Distribution Practices in USA and Europe: Impact on Power Quality. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 8., 1998, Athens. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 1998. p. 24–29.
- BURKE, J. J.; LAWRENCE, D. J. Characteristics of Fault Currents on Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-103, n. 1, p. 1–6, Jan. 1984.

CARPINELLI, G. et al. Complete Matrix Formulation of Fault-position Method for Voltage-dip Characterization. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Piscataway, v. 1, p. 56–64, Jan. 2007.

CARPINELLI, G. et al. Methods for Assessing the Robustness of Electrical Power Systems Against Voltage Dips. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 24, p. 43-51, Jan. 2009.

CHAN, J. Y.; MILANOVIC, J. V.; DELAHUNTY, A. Risk-Based Assessment of Financial Losses due to Voltage Sag. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 2, p. 492-500, Apr. 2011.

CLARKE, E.; CRARY, S. B.; PETERSON, H. A. Overvoltages During Power-Systems Faults. **AIEE Transactions**, Piscataway, v. 58, p. 377–385, Aug. 1939.

CLIFF, G.; KEVIN, L.; CONRAD, L. Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dips. **IEEE Transactions Industrial Application**, Piscataway, v. 27, p. 167–172, Jan./Feb. 1991.

DAS, R. **Determining the Locations of Faults in Distribution Systems**. 1998. 206 f. Tese (Doutorado em Filosofia) – Department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Saskatoon, 1998.

FERREIRA, G. D. **Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída**. 2013. 130 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

FILHO, J. M. C. et al. Comparative Analysis between Measurements and Simulations of Voltage Sags. In: **IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS QUALITY OF POWER**, 10., 2002, Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro: IEEE, 2002. p. 435–439.

FILHO, J. M. C. et al. Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 3, p. 1472–1480, July 2008.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. Symmetrical Components and Sequence Networks. In: **Power System Analysis**. McGraw-Hill series in electrical and computer engineering: Power and energy Electrical and Computer Engineering Series. Singapore: McGraw-Hill, 1994. p. 417–459. ISBN: 0-07-061293-5.

GRISCOM, S. B. Grounding of Power Systems Neutrals. In: ABB Power T&D Company. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book**. 5. ed. [S.l.], 1997. p. 643–665. ISBN: N/A.

HALDER, E. L.; CUNNINGHAM, J. C. Relay and Circuit-Breaker Application. In: ABB Power T&D Company. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book**. 5. ed. [S.l.], 1997. p. 358. ISBN: N/A.

HAMZAH, N. et al. The Propagation of Voltage Sag Through Transformer Connections in a Power System Network. In: **INTERNATIONAL POWER ENGINEERING AND**

OPTIMIZATION CONFERENCE (PEOCO2010), 4., 2010, Shah Alam. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 424–429.

HAMZAH, N. et al. Hypothesis Testing for Fault Analysis and The Propagation of Faulted Voltage through Transformer Connections. In: 2011 IEEE STUDENT CONFERENCE ON RESEARCH AND DEVELOPMENT (SCORED), 2011, Cyberjaya. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 215–220.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power Systems Relaying**. 4. ed. Chennai: John Wiley & Sons, 2014. 398 p. ISBN: 978-1-118-66200-7.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-127:2010: Measuring relays and protection equipment - Part 127: Functional requirements for over/under voltage protection**. Geneva, 2010. 49 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C37.112-1996: IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays**. New York, 1996. 19 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C37.42-2016: IEEE Standard Specifications for High Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories**. New York, 2016. 59 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.105-1978: IEEE Guide for Application of Transformer Connections in Three-Phase Distribution Systems**. New York, 1978, Reaffirmed in 1999 and 2008. 33 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std C62.92.1-2000: IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems—Part I: Introduction**. New York, 2000. 25 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Distribution Test Feeders**. 2000. IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 12 de outubro de 2017.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1159-2009: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. New York, 2009. 91 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 142-2007: IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems**. New York, 2007. 215 p.

