UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso

A Contribuição da Microgeração Distribuída para as Correntes de Curto-Circuito e os Possíveis Impactos na Proteção do Sistema de Distribuição

Autor:
Renê Bonfá

Orientador:
Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos 2017

Renê Bonfá

A Contribuição da Microgeração Distribuída para as Correntes de Curto-Circuito e os Possíveis Impactos na Proteção do Sistema de Distribuição

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação

Orientador:
Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes e Seção Técnica de Informática, EESC/USP com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bonfá, Renê
B399a A Contribuição da Microgeração Distribuída para as Correntes de Curto-Circuito e os Possíveis Impactos na Proteção do Sistema de Distribuição / Renê Bonfá; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Geração distribuída. 2. Sistema de proteção. 3. Curto-circuito. I. Título.

Bibliotecário responsável pela estrutura de catalogação da publicação:
Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Renê Bonfá

Título: "A contribuição da microgeração distribuída para as correntes de curto-circuito e os possíveis impactos no sistema de distribuição"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em 01 / 12 / 2017,

com NOTA 8,0 (oito, zero), **pela Comissão Julgadora:**

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador - SEL/EESC/USP

Mestre Tiago Soares Vitor - Doutorando - SEL/EESC/USP

Mestre Júlio Augusto Druzina Massignan - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

DEDICATÓRIA:

“Aos meus pais, Antônio Carlos Bonfá e Selma Galo Bonfá, pelo apoio, paciência, compreensão e amor ao longo da minha vida.”

AGRADECIMENTOS:

Ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, pela orientação, disponibilidade e apoio prestados durante a graduação e todo o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos de São Carlos, de Ribeirão Preto e meus irmãos, pelos incentivos durante toda período de graduação.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, que ajudaram na minha formação técnica e profissional.

Resumo

BONFÁ, Renê. **A Contribuição da Microgeração Distribuída para as Correntes de Curto-Circuito e os Possíveis Impactos no Sistema de Distribuição.** 2017. 101p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

A geração distribuída caracteriza-se por ser um tipo de geração de baixa potência, quando comparada com as grandes centrais de geração de energia elétrica. Porém, ela é um meio alternativo de geração, podendo ser instalada em cargas residenciais, por exemplo. Assim, o consumidor residencial pode gerar sua própria energia, levando-o a menores gastos com a energia vendida pela concessionária. Em alguns casos, este consumidor pode utilizar seu excedente de energia para compensar energia elétrica adquirida da concessionária. Atualmente, as redes de distribuição e seus sistemas de proteção são projetados para o fluxo de potência unidirecional (concessionária até o consumidor final). Porém, em um cenário com grande inserção de geradores distribuídos, o fluxo de potência da rede deixa de ser unidirecional. Desse modo, um eventual curto-circuito na rede de distribuição será alimentado por correntes da subestação e pelos geradores distribuídos. Neste sentido, este trabalho mostrará que geradores fotovoltaicos e geradores de indução trifásicos, ambos com potências limitadas em microgeração distribuída, não contribuíram suficientemente para as correntes de falta, portanto, não causando impactos significativos no sistema de proteção dos sistemas de distribuição. Esta conclusão foi obtida por meio de comparações entre diferentes níveis penetração da geração distribuída perante curtos-circuitos localizados em pontos com configurações propícias ao impacto da proteção.

Palavras-chave: Geração distribuída, curto-circuito, sistema de proteção, inversores, geradores fotovoltaicos.

Abstract

BONFÁ, Renê. **The Contribution of Distributed Microgeneration to the Short-Circuit Currents and the Possible Impacts on the Distribution System.** 2017. 101p. Undergraduate thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2017.

Distributed generation is characterized as low power generation when compared to large power plants. However, it is an alternative means of generation, and can be installed in residential loads, for example. Thus, the residential consumer can generate their own energy, leading to lower expenses with the energy sold by the utility. In some cases, this consumer my use it surplus of energy to compensate the energy acquired from the utility. Currently, distribution networks and their protection systems are designed for unidirectional power flow (utility substation to final consumer). However, in a scenario with large penetration of distributed generators, the power flow is no longer unidirectional. In this way, a short circuit in the distribution network will be supplied by the substation and distributed generators. In this sense, this work will show that photovoltaic generators and three-phase induction generators, in the context of microgeneration, did not contribute sufficiently to the fault currents, therefore, not causing relevant impacts in the protection system. This conclusion was obtained through comparisons among different levels distributed generation penetration, considering the occurrence of faults in buses that potentially could impact the network protection.

Keywords: Distributed generation, short circuit, protection system, inverters, photovoltaic generators.

Lista de Figuras

Figura 1 - Fluxo de potência não radial 22
Figura 2 - Curto-circuito Trifásico - (a) curto-circuito entre as três fases; (b) curto-circuito entre as três fases e terra [10] 25
Figura 3 - (a) curto-circuito entre duas fases; (b) curto-circuito entre duas fases e terra [10]26
Figura 4 - Curto-circuito monofásico [10] 26
Figura 5 - (a) componentes de sequência positiva; (b) componentes de sequência negativa; (c) componentes de sequência zero [12] 28
Figura 6 - Soma dos fasores desequilibrados 28
Figura 7 - Diagrama Fasorial 29
Figura 8 - Corrente de Curto-Circuito [11][12] 31
Figura 9 - (a) chave fusível; (b) cartucho e (c) elo fusível [20] 36
Figura 10 - Sequência de abertura de um religador [16] 38
Figura 11 - Disjuntor isolado a vácuo para uso externo [24] 39
Figura 12 - Curva de relé instantâneo [22] 41
Figura 13 - Curva de relé temporizado [22] 42
Figura 14 - Curva de tempo inverso [22] 42
Figura 15 - Zonas de operação dos equipamentos de proteção 43
Figura 16 - Sistema de Distribuição 46
Figura 17 - (a) Placas fotovoltaicas; (b) Inversor de frequência; (c) Quadro de distribuição; (d) Cargas; (e) Rede de distribuição (rede secundária) 46
Figura 18 - Interface para dados básicos do gerador estático 49
Figura 19 - Interface para dados básicos para a maquina assíncrona 49
Figura 20 - Circuito que representa a máquina assíncrona 50
Figura 21 - Operação indevida de F1 devido à contribuição da GD para uma falta em um ramal adjacente [30] 55
Figura 22 - Impacto da GD na coordenação entre fusíveis e religador [30] 55
Figura 23 - Impacto da GD no alcance do religador [30] 55
Figura 24 - Região I e II 57
Figura 25 - Inserção dos geradores distribuídos na Barra 12 59
Figura 26 - Inserção dos geradores distribuídos na Barra 36 60
Figura 27 - Configuração da falta na barra 11 61
Figura 28 - Curva tempo versus corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 11 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA 63
Figura 29 - Configuração de falta na barra 12 62

Figura 30 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 12 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA 65
Figura 31 - Configuração de falta na Barra 15 64
Figura 32 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 15 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA 66
Figura 33 - Configuração de falta na Barra 11 68
Figura 34 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 11 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kW 70
Figura 35 - Curva tempo versus corrente do Relé 1, localizado na saída da subestação 69
Figura 36 - Configuração de falta na Barra 11 71
Figura 37 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 12 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kW 72
Figura 38 - Configuração de Falta na Barra 15 73
Figura 39 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 15 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kW 74
Figura 40 - Configuração de Falta na Linha 35 76
Figura 41 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) 77
Figura 42 - Configuração de Falta na Barra 24 78
Figura 43 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) 80
Figura 44 - Configuração de Falta na Linha 35 81
Figura 45 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) 83
Figura 46 - Configuração de Falta na Barra 24 84
Figura 47 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) 85
Figura 48 - Sensibilização do Fusível 1 com Gerador estático 1 em 1875 kVA. 93
Figura 49 - Sensibilização do Fusível 1 com Gerador eólico 1 em 600 kW. 93
Figura 50 - Gerador Estático 2 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) com margem de coordenação inferior a 0,2 s. 93
Figura 51 - Gerador Eólico 2 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) com margem de coordenação inferior a 0,2 s. 93

Listas de Tabelas

Tabela 1 - Fator de correção c 33
Tabela 2 - Dimensionamento dos Elos Fusíveis 54
Tabela 3 - Ajustes das curvas de proteção de fase dos religadores 54
Tabela 4 - Ajustes das curvas de proteção de neutro dos religadores 54
Tabela 5 - Curtos-Circuitos na Barra 11 61
Tabela 6 - Curtos-Circuitos na Barra 12 64
Tabela 7 - Curtos-Circuitos na Barra 15 65
Tabela 8 - Curtos-Circuitos na Barra 11 68
Tabela 9 - Curtos-Circuitos na Barra 11 69
Tabela 10 - Curtos-Circuitos na Barra 12 71
Tabela 11 - Curtos-Circuitos na Barra 12 71
Tabela 12 - Curtos-Circuitos na Barra 15 73
Tabela 13 - Curtos-Circuitos na Barra 15 75
Tabela 14 - Curtos-Circuitos na Linha 35 76
Tabela 15 - Curtos-Circuitos na Barra 24 79
Tabela 16 - Curtos-Circuitos na Linha 35 81
Tabela 17 - Curtos-Circuitos na Linha 35 82
Tabela 18 - Curtos-Circuitos na Linha 35 84
Tabela 19 - Curtos-Circuitos na Linha 35 86
Tabela 20 - Aumento da potência do Gerador Estático 1 88
Tabela 21 - Aumento da potência do Gerador Eólico 1 88
Tabela 22 - Aumento da potência do Gerador Estático 2 88
Tabela 23 - Aumento da potência do Gerador Eólico 2 ... **Erro! Indicador não definido.**
Tabela 24 - A.1 - Dados das cargas conectadas às Barras 100
Tabela 25 - A.2 - Parâmetros das Linhas Aéreas de Distribuição 101
Tabela 26 - A.3 - Parâmetros dos transformadores 102
Tabela 27 - A.4 - Parâmetros dos Geradores Estáticos 102
Tabela 28 - A.5 - Parâmetros dos Geradores Trifásicos de Indução 102

Lista de Abreviaturas

GD	Geração distribuída
LTs	Linha de transmissão de energia elétrica
IEC	*International Electrotechnical Commission*
TPs	Transformador de potência
TC	Transformador de Corrente
ANDI	*Amercian National Standards Institute*
A/D	Analógico digital
RPM	Rotações por minuto
FU-1	Fusível 1
FU-2	Fusível 2
FU-3	Fusível 3
SE	Subestação de energia elétrica
RTC	Relação de transformação do transformador de corrente
R	Religador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Rf	Resistência de falta
fp	Fator de potência

Lista de Símbolos

V_a	Tensão fase a
V_c	Tensão fase b
V_b	Tensão fase c
V_{a0}	Componente de sequência zero da tensão fase a
V_{a1}	Componente de sequência positiva da tensão fase a
V_{a2}	Componente de sequência negativa da tensão fase a
V_{b0}	Componente de sequência zero da tensão fase b
V_{b1}	Componente de sequência positiva da tensão fase b
V_{b2}	Componente de sequência negativa da tensão fase b
V_{c0}	Componente de sequência zero da tensão fase c
V_{c1}	Componente de sequência positiva da tensão fase c
V_{c2}	Componente de sequência negativa da tensão fase c
a	$e^{2\pi/3}$
I_a	Corrente fase a
I_c	Corrente fase b
I_b	Corrente fase c
I_{a0}	Componente de sequência zero da corrente fase a
I_{a1}	Componente de sequência positiva da corrente fase a
I_{a2}	Componente de sequência negativa da corrente fase a
I_{b0}	Componente de sequência zero da corrente fase b
I_{b1}	Componente de sequência positiva da corrente fase b
I_{b2}	Componente de sequência negativa da corrente fase b
I_{c0}	Componente de sequência zero da corrente fase c
I_{c1}	Componente de sequência positiva da corrente fase c
I_{c2}	Componente de sequência negativa da corrente fase c
$i(t)_{\text{assimétrica}}$	Componente assimétrica da corrente de curto-circuito
$i(t)_{\text{simétrica}}$	Componente simétrica da corrente de curto-circuito
$i(t)_{\text{contínua}}$	Componente contínua da corrente de curto-circuito
$\mathrm{I}_{\text{curto}}$	Corrente total fasorial de curto-circuito
I_{M}	Valor máximo da componente simétrica, que permanece no circuito até a extinção do curto-circuito.
I_0	Componente que cai exponencialmente em relação à constante de tempo do circuito τ, que é função dos seguintes parâmetros
τ	L/R
L	Impedância de falta

x

R	Resistência de falta
f_a	Fator de assimetria
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
Vpf	Tensão equivalente de pré-falta [V]
c	Fator de correção da tensão.
Un	Tensão nominal fase-fase do sistema [V]
KG	Fator de correção da impedância do gerador
Un	Tensão nominal fase-fase do sistema [V]
U_{rG}	Tensão nominal do gerador
$c_{máx}$	Fator de correção da tensão
$x_d^{''}$	Reatância subtransitória do gerador.
φ_{rg}	Angulo entre $U_{rG}.\frac{\sqrt{3}}{I_{rG}}$
K_T	Fator de correção da impedância do transformador.
φ_{rg}	Angulo entre $U_{rG}.\frac{\sqrt{3}}{I_{rG}}$
x_t	Reatância relativa do transformador
K_{TAB}	Fator de correção da impedância do transformador, para enrolamentos A e B
K_{TBC}	Fator de correção da impedância do transformador, para enrolamentos B e C
K_{TAC}	Fator de correção da impedância do transformador, para enrolamentos A e C
x_{TAB}	Reatância relativa do transformador, para enrolamentos A e B
x_{TAC}	Reatância relativa do transformador, para enrolamentos A e C
x_{TBC}	Reatância relativa do transformador, para enrolamentos B e C
R1	Religador 1
R2	Religador 2
R3	Religador 3
R4	Religador 4
S	Chave seccionadora.
F1	Chave-fusível 1
F2	Chave-fusível 2
U_{rM}	Tensão nominal
I_{rM}	Corrente nominal
S_{rM}	Potência aparente
Ktf	Valor de sobrecarga admissível
Ic	Corrente de carga máxima Ic
K_{tn}	Valor de desequilíbrio das correntes e erros no nível de saturação dos TCs