KOVAL, D. et al. Canadian National Power Quality Survey: Frequency and Duration of Voltage Sags and Surges at Industrial Sites. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Piscataway, v. 34, n. 5, p. 904–910, 1998.

LEITÃO, J. J. L. et al. Power Quality Indices Assessments on the Transmission Network in the Northeast of Brazil. In: 2006 IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2006, Caracas. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. 5 f.

LEBORGNE, R. C.; OLGUIN, G.; BOLLEN, M. H. J. Sensitivity Analysis of Stochastic Assessment of Dips. In: 2004 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY (POWERCON 2004), 2004, Singapore. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2004. p. 69–74.

LEBORGNE, R. C. et al. Effect of PQ-monitor Connection on Voltage Dip Indices: PN vs PP Voltages. **Electric Power Quality and Utilisation Magazine**, [S.l.], v. 2, n. 1, p. 19–26, 2006.

LEBORGNE, R. C. et al. Voltage sag propagation: Case study based on measurements. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 12., 2006, Cascais. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. 6 f.

LEBORGNE, R. C. et al. Differences in Voltage Dip Exposure Depending Upon Phase-to-Phase and Phase-to-Neutral Monitoring Connections. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 22, n. 2, p. 1153–1159, Apr. 2007.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage Sag Studies in Distribution Networks — Part II: Voltage Sag Assessment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 3, p. 1670–1678, July 2006.

MATHWORKS. **MATLAB R2017b User's Guide**. 2017. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/matlab/>>. Acesso em: 12 de outubro de 2017.

MCGRANAGHAN, M. F.; MUELLER, D. R.; SAMOTYJ, M. J. Voltage Sags in Industrial Systems. **IEEE Transactions Industrial Application**, Piscataway, v. 29, p. 397–403, Mar./Apr. 1993.

MCGRANAGHAN, M. F.; ROETTGER, B. Economic Evaluation of Power Quality. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 22, p. 8–12, Feb. 2002.

MELHORN, C. J.; DAVIS, T. D.; BEAM, G. E. Voltage Sags: Their Impact on the Utility and Industrial Customers. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Piscataway, v. 34, n. 3, p. 549–558, May/June 1998.

MELIOPOULOS, A. P. S. Impact of Grounding System Design on Power Quality. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, Nov. 2001.

MILANOVIC, J. V.; GUPTA, C. P. Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags - Part I: The Methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 2, p. 918–924, Apr. 2006.

MILANOVIC, J. V.; GNATIV, R.; CHOW, K. W. M. The influence of loading conditions and network topology on voltage sags. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 9., 2000, Orlando. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2000. p. 757-762.

QADER, M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N. Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Piscataway, v. 35, n. 1, Jan. 2000, p. 152–162.

SHORT, T. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton: CRC Press LCC, 2014. 762 p. ISBN: 978-1-4665-9866-9.

TOSHIBA. **Instruction Manual Under/Overvoltage Protection Relay GRD130-xxxD**. 2017. Disponível em: < <http://www.toshiba-tds.com/tandd/pdf/pcsystems/Manual/GRD130D-6F2S0904-1.2.pdf>>. Acessado em 20 de maio de 2018.

WILLHEIM, R.; WATERS, M. **Neutral Grounding in High-Voltage Transmission**. New York: Elsevier, 1956. 669 p. ISBN: 978-0-4444-0645-3.

WANG, J.; CHEN, S.; LIE, T. T. Estimating Economic Impact of Voltage Sags. In: 2004 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY (POWERCON 2004), 2004, Singapore. **Proceedings...** Singapore: IEEE, 2004. p. 350–355.

APÊNDICE A: CONSIDERAÇÕES SOBRE AS SIMULAÇÕES NO ATP

Para realizar as simulações, primeiramente criou-se e simulou-se o circuito da rede do sistema no ATPDraw, gerando um arquivo **atp* (chamado de cartão do ATP). Utiliza-se este arquivo **atp* como um arquivo de referência para as simulações de faltas. Esse formato pode ser aberto como um arquivo **txt*, que permite modificações. Para cada falta, faz-se, então, modificações no arquivo **atp* base.

Para as faltas realizadas no ponto médio das linhas, para uma dada linha *i*, faz-se o seu seccionamento em duas partes, criando-se duas linhas com as mesmas impedâncias percentuais, cada uma com metade do comprimento da linha original. Cria-se, assim, um nó adicional no ponto médio da linha original. Para a(s) fase(s) em falta da linha *i*, neste nó adicional é criado uma ligação a terra para as faltas FT, FFT e FFFT e/ou à(s) outra(s) fase(s) para as faltas FF, FFT e FFFT, utilizando-se dos modelos de chave e de resistência do ATP, simulando-se, desse modo, os diversos tipos de falta. Para as faltas nos nós dos secundários dos transformadores, somente faz-se as ligações a terra e/ou à(s) outra(s) fase(s) neste mesmo nó.

Para cada falta é gerado um arquivo **atp*. Após gerados todos os arquivos **atp*, passa-se à rotina de simulação, na qual é chamado o arquivo executável do ATP, denominado *runATP.exe*. Gera-se, desta forma, os arquivos **pl4* para cada simulação.

Os arquivos **pl4* são os arquivos que contém todos os dados das tensões e correntes das simulações: seu tamanho em bytes é proporcional ao tempo de simulação, a taxa de amostragem e a quantidade de variáveis medidas. Uma variável corresponde à uma tensão ou corrente medida em uma fase: assim, se são medidas, em um nó com as três fases presentes, as tensões sobre ele e as correntes que saem dele por uma linha, tem-se 6 medidas.

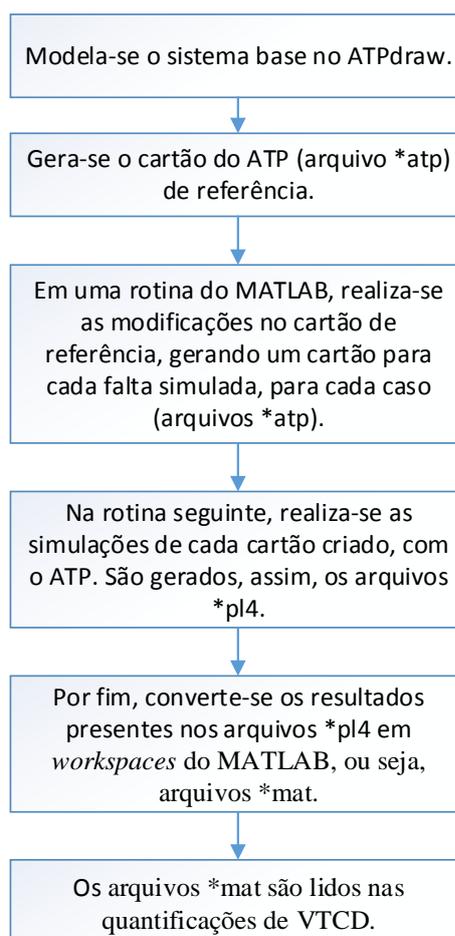
As simulações realizadas se dão até o instante de tempo de 0,08476 s, que corresponde, aproximadamente, ao instante do quinto pico de tensão da fase A da fonte de tensão, finalizando-se, portanto, no início quinto período de simulação. Utiliza-se uma taxa de amostragem de 10^{-6} s (10^6 amostras/s), o que corresponde, aproximadamente, à $1,67 \cdot 10^4$ amostras por período de 60 Hz. Um arquivo **pl4* com esta duração de simulação e esta taxa de amostragem, com 25 variáveis de dados de medição, possui um tamanho de cerca de 8,40 Mb, tendo-se, assim, mais de 0,3 Mb para cada variável.

Cada arquivo **pl4* é convertido para um arquivo **mat*, utilizando-se do executável *runGTPPL.exe* presente no ATP. Os arquivos **mat* contém um *workspace* dos dados medidos, e possuem tamanho em bytes aproximadamente igual aos seus respectivos arquivos **pl4*. São eles que são lidos nas rotinas de quantificação de VTCD implementadas no MATLAB.