SUMÁRIO

1.0 Introdução.....21
1.1 Justificativos e Objetivos 22
1.2 Organização do Documento 23
2.0 Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos.....24
2.1 Introdução.....24
2.1.1 Transitórios Ultrarrápidos (Fenômenos de Surto) 24
2.1.2 Transitórios Meio-Rápidos (Fenômeno de Curto-Circuito).....24
2.1.3 Transitórios Lentos (estabilidade transitória).....26
2.2 Curtos-Circuitos Equilibrados.....26
2.3 Curtos-Circuitos Desequilibrados.....27
2.3.1 Teorema de Fortescue.....27
2.4 Correntes de Curto-Circuito.....31
2.4.1 Comportamento das correntes de curto-circuito.....32
2.5 A Norma IEC 60909.....32
3.0 A Proteção de Redes de Distribuição de Energia.....35
3.1 A Filosofia de Proteção Empregada nos Sistemas de Distribuição.....35
3.2 Equipamentos de Proteção no Sistema de Distribuição.....36
3.2.1 Chave fusível.....36
3.2.2 Seccionadores Automáticos.....37
3.2.3 Religadores.....37
3.2.4 Disjuntores.....38
3.2.5 Relés de Proteção.....39
3.2.6 Proteções mais utilizadas nas redes de distribuição.....41
3.3 Estudos de Coordenação e Seletividade.....42
4.0 O Sistema de Distribuição de Energia, a Geração Distribuída e os Geradores Distribuídos Utilizados neste Trabalho.....45
4.1 O sistema elétrico utilizado para simulações.....45
4.2 Geração Distribuída.....47
4.3 Os modelos de Geradores utilizados como GDs neste trabalho.....48
5.0 Análise da contribuição da Micro Geração Distribuída nas correntes de Curto-Circuito.....53

5.1 5.1 A Coordenação e Seletividade sem a presença de Geradores Distribuídos..... 53
5.2 A inserção da GD nas regiões de estudo.....55
5.2 5.3 Simulações Realizadas.....58
5.3.1 Simulações Caso 1.....60
5.2.2 5.3.2 Simulações Caso 2.....75
5.2.3 5.4.1 Situações críticas.....86
6.0 Conclusão.....95
6.1 6.1 Trabalhos Futuros.....95
Referências..... 96
Anexo
A.....100

1.0 INTRODUÇÃO

É notório que nas últimas décadas o ser humano tenha se tornado muito dependente da energia elétrica. No Brasil, aparelhos eletrônicos e eletrodomésticos encontram-se presentes na vida de grande parte da população [1], sem deixar de mencionar os motores elétricos utilizados na indústria, comércio e serviços. Em um cenário como este, é preciso também uma melhor qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. De toda a geração de energia elétrica no Brasil, aproximadamente 63% é realizada pelas usinas hidroelétricas [2], que são uma fonte de energia confiável [3].

Entretanto, como, em geral, as grandes centrais hidroelétricas estão distantes dos grandes centros consumidores, é necessária a utilização de Linhas de Transmissão (LTs) para fazer a transmissão de energia desde a sua produção até o consumidor final. Para esta transmissão ocorrer com baixas perdas, é preciso elevar-se a tensão nas saídas das usinas geradoras. Deste modo, esta elevada tensão é característica das linhas de transmissão e nas subestações é abaixada para valores compatíveis aos consumidores finais [4]. Como os sistemas de distribuição de energia elétrica brasileiro têm topologia radial [5], os dispositivos de proteção são formados, basicamente, por relés de sobrecorrente, religadores e fusíveis. Nas últimas décadas, uma nova forma de geração está se fortalecendo, ela é conhecida como geração distribuída (GD). A GD é caracterizada principalmente por estar localizada próximo ao consumidor final, estando conectada, na maioria das vezes, diretamente à rede de distribuição. Diante desta nova configuração, é possível listar benefícios como [6] [7]:

- Possibilidade de redução de perdas na transmissão e distribuição da energia elétrica (pois a GD está localizada mais próxima aos consumidores);
- Possibilidade de melhoria dos níveis de tensão do sistema de distribuição;
- Atendimentos de áreas isoladas (onde não é possível gerar energia por meio de usinas tradicionais – hidráulicas; térmicas; nucleares);
- Redução nos impactos ambientais que ocorreriam devido aos enormes reservatórios de água e longas distâncias percorridas pelas linhas de transmissão;
- Redução na emissão de gases poluentes e que contribuem para a intensificação do efeito estufa.

Em um cenário com elevada inserção de geradores distribuídos, o fluxo de potência deixa de ser unidirecional, passando a ser representado como na Figura 1.

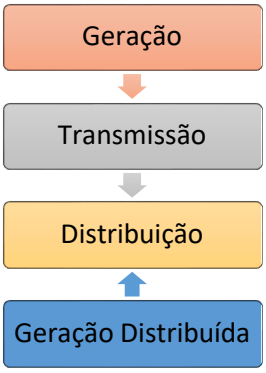


Figura 1 - Fluxo de potência bidirecional

A partir desta nova configuração, quando se tem um curto-circuito na rede de distribuição, dependendo do tipo de fonte de GD, da potência e da localização em relação ao curto-circuito, pode-se impactar o sistema de proteção. Isto é, a coordenação e/ou sensibilidade desse sistema de proteção pode ser afetada. Assim, diante desse novo contexto, torna-se necessária a realização de análises que avaliem os limites da validação do sistema de proteção na rede de distribuição de energia elétrica.

1.1 Justificativos e Objetivos

De acordo com a descrição da seção anterior, este trabalho de conclusão de curso tem o objetivo de contextualizar e avaliar o comportamento do sistema de proteção de uma rede radial diante de inserção de micro e minigeração distribuída. Segundo [8], a potência instalada da microgeração distribuída deve ser no máximo 75 kW e a minigeração distribuída deve ser superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada.

Os geradores distribuídos utilizados nas análises e simulações serão baseados em inversores e geradores assíncronos. As simulações serão realizadas utilizando o programa DIgSILENT PowerFactory. A proposta de avaliação será fazer comparações entre diferentes níveis de injeção de potência pela GD perante curtos-circuitos localizados em pontos com configurações propícias ao impacto da proteção.

Sendo o sistema de proteção composto, normalmente, por dispositivos relativamente simples [7], os impactos podem ocorrer quando as seguintes características [9] não forem preservadas:

- Seletividade: o isolamento deve ocorrer apenas para a parte do sistema atingido pela falta, deixando o restante do sistema não atingido pelo problema operando normalmente.

- Rapidez: as sobrecorrentes ou sobrecargas acarretadas por curtos-circuitos têm que ser eliminadas o mais rápido possível para que se reduza a chance de proliferação do defeito.
- Sensibilidade: os dispositivos de proteção devem ser suficientemente sensíveis a defeitos que possam ocorrer durante o funcionamento do sistema. Sensibilidade significa o menor valor de grandeza estabelecido capaz de fazer o dispositivo de proteção operar.
- Segurança: os dispositivos não podem sofrer falsa operação, ou seja, não podem atuar sob condições normais de operação, ou não falhar perante uma falta.
- Economia: evitar o uso exagerado de dispositivos de proteção, usando o mínimo possível para cobrir a proteção da rede.

1.2 Organização do Documento

Este trabalho de conclusão de curso está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: será apresentada uma breve teoria sobre os tipos de curtos-circuitos.
- Capítulo 3: será apresentada a filosofia de proteção para os sistemas de distribuição, as nomenclaturas apropriadas, os principais dispositivos usados no sistema de proteção de distribuição de energia elétrica e os princípios de seletividade e coordenação.
- Capítulo 4: será apresentado o sistema de distribuição de energia e os geradores distribuídos utilizados neste trabalho.
- Capítulo 5: serão apresentados os resultados das simulações realizadas e as análises para estes resultados.
- Capítulo 6: será feita uma conclusão geral sobre os resultados.

2.0 CURTOS-CIRCUITOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Como já relatado anteriormente, o acréscimo suficientemente grande de geradores distribuídos no sistema de distribuição de energia elétrica altera a distribuição do fluxo de potência da rede. Diante dessa nova configuração, a proteção radial contra curtos-circuitos pode ser afetada [7].

Neste capítulo, será apresentada uma breve teoria sobre os tipos de curto-circuito, pois, é a partir do entendimento deste fenômeno, que é possível avaliar os possíveis danos/impactos gerados no sistema de proteção da rede de distribuição.

2.1 Introdução

Os sistemas elétricos estão sujeitos a diversos fenômenos, podendo ser aleatórios ou até previstos, porém, em ambos os casos, há possibilidade de ocorrerem danos ao sistema. Estes distúrbios podem ser classificados de acordo com sua velocidade [8], sendo:

- Transitórios Ultrarrápidos (Fenômenos de Surto);
- Transitórios Meio-Rápidos (Fenômenos de Curto-Circuito);
- Transitórios Lentos (Estabilidade Transitória).

Estas classificações serão detalhadas nas subseções a seguir.

2.1.1 Transitórios Ultrarrápidos (Fenômenos de Surto)

Esse tipo de distúrbio é causado, geralmente, por descargas atmosféricas ou chaveamentos abruptos realizados no sistema. A natureza desses fenômenos é inteiramente elétrica, ou seja, são ondas eletromagnéticas que viajam próximo da velocidade da luz, sendo refletidas nos terminais da linha. Os fenômenos associados a essas ondas ocorrem nos primeiros milissegundos após o seu início, vindo a serem, por exemplo, descarregadas por para-raios que funcionam como “válvulas de segurança”. Diante deste contexto, a razão para o estudo destes fenômenos é obter uma base para o nível de isolação dos equipamentos de proteção [9].

2.1.2 Transitórios Meio-Rápidos (Fenômeno de Curto-Circuito)

Esses tipos de transitórios são causados por mudanças estruturais abruptas no sistema (curto-circuito). A maioria ocorre nas linhas de transmissão aéreas, sendo que, algumas das causas são: rompimento de isolação, sal nos isoladores, animais (pássaros), galhos de árvores (quando ocorre nos sistemas de distribuição) ou causas mecânicas. Dependendo da gravidade, os curtos-circuitos podem ser classificados da seguinte maneira [9]:

- Curto-circuito trifásico, sólido, metálico ou equilibrado;
- Curto-circuito bifásico (entre as duas fases envolvendo ou não o terra);
- Curto-circuito monofásico (entre fase e terra);

  Sendo estas classificações detalhadas nas seguintes subseções.

2.1.2.1 Curto-circuito trifásico, sólido, metálico ou equilibrado

Esse tipo de curto-circuito é caracterizado por ser formado apenas de componentes de sequência positiva, ou seja, as correntes nas três fases têm a mesma magnitude, independente se o curto-circuito envolve ou não o terra. Desse modo, sendo conhecido como um curto-circuito equilibrado. Caso a impedância de falta seja desconsiderada, tem-se um curto-circuito franco, como pode ser representado da Figura 2. Esse distúrbio é responsável por aproximadamente 5% das ocorrências de curto-circuito [9][10].

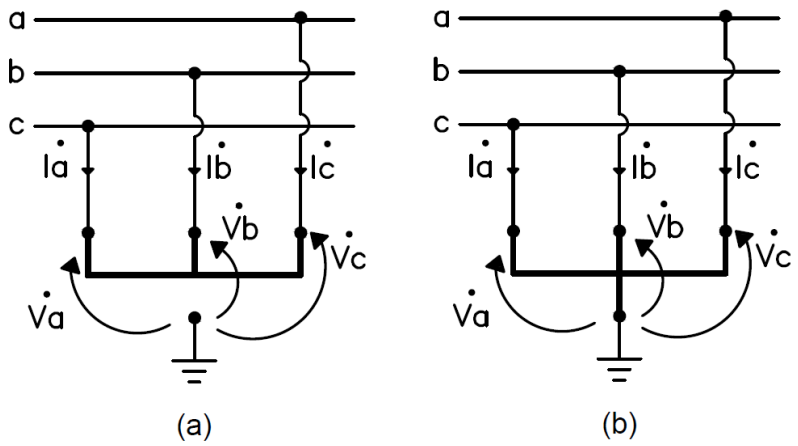


Figura 2 – Curto-circuito trifásico - (a) curto-circuito entre as três fases; (b) curto-circuito entre as três fases e terra [10]

2.1.2.2 Curto-Circuito Bifásico (entre as duas fases)

Nesta situação, pode-se ter o curto-circuito entre duas fases ou entre as duas fases e terra, como mostrado na Figura 3. Nas fases que estão em curto-circuito, em ambos os casos, as magnitudes de correntes são iguais. Porém, a fase que não sofre curto-circuito permanece com uma magnitude diferente às que estão em curto-circuito, assim, este tipo de distúrbio é um curto-circuito desequilibrado. Esse tipo de problema é responsável por 15% das ocorrências [9][10].

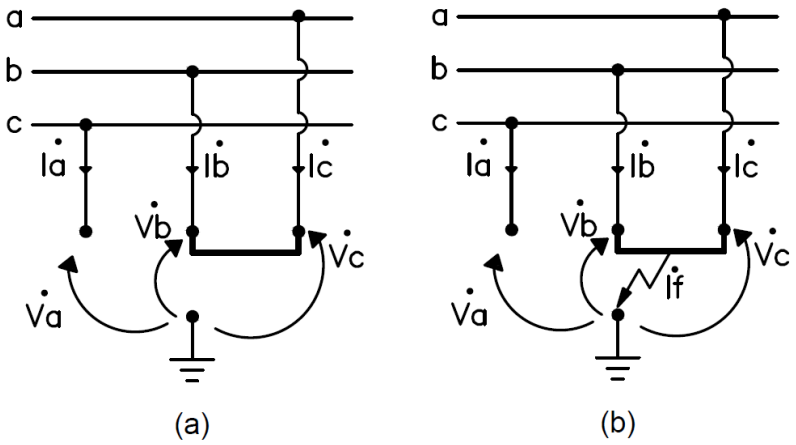


Figura 3 - (a) curto-circuito entre duas fases; (b) curto-circuito entre duas fases e terra [10]

2.1.2.3 Curto-Circuito Monofásico (entre uma fase e terra):

Para este tipo de problema, tem-se o curto-circuito localizado entre uma fase e terra, como se pode ver na Figura 4, sendo que este tipo de situação é responsável por cerca de 80% das ocorrências [9][10].

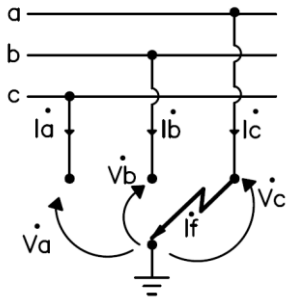


Figura 4 – Curto-circuito monofásico [10]

2.1.3 Transitórios Lentos (estabilidade transitória)

Esses fenômenos ocorrem quando se tem uma falta que demora um tempo suficientemente grande para ser eliminada, ocasionando, assim, em oscilações mecânicas ou perturbações no sincronismo das máquinas síncronas. Diante desta situação crítica, diz-se que o sistema atingiu o limite de estabilidade transitória [9][10].

2.2 Curtos-Circuitos Equilibrados

O item 2.1 descreveu, de forma breve, os três tipos de distúrbios transitórios que ocorrem nas redes de transmissão ou distribuição de energia elétrica. Os curtos-circuitos

equilibrados são caracterizados por apresentarem, antes e depois do instante de curto-circuito, correntes de fase em equilíbrio fasorial. Além disso, a corrente de curto-circuito terá a mesma magnitude nas três fases, o que permite representar o circuito trifásico em um circuito monofásico [9][10].

2.3 Curtos-Circuitos Desequilibrados

Os curtos-circuitos são dito desequilibrados quando não envolvem as três fases ou as três fases e o neutro, ou seja, quando são das seguintes formas:

- Fase – terra
- Fase – fase
- Fase – fase – terra

Como os esses defeitos citados são classificados como desequilibrados, não é possível empregar um circuito monofásico para representar o sistema trifásico. Assim, para realizar o cálculo de curto-circuito para um sistema desequilibrado, é necessário abordar o Teorema de Fortescue.

2.3.1 Teorema de Fortescue

Fortescue, em 1915, apresentou uma ferramenta conhecida como “Métodos de componentes simétricos”. Por meio dessa teoria, tornou-se possível o cálculo de curto-circuito desequilibrado. Em suma, essa teoria prova que um sistema desequilibrado de n fasores correlacionados pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados, denominado como componentes simétricos dos fasores originais. Os n fasores de cada conjunto de componentes são iguais em comprimento, e os ângulos entre os fasores adjacentes do conjunto são iguais [11][12].

Assim, segundo esse teorema, três fasores desequilibrados de um sistema trifásico podem ser decompostos em três sistemas equilibrados de fasores, sendo que os conjuntos equilibrados de componentes são [11][12]:

- Componentes de sequência positiva: consistem de três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si e com a mesma sequência de fase que os fasores originais [11][12];
- Componentes de sequência negativa: consistem de três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si, porém, com sequência de fase oposta à dos fasores originais [11][12];
- Componentes de sequência zero: consistem de três fasores iguais em módulo e com defasagem nula entre si [11][12];

Para fins didáticos, define-se que a sequência positiva é representada pelo sub índice 1, a negativa por 2 e a zero por 0. Na figura 6 tem-se a representação das sequências e os respectivos índices.

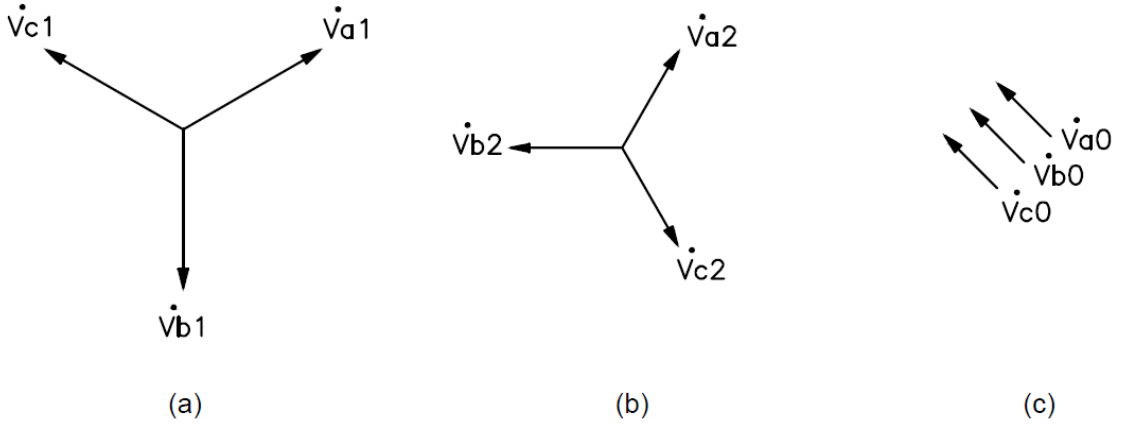


Figura 5 - (a) componentes de sequência positiva; (b) componentes de sequência negativa; (c) componentes de sequência zero [12]

Ao somarem-se os três conjuntos de fasores correspondentes aos da figura 5, obtém-se o conjunto original, mostrado na figura 6.

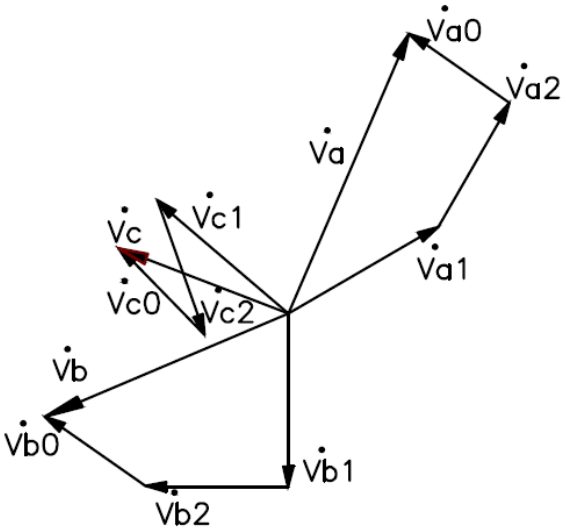


Figura 6 - Soma dos fasores desequilibrados

Assim, a partir da figura 6, que mostra como é possível a soma dos três conjuntos de fasores desequilibrados resultar nos três fasores originais, pode-se escrever:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.1)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.2)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.3)$$

Nos números complexos, o operador *j* representa uma rotação de 90° e o número -1 uma rotação de 180°. Para a manipulação de tensões e correntes de curto-circuito, adota-se o operador *a* para representar a rotação de 120°, ficando definido como:

$$a = e^{2\pi/3}$$

Utilizando esse operador, é possível construir um diagrama fasorial representando as várias potências de *a*, vide Figura 7:

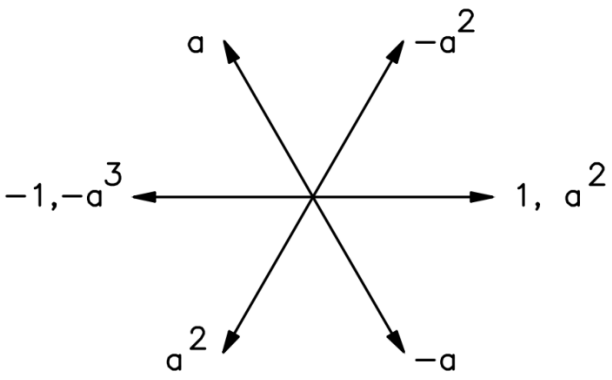


Figura 7 - Diagrama Fasorial

Decompondo os três fasores das equações (2.1), (2.2) e (2.3) em função de *a* e reduzindo-se o número de incógnitas, têm-se:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} & V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} & V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Assim, combinando as equações (2.1), (2.2) e (2.3) com (2.4), chega-se na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Vao \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Por conveniência, adota-se:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{2.6}$$

O que implica em:

$$A^{-1} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \tag{2.7}$$

Multiplicando-se ambos os lados da equação (2.5) por A^{-1}, têm-se:

$$\begin{bmatrix} Vao \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} \tag{2.8}$$

Assim, analisando (2.8) vê-se que é possível decompor três fasores assimétricos em seus componentes simétricos. Como essas relações são bastante importantes, é usual escrevê-las separadamente de (2.8):

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \tag{2.9}$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \tag{2.10}$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \tag{2.11}$$

Caso seja necessário, determinam-se os componentes V_{b0}, V_{b1}, V_{b2}, V_{co}, V_{c1} e V_{c2} a partir das equações (2.4). As equações (2.9) até (2.11) revelam que não existem componentes de sequência zero se a soma dos fasores desequilibrados for zero. Além disso, quando a soma das tensões de linha do sistema trifásico é zero, os componentes de sequência zero não estarão presentes nas tensões de linha, independente da dimensão do desbalanceamento [9]. Porém, a soma dos três fasores de tensão entre fase e neutro não é necessariamente zero, podendo haver componentes de sequência zero nas tensões de fase [9]. De modo análogo, chega-se em:

$$\begin{bmatrix} Iao \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} \tag{2.12}$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.13)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (2.14)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c) \quad (2.15)$$

2.4 Correntes de Curto-Circuito

A corrente de curto-circuito é denominada como corrente alternada assimétrica. Esta é formada por uma componente de corrente alternada (simétrica) e por uma componente de corrente contínua, como apresentado na equação (2.16). Assim, segundo [11][12], o comportamento da corrente assimétrica é ilustrado na Figura 8..

$$i(t)_{assimétrica} = i(t)_{simétrica} + i(t)_{contínua} \quad (2.16)$$

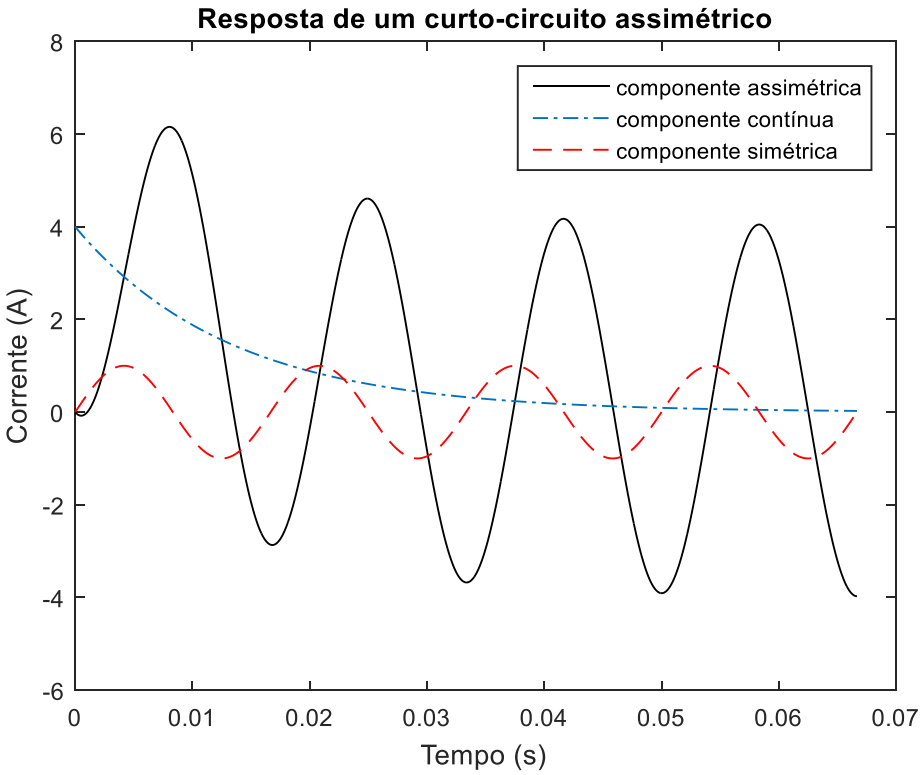


Figura 8 - Corrente de Curto-Circuito [11][12]

Os valores assimétricos da corrente de curto-circuito são usados para a determinação da capacidade dos equipamentos em suportar os efeitos dinâmicos gerados pelas correntes de curto-circuito. Já os valores simétricos são usados para:

- Determinar as capacidades de interrupção dos dispositivos de seccionamento (disjuntores, por exemplo);
- Determinar as capacidades de suportar os efeitos térmicos produzidos pelas correntes de falta e;

- Definir os ajustes dos equipamentos de proteção contra sobrecorrente [12].

2.4.1 Comportamento das correntes de curto-circuito

No domínio do tempo, a corrente de curto circuito pode ser decomposta em três partes [12]:

- Subtransitório;
- Transitório;
- Regime Permanente.

Durante os períodos de subtransitório e transitório a corrente é assimétrica, tendendo, com o decorrer do tempo, tornar-se simétrica, uma vez que se tenha a atenuação da componente contínua da corrente de curto-circuito. Assim, após ambos os períodos, a corrente entra no período de regime permanente, tornando-se simétrica. Todo esse comportamento pode ser expresso pela equação [2.17]:

$$I_{curto} = I_M \cos(\omega t) + I_0 e^{\frac{-t}{\tau}} \tag{2.17}$$

Em que:

I_M: Valor máximo da componente simétrica, que permanece no circuito até a extinção do curto-circuito.