O tempo de simulação necessário para criar um arquivo *.pl4 de 8,40 Mb é de cerca de 15 segundos, sendo aproximadamente o mesmo tempo necessário para a conversão para um arquivo *.mat. Ao total, considerando-se todos os quatro casos estudados, para todas as configurações, foram simulados e convertidos 55.760 arquivos, o que exige cerca de 19 dias (ou cerca de 465 horas) de operação do recurso computacional, se tudo for realizado sequencialmente e ininterruptamente. O *hardware* utilizado é um *desktop* com o processador Intel Core i7-3770 CPU de 3,40 GHz, com 16,0 GB de memória RAM, possuindo, como sistema operacional, o Windows 7 Ultimate de 64 Bits.

O ATPdraw (que pode ser considerado uma interface gráfica do ATP) é assim utilizado somente para a criação dos arquivos *.atp bases. O *software* que é chamado na rotina de simulações do MATLAB é o ATP. Um fluxograma das etapas mencionadas para a geração de cada arquivo de simulação é dado na Figura 44.

Figura 44 – Fluxograma da criação dos arquivos de simulação.



Fonte: Autor.

APÊNDICE B: CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA 123 NÓS E A MODELAGEM UTILIZADA

O sistema IEEE de 123 nós possui doze configurações de linhas, diferenciando-se pelo tipo de condutor utilizado (tendo-se linhas áreas e cabos subterrâneos), pelo número de fases e a forma do espaçamento entre os condutores de cada uma e pela presença ou não de condutor para o neutro. Sendo todas as configurações respectivas à linhas desbalanceadas, suas impedâncias e susceptâncias *shunt* são representadas por matrizes 3x3 como as dadas pelas equações de \mathbf{Z} e \mathbf{S} abaixo, respectivamente, conforme o modelo π de linha.

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{aa} & r_{ab} & r_{ac} \\ r_{ba} & r_{bb} & r_{bc} \\ r_{ca} & r_{cb} & r_{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{aa} & x_{ab} & x_{ac} \\ x_{ba} & x_{bb} & x_{bc} \\ x_{ca} & x_{cb} & x_{cc} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_{shunt\ aa} & S_{shunt\ ab} & S_{shunt\ ac} \\ S_{shunt\ ba} & S_{shunt\ bb} & S_{shunt\ bc} \\ S_{shunt\ ca} & S_{shunt\ cb} & S_{shunt\ cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathcal{Y}_{shunt\ aa} & \mathcal{Y}_{shunt\ ab} & \mathcal{Y}_{shunt\ ac} \\ \mathcal{Y}_{shunt\ ba} & \mathcal{Y}_{shunt\ bb} & \mathcal{Y}_{shunt\ bc} \\ \mathcal{Y}_{shunt\ ca} & \mathcal{Y}_{shunt\ cb} & \mathcal{Y}_{shunt\ cc} \end{bmatrix}^{-1}$$

No ATPdraw os componentes utilizados para as linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas são o LINEPI_3, LINEPI_2 e LINEPI_1, respectivamente, sendo utilizado o componente SPLITTER para possibilitar a conexão de uma linha trifásica com uma bifásica ou monofásica.

As cargas forma modeladas como de impedância constante, como dito antes. Assim, obtêm-se a parte real e imaginária da impedância de uma carga de potência real P e potência imaginária Q conectada ao nó k , sendo dada por

$$r_{k\text{carga}} = \text{real} \left(\frac{V_k^2}{P_k - jQ_k} \right)$$

$$x_{k\text{carga}} = \text{imag} \left(\frac{V_k^2}{P_k - jQ_k} \right)$$

sendo, V_k a tensão de fase base do nó (dada por $V_{base}/\sqrt{3}$, sendo V_{base} uma tensão de linha) se a carga está conectada em estrela (Y) ou a tensão de linha base (V_{base} , sendo V_{base} uma tensão de linha) se a carga está conectada em delta (D).