I_0: Componente que cai exponencialmente em relação à constante de tempo do circuito τ, que é função dos seguintes parâmetros (2.18):

$$\tau = \frac{L}{R} \tag{2.18}$$

Os parâmetros L e R dependem do local de ocorrência do curto-circuito e das componentes de sequências positiva, negativa e zero das impedâncias envolvidas no curto-circuito. Na prática, o valor máximo da componente assimétrica é determinado multiplicando-se o valor eficaz da componente simétrica pelo fator de assimetria (f_a). Este é normalmente calculado através da relação X/R, estimado no ponto de falta [10], [11], [12].

$$i(t)_{assimétrica} = \mathrm{f_a} * i(t)_{simétrica} \tag{2.19}$$

2.5 A Norma IEC 60909

A IEC é uma organização mundial que faz a regulamentação de normas nas áreas de elétrica, eletrônica e tecnologia [13]. Neste trabalho, as simulações que foram realizadas

por meio do *software* DlgSILENT PowerFactory, seguem a norma IEC 60909, que está relacionada ao cálculo de curto-circuito [14][15].

A IEC 60909 se aplica a sistemas de corrente alternada de baixa à alta tensão que operam em 50 ou 60 Hz. Além disso, ela se baseia no método da fonte de tensão no ponto de falta. Este método desconsidera as correntes de carga (condição de operação do sistema) e considera que o sistema está operando com sobretensão na pré-falta, acarretando em valores conservativos nos curtos-circuitos [15].

Assim, alguns fatores importantes considerados pela IEC 60909 para tornar as análises mais precisas são [16]:

- A contribuição dos motores assíncronos para a falta;
- O decaimento da componente CA da corrente de falta próximo de geradores síncronos e motores;
- A assimetria CC da corrente de falta.

Segundo [16], para o método de cálculo de curto-circuito ser independente do fluxo de potência da rede, a tensão de pré-falta deve ser dada por um fator *c* que multiplica a tensão nominal do ponto de falta (*Un*), como descrito em (2.5.1):

$$V_{pf} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \qquad [V] \tag{2.5.1}$$

Em que:

Vpf Tensão equivalente de pré-falta, em V.

c Fator de correção da tensão.

Un Tensão nominal fase-fase do sistema, em V.

Assumindo o valor mínimo ou máximo para *c*, obtêm-se, respectivamente, a corrente de curto-circuito mínima ou máxima. O objetivo do fator de correção de tensão é considerar, de modo mais conservador, as eventuais variações de tensão que são desprezadas pelo método da fonte de tensão de pré-falta equivalente. Assim, seguem na Tabela 1 os valores para o fator de correção de tensão.

Tabela 1 - Fator de correção *c*

Tensão Nominal (Um)			*c* máx	*c* mín
BT	200 até 400	V	1	0,95
	400 até 1k	V	1,05	1
MT	1 até 35k	V	1,1	1
AT	>35k	V	1,1	1

Em alguns casos, os geradores estarão sujeitos a uma variação de tensão de curto-circuito maior que 10% (por exemplo, quando as reatâncias subtransitórias do gerador são elevadas). Nestas situações, a norma IEC 60909 faz uso de mais um fator de correção, conhecido como fator de correção de impedância, dado por (2.5.2)

$$KG = \frac{U_n}{U_{rG}} \frac{c_{máx}}{(1+x_d^{''}.sin\,\varphi_{rg})} \tag{2.5.2}$$

Em que:

KG $Fator\ de\ correção\ da\ impedância\ do\ gerador$;

U_n $Tensão\ nominal\ do\ circuito$;

U_{rG} $Tensão\ nominal\ do\ gerador$;

$c_{máx}$ $Fator\ de\ correção\ da\ tensão$;

$x_d^{''}$ $Reatância\ subtransitória\ do\ gerador$.

φ_{rg} $Angulo\ entre\ U_{rG}.\frac{\sqrt{3}}{I_{rG}}$

Para os transformadores, a norma IEC 60909 também utiliza fatores de correção de impedância [15], que são:

- Transformadores de dois enrolamentos:

$$K_T = 0{,}95.\frac{c_{máx}}{(1+0{,}6.x_T)}$$

- Transformadores de três enrolamentos:

$$K_{TAB} = 0{,}95.\frac{c_{máx}}{(1+0{,}6.x_{TAB})}$$

$$K_{TAC} = 0{,}95.\frac{c_{máx}}{(1+0{,}6.x_{TAC})}$$

$$K_{TBC} = 0{,}95.\frac{c_{máx}}{(1+0{,}6.x_{TBC})}$$

Em que:

K_T Fator de correção da impedância do transformador;

$c_{máx}$ Fator de correção da tensão;

x_t Reatância relativa do transformador;

K_{TAB} Fator de correção da impedância do transformador, para enrolamentos A e B;

K_{TBC} Fator de correção da impedância do transformador, para enrolamentos B e C;

K_{TAC} Fator de correção da impedância do transformador, para enrolamentos A e C;

x_{TAB} Reatância relativa do transformador, para enrolamentos A e B;

x_{TBC} Reatância relativa do transformador, para enrolamentos B e C;

x_{TAC} Reatância relativa do transformador, para enrolamentos A e C;

Quando se determina a fonte de tensão equivalente, calcula-se a impedância equivalente entre esta fonte e o ponto de falta e, por fim, determina-se a corrente de curto-circuito. Um melhor detalhamento sobre os padrões, definições e técnicas utilizadas da norma IEC 60909 para o cálculo de curto-circuito encontram-se em [15][16].

3.0 A PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

No capítulo 2 foi inferido que a rede de distribuição de energia elétrica está sujeita a fenômenos aleatórios que podem levar a ocorrência de um curto-circuito. Além disso, mostrou-se o comportamento e classificação desses fenômenos. Conhecendo-se o comportamento desses fenômenos e o porquê eles acontecem, é possível desenvolver um sistema de proteção para minimizar os danos por aqueles causados. Então, neste capítulo, serão apresentados, além da filosofia empregada na desenvoltura dos sistemas de proteção, os princípios gerais de funcionamento dos equipamentos que formam esses sistemas de proteção.

3.1 A Filosofia de Proteção Empregada nos Sistemas de Distribuição

Como já foi dito, os curto-circuito podem gerar diversos problemas. Assim, é imprescindível que os equipamentos de proteção assegurem uma correta análise e/ou diagnóstico do problema, bem como rapidez na resposta, fazendo com que o sistema retorne o mais rápido possível às condições normais de operação. Segundo [17], esta rapidez na resposta é uma das principais características desejadas e esperadas para os dispositivos de proteção. Além disso, essa resposta tem que ser automática e precisa, de tal maneira que interrompa a menor porção possível da rede elétrica. De acordo com [18], 80% dos curtos-circuitos que ocorrem em sistemas de distribuição são transitórios ou temporários. Logo, para minimizar esses distúrbios, devem-se considerar procedimentos específicos para os estudos de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

O primeiro procedimento para o estudo de coordenação é conhecer as dimensões e características da rede elétrica. Isto é, por exemplo, utilizando um diagrama unifilar, determinar as correntes de carga, a localização das cargas críticas (que não podem sofrer interrupção de energia não programável) e as correntes de falta (máxima e mínima) dos trechos que devem ser protegidos nessa rede [19].

Em segundo lugar, é necessário determinar os critérios a serem aplicados para cada dispositivo de proteção de sobrecorrente. Assim, alguns dos critérios normalmente utilizados na especificação de equipamentos e dispositivos de proteção de sobrecorrente são [19]:

- Curvas de tempo *versus* corrente dos dispositivos de proteção;
- Condições especiais de circuito, como: considerações de terreno; densidade de carga, natureza crítica da carga, etc;
- Definição da zona de proteção de cada dispositivo de proteção, evitando a invasão de zonas e a existência de zonas desprotegidas.

3.2 Equipamentos de Proteção no Sistema de Distribuição

Nesta seção serão apresentados os equipamentos e dispositivos utilizados na proteção de sistemas de distribuição, tais como os elos fusíveis, os religadores, os seccionadores e os disjuntores equipados com relés de proteção.

3.2.1 Chave fusível

A chave fusível é um equipamento muito utilizado na proteção contra sobrecorrentes em redes primárias de distribuição de energia elétrica. O objetivo desse equipamento é abrir o circuito quando percorrido por uma corrente de certa magnitude. De uma forma geral, a chave fusível é composta por um elemento principal, chamado Cartucho ou Porta Fusível. No interior do cartucho encontra-se o elo fusível [20].

A seguir, na Figura 9, encontra-se a representação da chave fusível, do cartucho e do elo fusível.

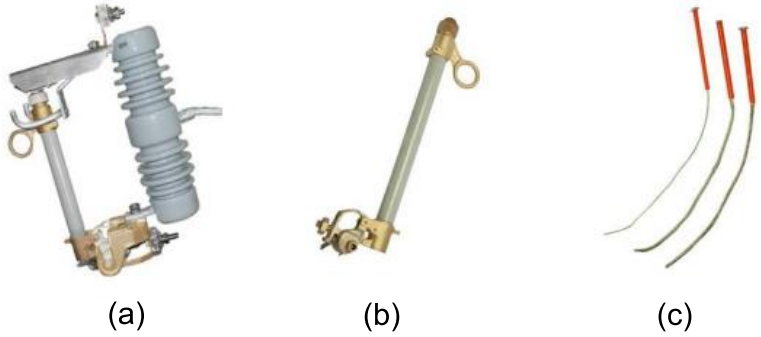


Figura 9 - (a) chave fusível; (b) cartucho e (c) elo fusível [20]

O elo fusível é composto por um elemento metálico que na passagem de uma corrente elétrica elevada, funde-se dentro de um determinado intervalo de tempo. O tempo de fusão é inverso à magnitude de corrente, isto é, quanto maior for a corrente, menor o tempo de fusão e vice-versa. Com a fusão do elo, ocorre a formação de um arco elétrico. Este arco é extinto devido à ação de gases não ionizantes que proporcionam uma elevação da rigidez dielétrica do meio [21]. Analisando o modo de operação da chave fusível, nota-se que o elo fusível é um dispositivo de interrupção súbita, ou seja, deve ser manualmente reposto para restauração da continuidade do sistema elétrico.

3.2.2 Seccionadores Automáticos

O seccionador automático é um equipamento presente na rede de distribuição que tem o objetivo de isolar, de modo automático, seções da linha que estão em falta. Esse modo de operação ocorre após um disjuntor ou religador à montante ter interrompido a corrente de falta, sendo assim, geralmente, o seccionador é instalado à jusante do religador [22].

Já que os seccionadores não têm capacidade de interromper correntes de falta, devem ser usados como proteção de retaguarda de equipamentos que tenham capacidade de interromper tais correntes. Além disso, como os seccionadores não têm característica de operação de tempo inverso, eles podem ser usados entre dois equipamentos de proteção, dos quais as curvas de operação estejam muito próximas e que um passo adicional na coordenação seria impraticável, pois poderia infringir a margem de segurança que garante que o dispositivo mais próximo da falta atue primeiro.

Durante as condições de falta, os seccionadores contam o número de operações do religador e, depois de um número predeterminado de aberturas do religador, o seccionador abre e isola a seção em falta da linha, durante o período em que o religador está aberto. Desse modo, o religador pode fechar e reestabelecer a alimentação às áreas livres de faltas. Caso a falta seja temporária, a contagem do mecanismo de abertura do seccionador será zerada.

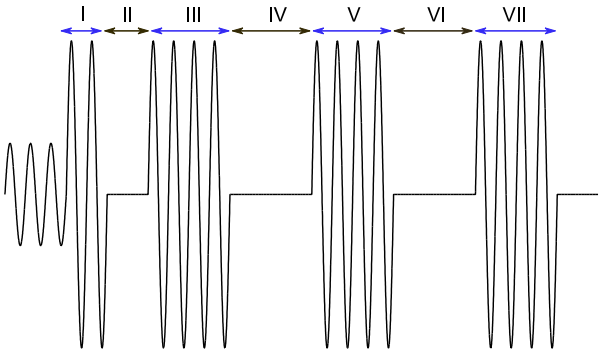
3.2.3 Religadores

Os religadores são equipamentos bastante usados em sistemas aéreos de distribuição primária. Eles têm a função de abrir o circuito quando a corrente que passa por ele supera o valor ajustado dentro da característica da curva tempo *versus* corrente. Porém, essa abertura permanece por um tempo pré-determinado. Ao fim desse tempo, o religador volta a energizar o circuito. Caso a falta que ativou o religador ainda permaneça, ele realizará outro procedimento de abertura. Depois de um determinado número de operações, se o curto-circuito ainda existir, o religador abrirá definitivamente [22].

Geralmente, os religadores são usados nos seguintes pontos da rede de distribuição:

- Em subestações, fornecendo proteção primária para um circuito;
- Em circuitos alimentadores, com o objetivo de permitir o seccionamento de linhas longas e, desse modo, prevenir a perda de um circuito completo devido a um curto-circuito no final dele;
- Em ramos ou derivações da linha de distribuição, pois nesses pontos eles conseguem prevenir o desligamento do circuito principal de curtos-circuitos nas derivações.

Na Figura 10, pode-se ver a representação da sequência de operação de um religador durante uma falta permanente.



I: operação rápida (contatos fechados)
III, V e VII: operação temporizada (contatos fechados
II, IV e VI: período com contatos abertos

Figura 10 - Sequência de abertura de um religador [16]

A primeira abertura é realizada praticamente de modo instantâneo de modo que limpe as faltas temporárias, evitando danos às linhas. Já as três seguintes operações acontecem de maneira retardada, ou seja, com ajustes de tempo pré-determinados. Caso a falta seja permanente, as operações retardadas permitirão que outros dispositivos de proteção (elo fusível, por exemplo) mais próximos à falta operem, limitando, assim, a seção da rede a ser desconectada.

3.2.4 Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos de proteção instalados nas subestações, na saída dos alimentadores[1]. Eles são capazes de abrir ou fechar um circuito diante de quaisquer condições, isto é, mesmo diante de situações de curto-circuito ou de situações normais de operação [23].

Mesmo podendo abrir ou fechar em qualquer situação, pode-se dizer que o disjuntor não executa nenhuma função de monitoramento de quaisquer grandezas elétricas. Em outras palavras, se um disjuntor for instalado em uma rede elétrica, sem um dispositivo que faça monitoramento das grandezas elétricas como, por exemplo, tensões e correntes, o equipamento ficará totalmente inerte, não executando o devido seccionamento do trecho quando submetido a uma condição de defeito. A operação de abertura ou fechamento de um disjuntor ocorre via ação manual, através de botões de liga e desliga no frontal do equipamento, ou via sinal elétrico (proveniente de um relé de proteção) enviado às bobinas de abertura e de fechamento, dispostas no compartimento de comando.

[1] Alimentadores são circuitos de distribuição que saem das subestações e alimentam todos os consumidores.

Ao receber um comando de abertura, o contato móvel do disjuntor começa a se separar do contato fixo. Quando ocorre a separação dos contatos, a condução de corrente transforma-se em um arco elétrico. A interrupção desse arco deve acontecer rapidamente e as técnicas utilizadas para esta situação são: auto compressão, auto expansão, arco rotativo ou vácuo [23]. Na Figura 11 tem-se um exemplo de um disjuntor modelo OVB-SDB a vácuo, classe de tensão 15 kV, para uso externo, de fabricação da ABB [24].

Figura 11 - Disjuntor isolado a vácuo para uso externo [24]

3.2.5 Relés de Proteção

Os relés de proteção são equipamentos responsáveis pelo gerenciamento e monitoramento das grandezas elétricas de um circuito. Assim, a principal função desse equipamento, de modo genérico, é controlar a atuação do disjuntor. Com o avanço da tecnologia, os relés evoluíram desde eletromecânicos até os digitais. Desse modo, pode-se fazer a seguinte classificação dos relés [17][25]:

i. Em relação ao tipo de acionamento:
   - Ação direta: Relés instalados diretamente no circuito primário protegido;
   - Ação indireta: Relés que recebem os sinais de tensão e corrente via, respectivamente, transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TC).

ii. Quanto ao tipo de temporização:
   - Instantâneos: Uma vez que a grandeza monitorada por esse tipo de relé ultrapassar um determinado valor de referência, ele atuará de modo instantâneo.

- Temporizados: Uma vez que a grandeza monitorada ultrapassar um determinado valor de referência, este tipo de relé levará um determinado tempo para atuar.

iii. Em relação à função de proteção:

Segundo a *American National Standards Institute* (ANSI), as funções dos relés de proteção são classificadas por números. Esta classificação vai de 1 a 99, sendo que, em alguns casos, após o número da classificação da proteção, existirá uma ou duas letras para representar uma característica a mais na proteção. A seguir encontram-se quatro exemplos de classificação de função dos relés:

- 50 – Sobrecorrente instantânea de fase;
- 51 – Sobrecorrente temporizada de fase;
- 50 N – Sobrecorrente instantânea de neutro (terra);
- 51 N – Sobrecorrente temporizada de neutro (terra).

iv. Quanto à alimentação auxiliar:

- Auto alimentado: a alimentação do relé é feita pela corrente de carga.
- Alimentação independente: a alimentação do relé é feita por *no-breaks* ou banco de baterias.

v. Em relação ao tipo de tecnologia:

- Eletromecânicos: São os relés mais antigos, eles são formados por núcleo de ferro, uma bobina de operação, um disco de alumínio, um eixo, um contato fixo e um móvel. Ao energizar a bobina, o fluxo magnético percorre o núcleo de ferro, fazendo com que o disco de alumínio que se encontra no entreferro se movimente e, assim, o eixo preso neste disco alcança o contato fixo, provocando a operação do relé.
- Estáticos: Esses relés têm a unidade de controle constituída por circuitos analógicos, compostos de resistores, capacitores e transistores. As grandezas operadas como, por exemplo, tensão e corrente, são ajustadas manualmente no frontal do aparelho via potenciômetros ou micro chaves.
- Digitais: São os mais modernos e avançados relés em termos de tecnologia, sendo compostos basicamente por duas partes: Hardware e Software. O software é composto por toda lógica e algoritmos que serão processados pelo no microprocessador. Já o *Hardware* do relé é composto por:
    - Transformadores de entrada: a finalidade deste bloco é converter os sinais de corrente e tensão de entrada a níveis adequados aos microprocessadores (±10 V). Além disso, são responsáveis pela isolação galvânica entre a rede de potência e os circuitos eletrônicos do relé;

- Filtro Analógico: Este bloco é constituído por um filtro passa baixa. Este filtro tem a finalidade de atenuar altas frequências;
- *Sample and Hold*: estes dispositivos amostram as entradas analógicas em um mesmo instante e disponibilizam esses sinais amostrados para os multiplexadores, mantendo, assim, o sinal na entrada do conversor analógico digital constante durante tempo gasto para esta tarefa ser executada;
- Multiplexador: corresponde a uma chave analógica que recebe os sinais analógicos provenientes do dispositivo *Sample and Hold,* permitindo que seja usado apenas um conversor A/D (analógico digital) para várias entradas analógicas;
- Conversor analógico digital (A/D): neste conversor os sinais são convertidos da forma analógica para digital;
- Microprocessador: é o dispositivo responsável por processar e analisar todas as operações cabíveis, controlando, assim, o funcionamento do relé.

3.2.6 Proteções mais utilizadas nas redes de distribuição

Nesta seção serão mostrados alguns detalhes dos relés mais comuns encontrados em redes de distribuição primária.

O relé instantâneo (conhecido como relé 50 para a proteção da fase e 50N para a proteção de neutro) opera de forma imediata assim que a corrente alcança um valor preestabelecido, possuindo apenas ajuste do tape (valor de ajuste de corrente do relé). A curva do relé instantâneo é ilustrada na Figura 12.

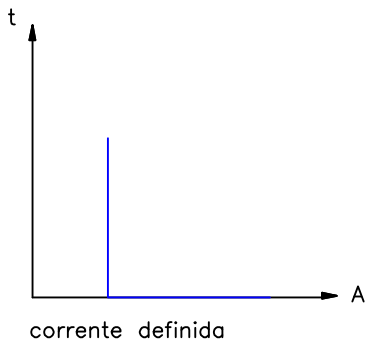


Figura 12 - Curva de relé instantâneo [22]

No caso do relé temporizado (conhecido como 51 para proteção de fase e 51N para proteção de neutro) é possível alterar o tempo de operação do relé e o nível de corrente que

ele deverá atuar. Em suma, pode-se variar o tape e o dial de tempo (atraso no tempo de operação) de forma independente. A Figura 13 representa a curva do relé temporizado.

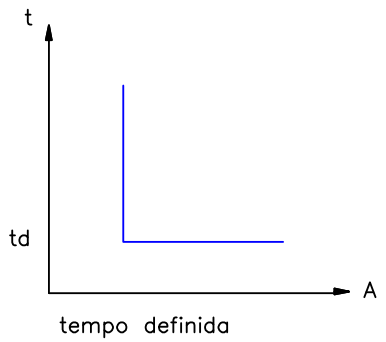


Figura 13 - Curva de relé temporizado [22]

Existem também os relés com curvas de tempo inverso. Este tipo de relé tem uma curva de operação inversamente proporcional à corrente. Estas curvas são geralmente classificadas de acordo com sua velocidade operação: tempo inverso, muito inverso, extremamente inverso ou inverso longo [18]. Na Figura 14 pode-se ver a curva de tempo inverso.

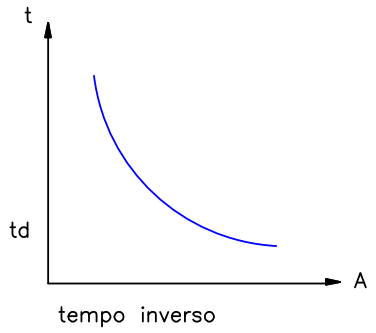


Figura 14 - Curva de tempo inverso [22]

3.3 Estudos de Coordenação e Seletividade

O objetivo desta seção é introduzir e desenvolver os conceitos básicos de coordenação e seletividade. O estudo de ambos é importante para determinar os ajustes dos dispositivos de proteção. Uma vez que são devidamente ajustados, diante da ocorrência de um curto-circuito, apenas o dispositivo mais próximo deve atuar, isolando a menor porção possível do sistema no menor tempo possível, preservando assim, as características e vida útil dos equipamentos de proteção.

Cada equipamento de proteção é provido com uma determinada zona de proteção. A zona de proteção é a área em que, diante à ocorrência de qualquer tipo de curto-circuito, sensibilizará o equipamento de proteção. Ela pode ser classificada em dois tipos: proteção principal e proteção de retaguarda, sendo que, o conceito de proteção de retaguarda está associado à coordenação entre os equipamentos. Na Figura 15 tem-se uma representação das zonas de proteção dos equipamentos de um sistema elétrico.

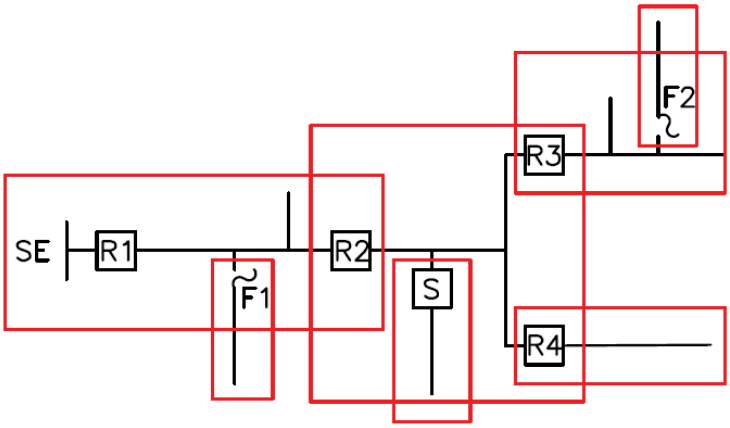


Figura 15 - Zonas de operação dos equipamentos de proteção

Em que:

- R1, R2, R3 e R4 são religadores.
- S é a chave seccionadora.
- F1 e F2 são chaves-fusíveis.

Diante da Figura 15 é possível observar a diferença entre as zonas de proteção de cada equipamento. No caso dos religadores, as zonas de proteção são diferentes, pois, eles possuem ajustes de tempo de operação diferente. O seccionador S, por sua vez, encontra-se dentro da zona de proteção de R2 por não ser capaz de interromper por conta própria um curto-circuito, precisando, portanto, da operação do religador como proteção de retaguarda. Para o caso de uma falta que ocorra na intersecção das zonas de proteção de R3 e F2, é possível, dependendo dos ajustes de ambos, realizar-se uma proteção coordenada. Porém, para uma falta que ocorra apenas na zona de F2, só este equipamento operará.

No caso da seletividade, segundo [18], pode-se aplicá-la por meio de três formas diferentes:

- Seletividade amperimétrica: baseia-se no princípio de que as correntes de curto-circuito aumentam à medida que a falta se aproxima da fonte. Desse modo, a corrente vista pelo dispositivo de proteção à montante será maior que a corrente vista pelo dispositivo à jusante.

- Seletividade cronológica: é feita quando se aplicam intervalos de tempo entre os dispositivos de proteção localizados à jusante e à montante, assim, a operação da proteção instalada à montante é retardada para que a proteção à jusante tenha tempo suficiente para atuar.
- Seletividade lógica: é um conceito moderno, utilizada na configuração de relés digitais. Esse conceito é uma combinação de proteção de sobrecorrente realizada por meio da comunicação entre os equipamentos.

A seletividade convencionalmente utilizada é configurada por meio da utilização de recursos da seletividade amperimétrica combinada com a seletividade cronológica, sendo que, ainda hoje, essa seletividade convencional é bastante utilizada na proteção de sistemas de distribuição de energia.

4.0 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Neste capítulo será apresentado brevemente o sistema de distribuição de energia utilizado nas simulações, discorrerá sobre o conceito de geração distribuída e apresentará os respectivos modelos de geradores distribuídos utilizados neste trabalho.

4.1 O sistema elétrico utilizado para simulações

O sistema de distribuição utilizado neste trabalho está apresentado na Figura 16. Este sistema opera com tensão nominal de 13,8 kV, frequência de 60 Hz e carga total de 6,46 MW e 3,24 Mvar de potência ativa e reativa, respectivamente. Os dados foram adaptados do sistema de distribuição obtido de [20]. Os detalhes completos de parâmetros dos equipamentos e dispositivos desse sistema encontram-se no Anexo A.