As cargas não trifásicas são modeladas no ATPdraw pelo componente RLC, que representa uma impedância entre uma fase e a terra para as cargas com conexão em Y ou uma impedância entre duas fases presentes para as cargas com conexão em D (nos casos de haver

duas fases). Já as cargas trifásicas em Y e D são modeladas pelos componentes RLCY3 e RLCD3, respectivamente. Para todos os casos, optou-se por representar no ATPdraw a parte imaginária da impedância da carga somente com a parte indutiva do componente.

Todas as cargas com conexão em Y não possuem seu neutro aterrado, pois isto influenciaria nas correntes das faltas a terra.

A modelagem dos bancos de capacitores no ATPdraw também foi feita se utilizando o componente RLC, no qual somente a parte capacitiva é preenchida, cujo valor, para um banco de capacitores conectado ao nó k é dado por

$$x_{k\text{capacitor}} = \frac{V_k^2}{Q_k}$$

sendo, V_k a tensão de fase base do nó (dada por $V_{base}/\sqrt{3}$, sendo V_{base} uma tensão de linha) se o banco está conectado em Y ou a tensão de linha base (V_{base} , sendo V_{base} uma tensão de linha) se o banco está conectado em D. No caso do sistema IEEE de 123 nós só há banco de capacitores com conexão em Y.

A modelagem dos transformadores no ATPdraw utiliza do componente SATTRANSFORMADOR. Para a determinação das impedâncias dos lados primários e secundários de um transformador de potência aparente S é utilizado a impedância base do transformador, que é dada para o lado primário por

$$Z_{base_p} = \frac{V_p^2}{S}$$

sendo V_p a tensão de fase do lado primário se este possuir conexão em Y ou é a tensão de linha se este possuir conexão em D. Assim, as impedâncias dos lados primário, Z_p , e secundário são dadas por

$$Z_p = \frac{(R_{pu} + jX_{pu})}{2} Z_{base_p} = R_p + jX_p$$

$$Z_s = \frac{Z_p}{\alpha^2} = R_s + jX_s$$

onde α é dado por

$$\alpha = \frac{V_p}{V_s}$$

e onde V_s é a tensão de fase do lado secundário se este possuir conexão estrela ou é a tensão de linha se este possuir conexão delta. A tensão de um lado do transformador será a tensão de linha se o respectivo lado possuir conexão estrela ou será a tensão de linha se este possuir conexão delta.

A forma de ligação como autotransformador dos transformadores ideais (componente TRAF0_I), que são utilizados para modelar os reguladores de tensão monofásicos, pode assumir uma característica de elevar ou rebaixar a tensão, na passagem do lado primário ao secundário. Assim, denomina-se, respectivamente, essas configurações de Elevadora e Abaixadora. Para a configuração Elevadora a relação efetiva de tensão é dada por

$$\alpha = \frac{1}{1 + \frac{N_2}{N_1}}$$

e para a configuração Abaixadora por

$$\alpha = 1 + \frac{N_1}{N_2}$$

sendo $\frac{N_1}{N_2}$ a relação de espiras nominal do transformador que opera como autotransformador. Obviamente, a relação de tensão efetiva entre o lado secundário e o primário do autotransformador será dada por $\frac{1}{\alpha}$.

Considera-se na modelagem que os reguladores possuem uma faixa de regulação de tensão (valor de $\frac{1}{\alpha}$) de 0,9 a 1,10, com passos de 0,05. Valores abaixo de 1,0 são obtidos na configuração Abaixadora dos autotransformadores e os valores acima de 1,0 são obtidos na configuração Elevadora. (O valor de 1,0 de regulação, ou seja, $\alpha = 1$, não é possível de ser obtido com os autotransformadores, como pode ser visto pelas equações de ambas configurações.)

Para a configuração Abaixadora cada 0,05 corresponde à uma mudança na relação de espiras $\frac{N_1}{N_2}$ de cerca de 0,0526, que é exatamente idêntico ao *tap* equivalente para o autotransformador, ou seja,

$$1 + \frac{N_1}{N_2} = 1 + 0,0526 \cdot \text{tap}$$

sendo a regulação de 0,95 obtida com $tap = 1$ e a de 0,9 com $tap = 2$.