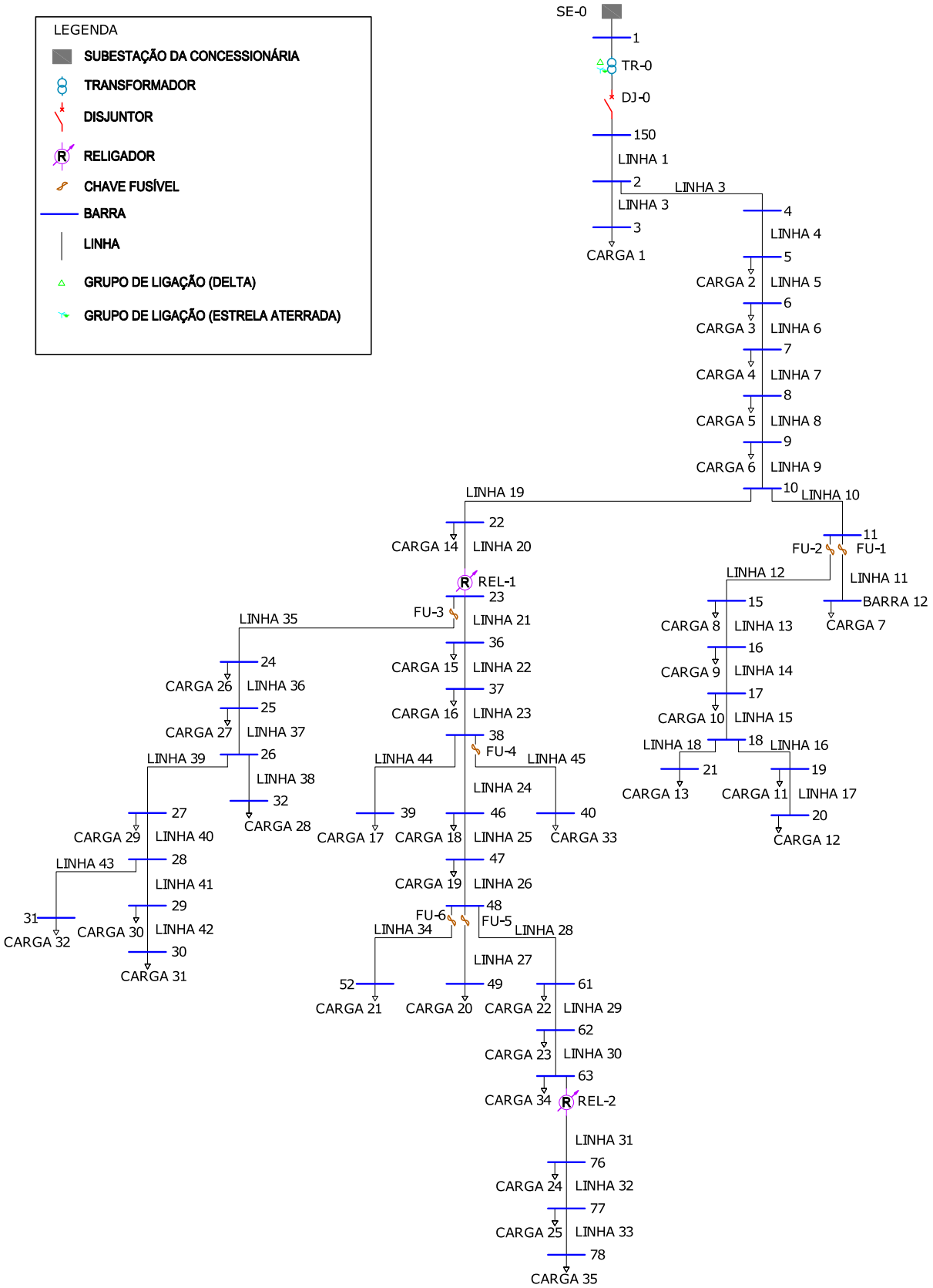


Figura 16 - Sistema de Distribuição

4.2 A Geração Distribuída

Embora o conceito de geração distribuída não seja um assunto novo, não existe ainda uma definição única sobre esse termo. Na literatura encontram-se algumas definições que são usadas para diferenciar a geração distribuída da geração centralizada.

Segundo [26], a geração distribuída é a geração de energia de baixa capacidade (1 a 50 MW) conectada diretamente na distribuição, sendo constituída de fontes renováveis ou não.

Segundo [27], a geração distribuída é a geração de eletricidade por plantas significativamente menores do que as plantas de geração centralizada, sendo geralmente de 10 MW ou menos, o que se estima suficiente para permitir a sua interconexão em quase qualquer ponto do sistema de energia elétrica.

Segundo [28], os principais aspectos a serem considerados na definição de geração distribuída são:

- Finalidade e localização: a finalidade da geração distribuída é proporcionar uma fonte de energia elétrica, que é o mesmo objetivo das grandes geradoras centralizadas. Já a localização, é o principal conceito que fundamenta a GD, pois ela está localizada próxima à carga, conectada diretamente na rede de distribuição.
- Potência nominal e nível de tensão: a potência máxima injetada por uma GD em um ponto de conexão pode ser avaliada em termos de sua potência ativa líquida (MW), ou seja, esta potência líquida resulta da diferença nodal entre a produção de potência da GD e a carga que alimenta (no caso haja uma carga interna). Esta potência ativa líquida também é conhecida como capacidade nodal agregada de uma instalação da GD. Esta potência depende da capacidade da rede e do nível de tensão do sistema de distribuição (o qual varia de acordo com o sistema de cada país). Assim, não é possível estipular uma potência líquida máxima, embora várias categorias de GD tenham sido propostas, variando de alguns kW a dezenas de MW.
- Área de fornecimento da energia: em alguns casos, a área de fornecimento da geração distribuída é considerada como a rede de distribuição na qual ela se encontra conectada, onde toda energia gerada pela GD é entregue. Isso se dá porque, em geral, a energia gerada pela GD é entregue (consumida) próximo a ela mesma. Entretanto, o conceito de área de fornecimento representa uma restrição para a aplicação da geração distribuída por não levar em conta a possibilidade de exportar a energia gerada pela GD para o sistema de transmissão – caso haja uma demanda local baixa, por exemplo. Este suporte que a GD pode proporcionar à rede de transmissão é um fator chave na implementação da GD nos sistemas de energia elétrica. Assim, a área de fornecimento de energia deve ser considerada

dependendo do caso e dependendo também do nível de penetração de cada tecnologia de geração distribuída presente na rede. Em alguns países a noção de área de fornecimento de energia é um limite fixado para a máxima quantidade de unidades modulares que podem se conectar a um determinado ponto da rede de distribuição.

4.3 Os modelos de Geradores utilizados como GDs neste trabalho

Os geradores distribuídos utilizados nas simulações deste trabalho estão disponíveis na barra de ferramentas do programa *DlgSILENT PowerFactory*. O primeiro é um modelo de gerador baseado em inversores. O segundo é uma máquina assíncrona. Os modelos de geradores distribuídos utilizados neste trabalho são:

- **Gerador Estático:** Segundo [14], este tipo de gerador aplica-se a categorias de geradores não rotativos, como por exemplo, geradores fotovoltaicos e células a combustível. Estas opções de categoria podem ser escolhidas no guia de dados básicos do elemento. Neste trabalho, a categoria escolhida para o gerador estático é a geração fotovoltaica, representado na Figura 17. Além disso, na guia de configuração desta ferramenta, pode-se optar por inserir um ou mais geradores (em paralelo) e a potência aparente e fator de potência para dos elementos. Na Figura 18 é representado o guia de dados (*Data Basic*) básicos e as variáveis de entrada.

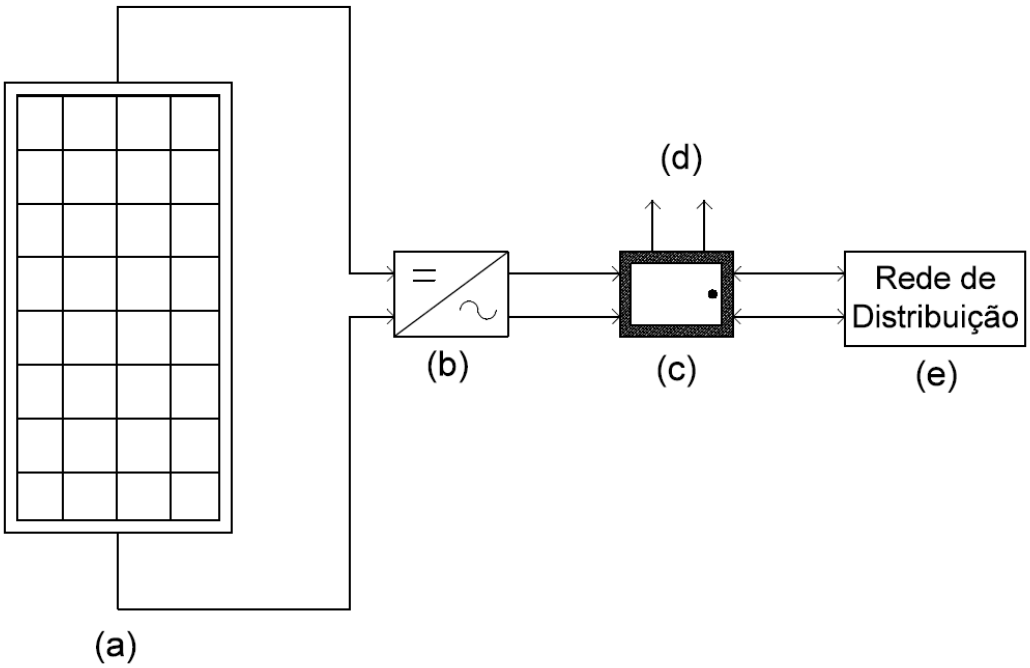


Figura 17 – (a) Placas fotovoltaicas; (b) Inversor de frequência; (c) Quadro de distribuição; (d) Cargas; (e) Rede de distribuição (rede secundária)

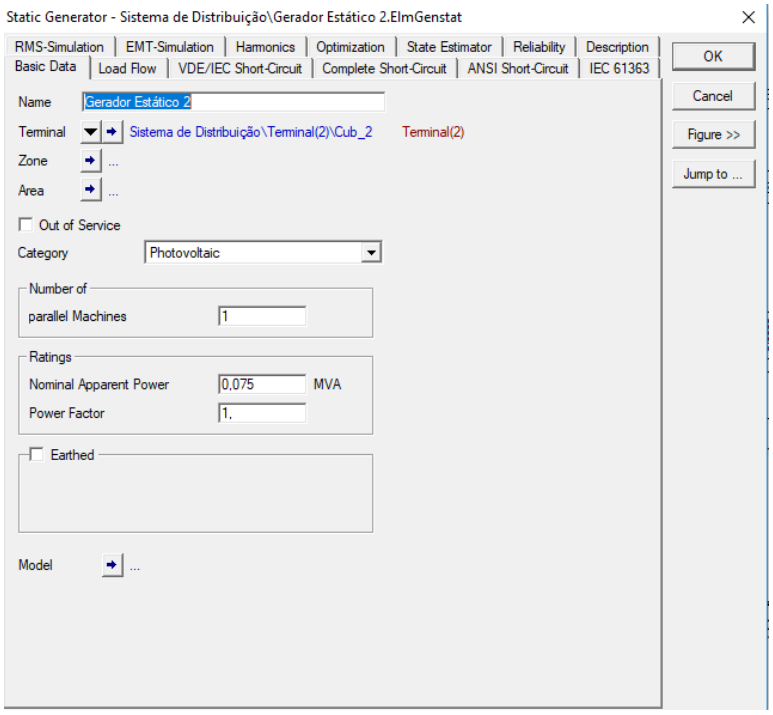


Figura 18 - Interface para dados básicos do gerador estático

Analisando a Figura 18, as entradas de dados para o gerador estático na guia *Data Basic* são:

- *Basic Data:* dados básicos;
- *Category:* Categoria do gerador;
- *Parallel Machines:* nº de geradores em paralelo;
- *Nominal Apparent Power:* potência aparente nominal;
- *Power Factor:* fator de potência.

Os curtos-circuitos deste trabalho seguiram a norma IEC 60909 (VDE 0102), o que torna possível especificar se o gerador estático contribui ou não para as correntes de curto-circuito. Então, para analisar a contribuição dos geradores distribuídos nos curtos-circuitos, a opção *Static converter-fed* é habilitada na guia *VDE/IEC Short-Circuit*. A contribuição de corrente do gerador estático para a corrente de curto-circuito é mostrada na equação (4.1):

$$Z = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}.I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \tag{4.1}$$

com:

$X_M = 0{,}995\ Z$

$rM/xM = 0{,}1$

$L_{LR}/I_{rM} = 3$

onde

U_{rM} Tensão nominal

I_{rM} Corrente nominal

S_{rM} Potência aparente

Assim, vê-se que o gerador contribui até 3 vezes a sua corrente nominal.

- **Máquina Assíncrona:** Segundo [14], este elemento representa os geradores ou motores de indução (rotativos). Assim como no gerador estático, é possível especificar o número de máquinas em paralelo desejado e escolher se a máquina funcionará como gerador ou motor. A Figura 19 representa o guia de dados básicos para a máquina assíncrona, ilustrando os possíveis dados que podem ser configurados.

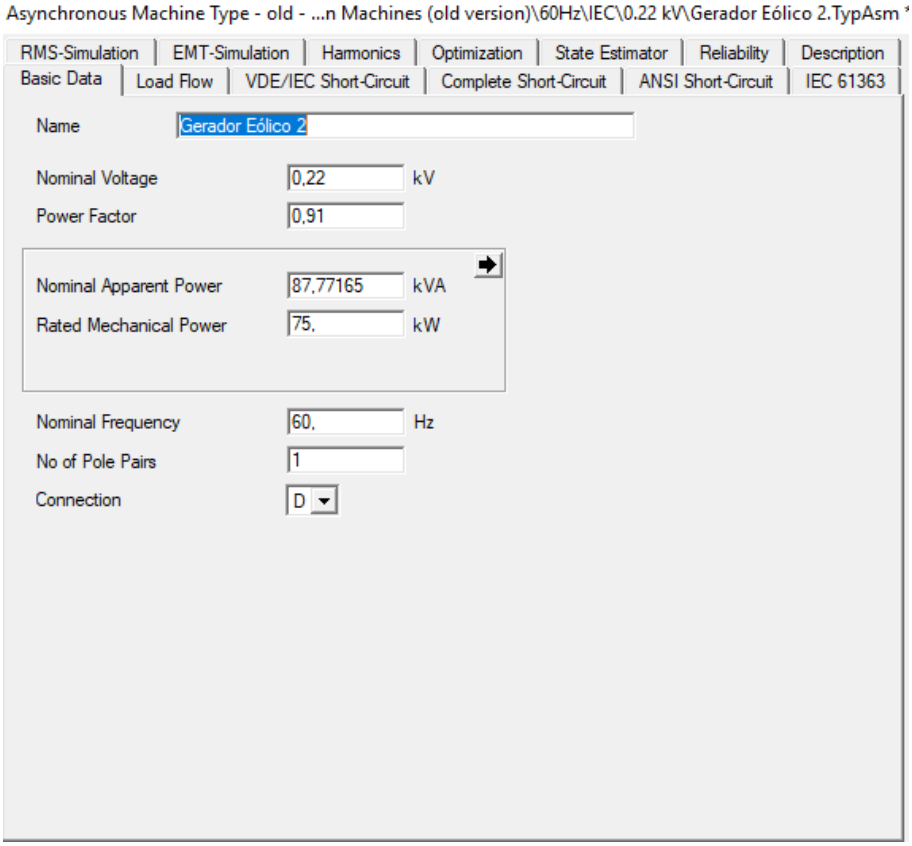


Figura 19 - Interface para dados básicos para a máquina assíncrona

Analisando a Figura 19, as possíveis entradas de dados na guia *Basic Data* são:

- *Nominal Voltage:* tensão nominal;
- *Power Factor:* fator de potência;
- *Nominal Apparent Power:* potência aparente nominal;
- *Rated Mechanical Power:* potência ativa;
- *Nominal Frequency:* frequência nominal da máquina;
- *Nº of Pole Pairs:* número de pares de polos;
- *Connection:* conexão dos enrolamentos (delta ou estrela).

Ressalta-se que entrando com os possíveis dados na guia *Data Basic*, e na guia *Load Flow* com dados de torque ou rotação por minuto (RPM), é possível obter-se automaticamente os parâmetros de circuito equivalente da máquina. Além disso, em relação à contribuição de corrente de curto-circuito, na guia *VDE/IEC Short-Circuit, a opção Static converter-fed* também pode ser habilitada. Porém, para este trabalho optou-se realizar as simulações com a opção *Static converter-fed* desabilitada, pois, desse modo, a contribuição de corrente do gerador de indução para o curto-circuito é maior. Além disto, destaca-se que essa ferramenta (máquina assíncrona) representa o gerador eólico conectado diretamente à rede de baixa tensão, sem o intermédio de inversor de frequência.

No *DlgSILENT PowerFactory*, a ferramenta de máquina assíncrona, quando utilizada para análise de curtos-circuitos, como mostra a Figura 20, têm-se a fonte de tensão atrás da impedância subtransitória ($r_s + jx''$).

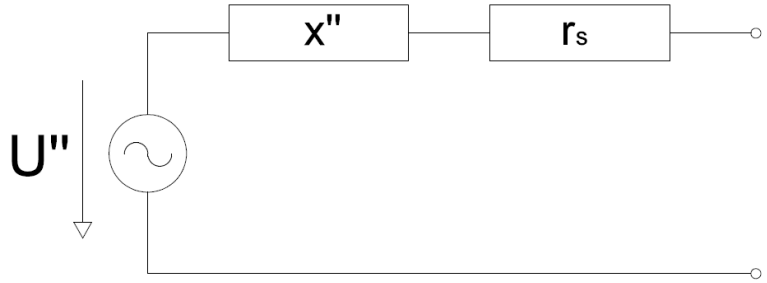


Figura 20 – Circuito que representa a máquina assíncrona

O valor da impedância subtransitória pode ser diretamente extraído da característica de corrente de velocidade ou pode ser inserido separadamente. Esta abordagem é, as vezes, mais precisa, porque, em condições de curto-circuito, os efeitos de saturação da reatância de vazamento que não estão representados no modelo padrão podem ocorrer. A relação entre a corrente do rotor bloqueado e a impedância subtransitória é a seguinte:

$$I_a / I_n = Z_n / Z'' \qquad (4.2)$$

Em que:

Ia Corrente rotor bloqueado

In Corrente norminal

Z'' Impedância subtransiente

Zn Impedância nominal

O valor real da tensão subtransitória depende do método de curto-circuito aplicado. Além disso, o modelo representado na Figura 20 só é capaz de representar corretamente o comportamento subtransitório. Para o cálculo de constantes de tempo CC, correntes de

curto-circuito, as regras definidas nos padrões individuais de curto-circuito são aplicadas. Maiores detalhes sobre as configurações do gerador estático e da máquina assíncrona são apresentados no Anexo A.

5.0 ANÁLISE DA CONTRIBUIÇÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

O objetivo deste capítulo é realizar análises sobre a contribuição da micro GD para as correntes de curto-circuito. Para isto, será empregada a seguinte metodologia:

Etapa 1 – Os dados de dimensionamento da proteção de sobrecorrente do sistema de distribuição foram obtidos de [29]. Porém, foram modificados de acordo com o propósito deste trabalho.

Etapa 2 – Será inserida a micro GD em duas regiões do sistema, de tal maneira que estas regiões fiquem estrategicamente configuradas, mais detalhes na seção 5.2.

Etapa 3 – Será discorrido sobre procedimento adotado para se realizar as simulações. Em seguida, serão apresentados os resultados para cada configuração de simulação feita.

Etapa 4 – Será realizada a análise dos resultados obtidos.

5.1 A Coordenação e Seletividade sem a presença de Geradores Distribuídos

Segundo [29], a partir do estudo de coordenação e seletividade apresentado, determinaram-se os ajustes dos dispositivos de proteção para que apenas o dispositivo mais próximo ao curto-circuito opere, isolando a menor porção do sistema, no menor intervalo de tempo possível. Como cada elemento tem uma abrangência de atuação, definida como zona de proteção, consideraram-se dois tipos de proteção: proteção principal e proteção de retaguarda. As curvas características de tempo *versus* corrente desses elementos são separadas por um intervalo de tempo, conhecido como margem de coordenação. Esta margem de coordenação leva em consideração tempos de abertura, tolerâncias e erros dos dispositivos envolvidos no sistema de proteção [18]. Para este trabalho obteve-se o dimensionamento dos elos fusíveis de [29]. Os parâmetros de configurações dos religadores também foram obtidos de [29], porém, alguns ajustes foram modificados. Esses dimensionamentos e ajustes dos religadores são apresentados na Tabela 2 à Tabela 4.

Tabela 2 - Dimensionamento dos Elos Fusíveis

Dimensionamento dos elos fusíveis		
Nome do fusível		
FU-1	FU-2	FU-3
Corrente solicitada pela carga na linha (A)		
Linha 11 6,85	Linha 12 24,64	Linha 35 34,55
Corrente de curto-circuito fase-terra no ponto mais distante do elemento protetor (A)		
Barra 12 211	Barra 21 184	Barra 30 183
Fusível Adotado		
6K	25K	200K

Tabela 3 - Ajustes das curvas de proteção de fase dos religadores

Nome do equipamento de Proteção	Religador 1
Valor de sobrecarga admissível Ktf*	1,2
Corrente de carga máxima Ic (A)	240,72
Relação de transformação do transformador de corrente (RTC)	1
Ajuste da unidade temporizada (Pick-up) em (A)	500
Time Dial Setting (TDS)	0,5
Ajuste da unidade instantânea (*Pick-up*) em (A)	500

(*) K_{tf} – valor de sobrecarga admissível que pode variar entre 1,2 e 1,5

Tabela 4 - Ajustes das curvas de proteção de neutro dos religadores

Nome do equipamento de Proteção	Religador 1
Valor de desequilíbrio das correntes Ktn	0,2
Corrente de carga máxima Ic (A)	240,72
Relação de transformação do transformador de corrente (RTC)	1
Ajuste da unidade temporizada (Pick-up) em (A)	245
Time Dial Setting (TDS)	0,44
Ajuste da unidade intantânea (*Pick-up*) em (A)	233

(*) K_{tn} – valor de desequilíbrio das correntes e erros no nível de saturação dos TCs.

5.2 A inserção da GD nas regiões de estudo

Nesta seção são apresentados os pontos de inserção dos geradores distribuídos. Para isto, estabeleceram-se duas regiões, I e II, obtidas em [30], de modo que, a escolha de ambas resultasse, respectivamente, em configurações análogas às figuras 21 e 22. Segundo [30], na Figura 21, quando uma subestação SE alimenta dois ramais paralelos entre si, a proteção do ramal 2 pode ser impactada com a contribuição das correntes advindas da GD.

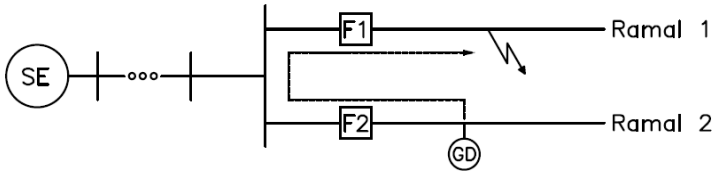


Figura 21 - Operação indevida de F2 devido à contribuição da GD para uma falta em um ramal adjacente [30]

Em que:

F1 e F2	Elementos de proteção que operem independe do sentido do fluxo de corrente (sendo, por exemplo, fusíveis.).
SE	Subestação de energia elétrica
GD	Geração distribuída

Segundo [30], na Figura 22, o esquema *fuse-saving* é o mais comum entre os esquemas de proteção no sistema de distribuição. Quando se adiciona geração distribuída neste esquema, na qual o religador é configurado para operar mais rápido que o fusível (religador como proteção principal), pode ocorrer impacto na proteção.

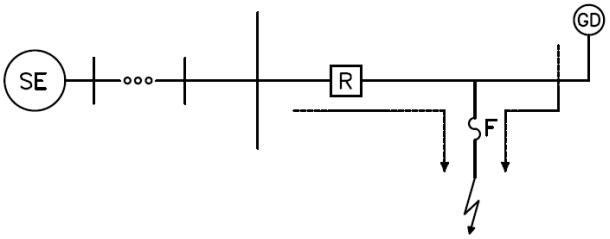


Figura 22 - Impacto da GD na coordenação entre fusíveis e religador [30]

Em que:

R – religador

SE – Subestação de energia elétrica

GD – Geração distribuída

Assim, com base em [30], foram definidas as regiões I e II para o circuito deste trabalho, representadas na Figura 24. Além destas, segundo [30], dependendo da distância do ponto de conexão da GD em relação à subestação e o nível de potência, esta inserção de GD pode contribuir tal forma que o alcance de um religador à montante pode ser afetado, como mostra a Figura 23.

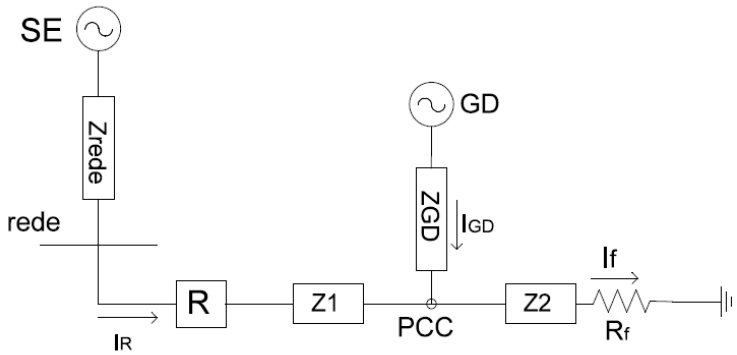


Figura 23 – Impacto da GD no alcance do religador [30]

Em que:

SE Subestação de energia elétrica;
GD Geração distribuída;
R Religador;
PCC Ponto de acoplamento comum;
Zrede Impedância equivalente da rede;
Z1 Impedância entre R e PCC;
Z2 Impedância entre PCC e ponto de falta;
Z_{GD} Impedância entre GD e PCC.

A partir, então, da Figura 22, podem-se obter as equações (5.1) e (5.2). A primeira representa a corrente vista pelo religador sem a inserção de GD na rede. A segunda representa com a corrente vista pelo religador com a GD inserida na rede. Analisando ambas equações, têm-se que uma falta aplicada entre a subestação e a geração distribuída pode acarretar em uma menor corrente vista pelo religador, ou seja, há uma redução no alcance do religador. Portando, situações como as representadas na Figura 22 também são passíveis de sofrerem impactos graças a GD.

$$I_R = \frac{SE}{Z_{rede}+Z_1+(R_f+Z_2)} \tag{5.1}$$

$$I_R = \frac{SE}{Z_{rede}+Z_1+(R_f+Z_2)||Z_{GD}} - \frac{GD}{Z_{GD}+(Z_1+Z_{rede})||(R_f+Z_2)}\frac{(R_f+Z_2)}{(Z_1+Z_{rede})+(R_f+Z_2)} \tag{5.2}$$