Para a configuração Elevadora cada 0,05 corresponde à uma mudança na relação de espiras $\frac{N_1}{N_2}$ de cerca de 10, que é equivalente à um tap de cerca de 0,0476 para o autotransformador, ou seja,

$$\frac{1}{1 + \frac{N_2}{N_1}} = 1 - 0,0476 \cdot tap$$

sendo a regulação de 1,05 obtida com $tap = 1$ ($\frac{N_1}{N_2} = 20$) e a de 1,10 com $tap = 2$ ($\frac{N_1}{N_2} = 10$).

O valor da carga conectada ao nó do consumidor avaliado, utilizada nas simulações de todos os casos, é dado na Tabela 26. O aterramento do neutro desta carga é independente do aterramento do neutro do transformador de entrada do consumidor, sendo feito através de uma resistência com o valor de 10Ω .

Tabela 26 – Casos simulados

Fase A		Fase B		Fase C	
kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
160	110	120	90	120	90
160	110	120	90	120	90

As alterações nos valores das tensões das fontes monofásicas e na relação das tensões do lado secundário e primário (dado pela relação de taps) dos reguladores de tensão monofásicos é apresentada na Tabela 27 e na Tabela 28 para cada valor da resistência de aterramento de neutro do transformador da subestação (R_n).

Tabela 27 – Alterações na regulação de tensão nas fontes monofásicas

$R_n (\Omega)$	Valor da tensão da fonte (pu)		
	V_a	V_b	V_c
1	1,10	1,00	1,00
10	1,10	1,00	1,00
20	1,10	1,00	1,00
50	1,10	1,05	1,05
80	1,10	1,05	1,05

Tabela 28 – Alterações na regulação de tensão nos reguladores

$R_n (\Omega)$	Configuração e Relação V_s/V_p		
	V_a	V_b	V_c
1	Elevadora, $V_s/V_p = 1,05$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,95$	Elevadora, $V_s/V_p = 1,05$
10	Elevadora, $V_s/V_p = 1,05$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,95$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,95$
20	Elevadora, $V_s/V_p = 1,05$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,95$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,95$
50	Elevadora, $V_s/V_p = 1,10$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,90$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,90$
80	Elevadora, $V_s/V_p = 1,10$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,90$	Abaixadora, $V_s/V_p = 0,90$

Pela Tabela 28, observa-se que os valores de regulação estão em seus extremos para todas as fases, quando a resistência de aterramento do transformador da subestação possui os valores de 50 e 80 Ω .

APÊNDICE C: CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA DE PROTEÇÃO UTILIZADO E MODELAGEM DO RELIGADOR E DOS FUSÍVEIS

As linhas com fusíveis e os respectivos valores destes para cada valor da resistência de aterramento de neutro do transformador da subestação (R_n) são apresentados na Tabela 29.

Tabela 29 – Linhas com fusíveis e seus respectivos valores.

Nó A	Nó B	R_n	Fusível		Nó A	Nó B	R_n	Fusível		Nó A	Nó B	R_n	Fusível
		10	10				1	10				1	10
		10	10				10	10				10	10
1	2	20	10		18	21	20	10		57	58	20	10
		50	10				50	10				50	10
		80	10				80	10				80	10
		1	10				1	65				1	25
		10	10				10	65				10	25
1	3	20	10		42	44	20	65		60	62	20	25
		50	10				50	65				50	25
		80	10				80	65				80	25
		1	10				1	25				1	65
		10	10				10	25				10	65
8	9	20	10		47	48	20	25		160	67	20	65
		50	10				50	25				50	65
		80	10				80	25				80	65
		1	10				1	25				1	10
		10	10				10	15				10	10
8	12	20	10		47	49	20	15		67	97	20	10
		50	10				50	15				50	10
		80	10				80	15				80	10
		1	10				1	10				1	10
		10	10				10	10				10	10
13	34	20	10		49	50	20	10		81	84	20	10
		50	10				50	10				50	10
		80	10				80	10				80	10
		1	100				1	10				1	6
		10	100				10	10				10	6
13	18	20	100		35	36	20	10		84	85	20	6
		50	100				50	10				50	6
		80	100				80	10				80	6
		1	10				1	10				1	10
		10	10				10	10				10	10
18	19	20	10		54	55	20	10				20	10
		50	10				50	10				50	10
		80	10				80	10				80	10

Observa-se, pela Tabela 29, que a seletividade entre os fusíveis na rede está garantida, visto que onde há fusíveis a jusante de outros fusíveis, eles possuem menor valor de elo.

As linhas protegidas pela característica 51 do religador são dadas na Tabela 30.

Tabela 30 – Linhas protegidas pela característica 51 do religador.

Nó A	Nó B
149	1
1	7
7	8
8	13
152	52
52	53
53	54
54	57
57	60
60	61

Para a determinação dos valores nominais dos elos fusíveis, o valor de f_{MF} utilizado é de 1,2 e os de f_{MI} são dados na Tabela 31.

Tabela 31 – Valores de f_{MI} .

R_n	f_{MI}
1	0,4
10	0,6
20	0,7
50	0,8
80	1

As curvas nominais dos fusíveis possuem três pontos especificados por norma (IEEE, 2016), independente de fabricante, o que torna possível a dispensa de uma referência específica. As curvas mínimas de fusão e máximas de interrupção foram aproximadas com no mínimo 57 pontos, coletados das curvas nominais, como em (FERREIRA, 2013), considerando-se $n = 17$ para as curvas de mínima de fusão e $n = 11$ para as de máximas de interrupção.

O erro médio quadrático é de no máximo 1,90 e 0,20 para as curvas mínimas de fusão e máximas de interrupção, respectivamente. Esses valores são obtidos, contudo, desconsiderando-se alguns pontos extremos do início das curvas, onde as aproximações podem não alcançar valores próximos aos nominais. (Isso é justificável, dado que são poucos pontos desconsiderados).

O tempo de atuação de um fusível, $t_{fusivel}$, para uma dada corrente de falta é calculado iterativamente. Calcula-se o valor de $t_{fusivel}$ para um valor de I em um intervalo de tempo igual a $n_t \cdot \Delta t$ a partir do instante de tempo da ocorrência da falta, t_{falta} . Se o tempo $t_{fusivel}$ for maior ou igual que o valor dado por $n_t \cdot \Delta t$, incrementa-se n_t , e se calcula um novo valor de $t_{fusivel}$. O processo se repete até que $t_{fusivel}$ seja menor que $n_t \cdot \Delta t$, ou que $n_t \cdot \Delta t$ seja igual a um tempo máximo, T_{max} , de iteração. O tempo $t_{fusivel}$ será o tempo de atuação do fusível da linha em falta.

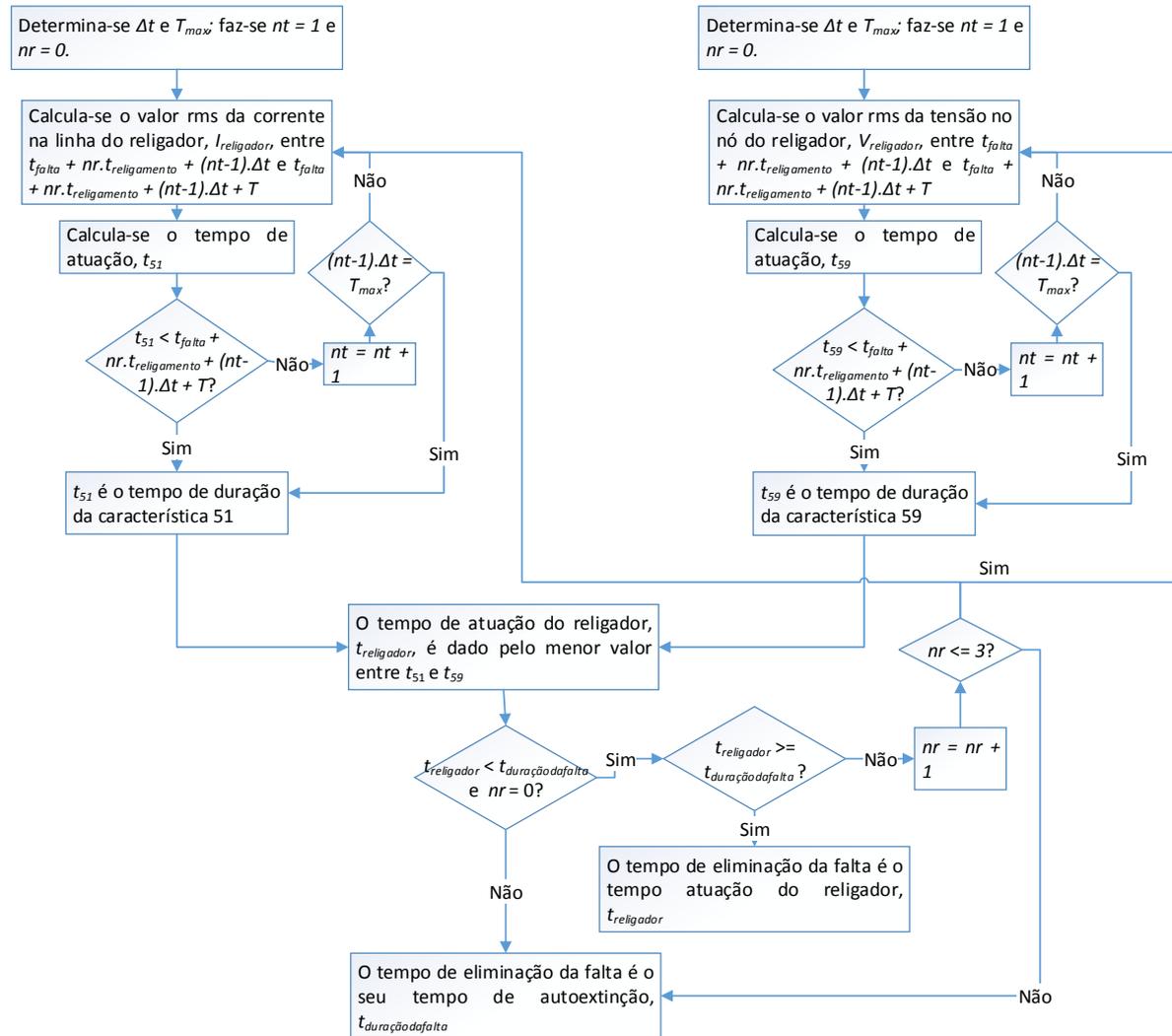
O tempo de atuação das características do religador, t_{51} e t_{59} , é calculado de forma análoga ao dos fusíveis, porém o valor de I é sempre calculado dentro de um período, T , e também se considera o número de religamentos que o religador efetuou, n_r , e o tempo entre religamentos, $t_{religamento}$.

O Δt considerado nesses processos, tanto para os fusíveis quanto para as características do religador, é de um quarto do período em 60 Hz. Observa-se que os cálculos são feitos para cada fase separadamente. O valor do tempo de eliminação da falta é obtido com a comparação do tempo de atuação da proteção ($t_{fusivel}$, t_{59} ou $t_{religador}$) com o tempo de duração da falta, $t_{duraçãodafalta}$. O que for menor é o tempo considerado para a VTCD.

Se o religador atuou, ocorre uma interrupção nas fases em que atuou, com a duração dada pelo religador.

Para as linhas protegidas pelos fusíveis e pela característica 59 do religador, a atuação da proteção pode ser visualizada pelo fluxograma apresentado na Figura 45, que resume o que foi comentado no Capítulo 4 para a atuação da proteção do estudo de caso da linha entre os nós 13 e 18.

Figura 46 – Fluxograma do cálculo iterativo do tempo de atuação do religador.



Fonte: Autor.