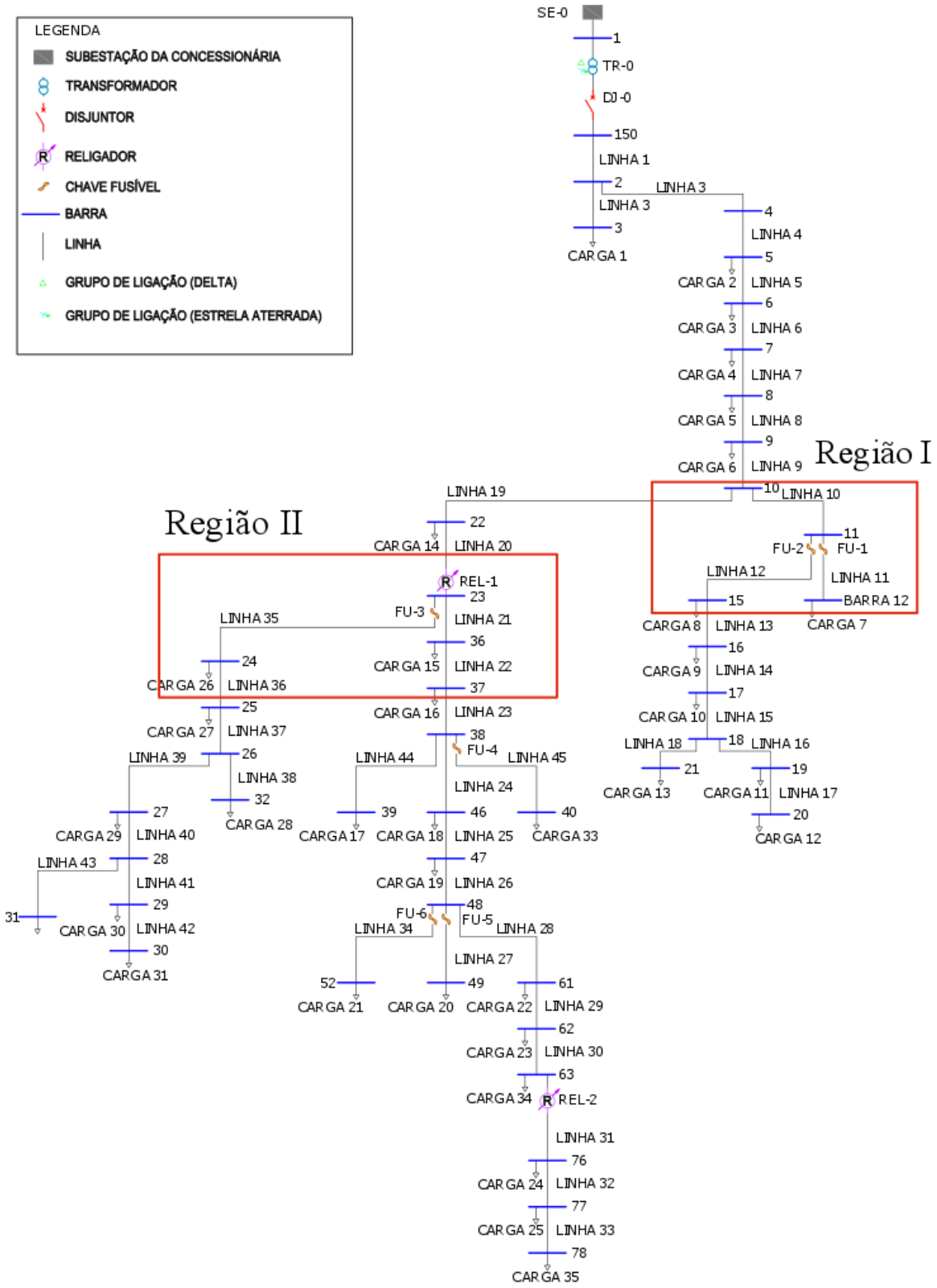


Figura 24 - Região I e II

5.3 As Simulações e as Análises Realizadas

Nesta seção serão descritos os procedimentos e definições adotados para a realização das simulações. Em seguida, serão apresentados os resultados para cada configuração adotada. Ressalta-se que as simulações foram feitas utilizando o programa DlgSILENT PowerFactory.

- Definições:
  - As faltas aplicadas neste trabalho serão exclusivamente trifásicas, com resistência variando em 0, 10, 20, 30 e 40 Ω. Ressalta-se que estes curtos-circuitos serão aplicados seguindo a norma IEC 60909. Maiores detalhes sobre a norma IEC 60909 encontram-se na seção 2.5.
  - Os geradores distribuídos serão de dois tipos:
    - **Gerador baseado em inversores (fotovoltaicos):** A potência deste tipo de gerador será variada em 10 kVA, 50 kVA e 75 kVA, com fator de potência unitário para todas opções de potência.
    - **Gerador trifásico de indução (eólico):** Para este tipo, as potência serão variadas em 11 kW, 22 kW, 37 kW, 45 kW, 55 kW e 75 kW. Considerou-se o gerador eólico conectado diretamente na rede de distribuição (sem inversores de frequência entre gerador eólico e ponto de conexão com a rede).

  Ressalta-se que as máximas potências aplicadas em ambos geradores distribuídos limitam-se em de 75 kW ou 75 kVA (fp = 1) por serem os valores limites definidos pela ANEEL [8]. Ademais, maiores detalhes sobre os dados dos geradores encontram-se no Anexo A.
- Procedimentos:

<u>Caso 1:</u> Nesta situação, foram aplicados curtos-circuitos nas barras 11, 12 e 15. Em cada barra, foram aplicados 5 faltas com resistência de falta variando em 0, 10, 20, 30 e 40 Ω. Cada gerador distribuído foi conectado em um transformador 13,8/0,22 kV e estes, conectados à barra 12. Apesar de ambos transformadores estarem conectados à barra 12, as simulações foram feitas de modo individual, ou seja, por exemplo, enquanto o Gerador Estático 1 está ativo e injetando potência na rede, o Gerador Eólico 1 está inativo. A Figura 25 mostra de forma ampliada a Região I, onde será realizado o Caso 1.

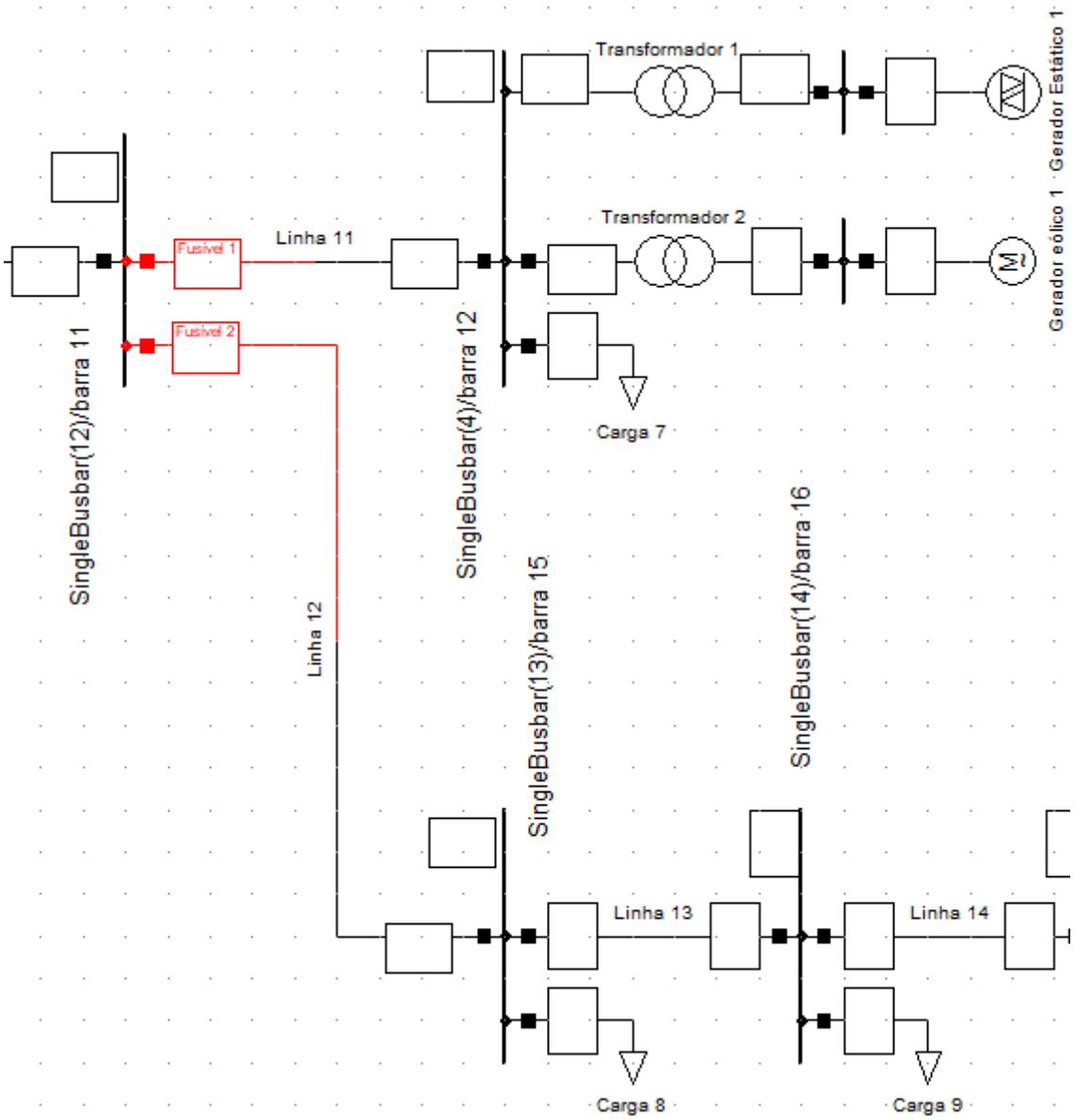


Figura 25 - Inserção dos geradores distribuídos na Barra 12

Os dispositivos de proteção elos fusíveis são nomeados por Fusível 1 e Fusível 2. O primeiro está localizado entre a barra 11 e barra 12 (Linha 11). O segundo encontra-se entre a barra 11 e barra 15 (Linha 12). Ambos estão representados por um retângulo com bordas vermelhas.

Caso 2: As simulações para este caso foram feitas seguindo a lógica do Caso 1. As faltas com resistências variadas foram aplicadas na Linha 35 e barra 24. Observa-se que para a Linha 35, as faltas foram aplicadas em um ponto com distância de 1% do total da linha (da barra 23 até 1% de distância do total da linha). Os transformadores também são de 13,8/0,22 kV e os geradores distribuídos são nomeados como: Gerador Estático 2 e Gerador Eólico 2. A Figura 26 mostra de forma ampliada a Região II, onde será realizado o Caso 2.

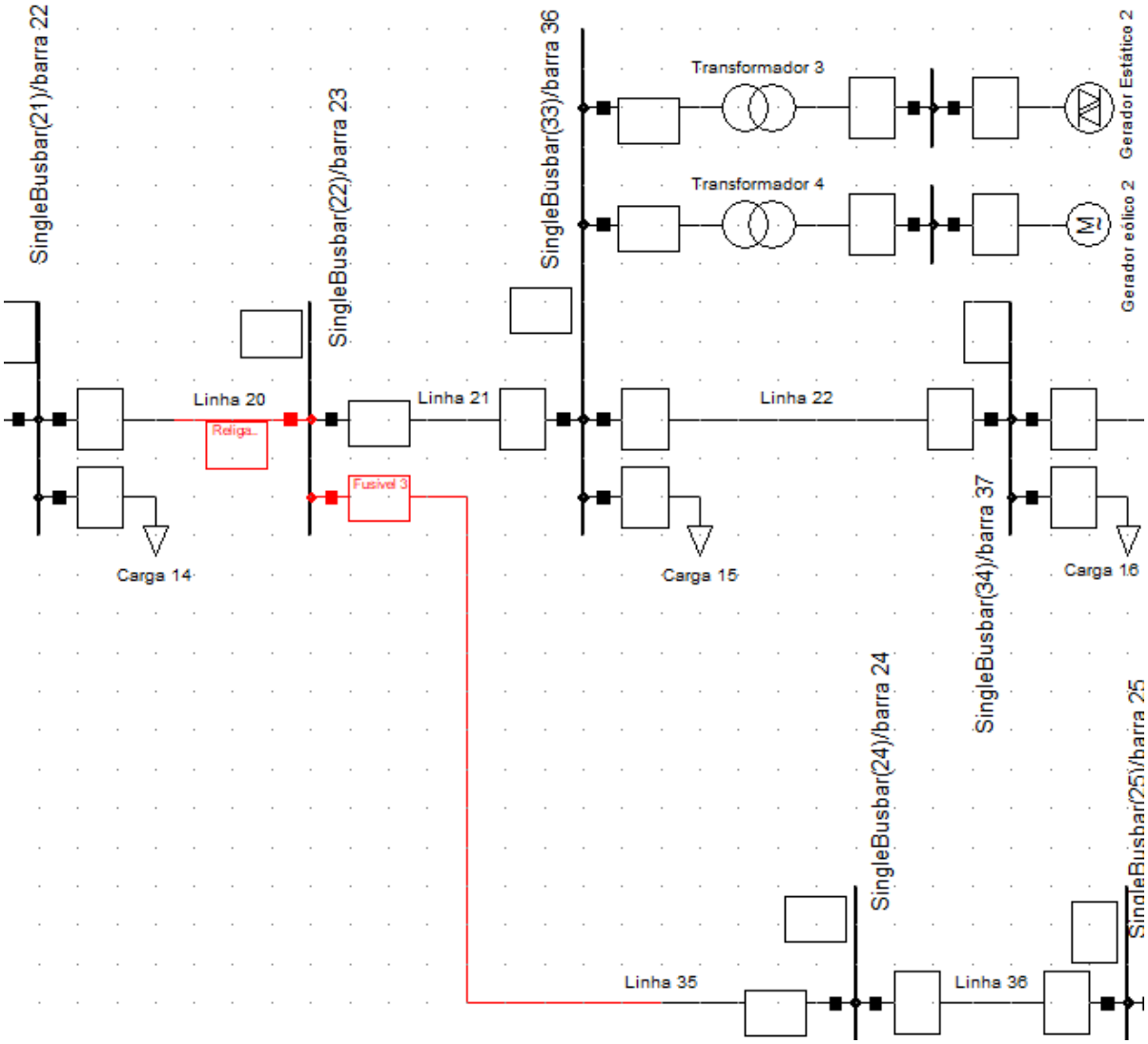


Figura 26 - Inserção dos geradores distribuídos na Barra 36

Os dispositivos de proteção elo fusível e religador são nomeados por Fusível 3 e Religador 1. O primeiro está localizado entre a barra 23 e barra 24 (Linha 35). O segundo encontra-se entre a barra 22 e barra 23 (Linha 20). Ambos estão representados por um retângulo com bordas vermelhas.

5.3.1 Simulações Caso 1

Os resultados das simulações deste caso são apresentados na Figura 27 à Figura 39 e sumarizados na Tabela 5 à Tabela 13. Ressalta-se que, a potência do gerador distribuído também foi variada para cada sequência de aplicação de falta para uma determinada barra.

5.3.1.1 Com Gerador Estático 1 (fotovoltaico)

- Aplicações de faltas na barra 11:

Na barra 11 foram aplicados 5 curtos-circuitos, com resistências de falta variando de 0 a 40 Ω. Este procedimento foi realizado com a potência do Gerador Estático 1 variando entre 10 kVA, 50 kVA e 75 kVA.

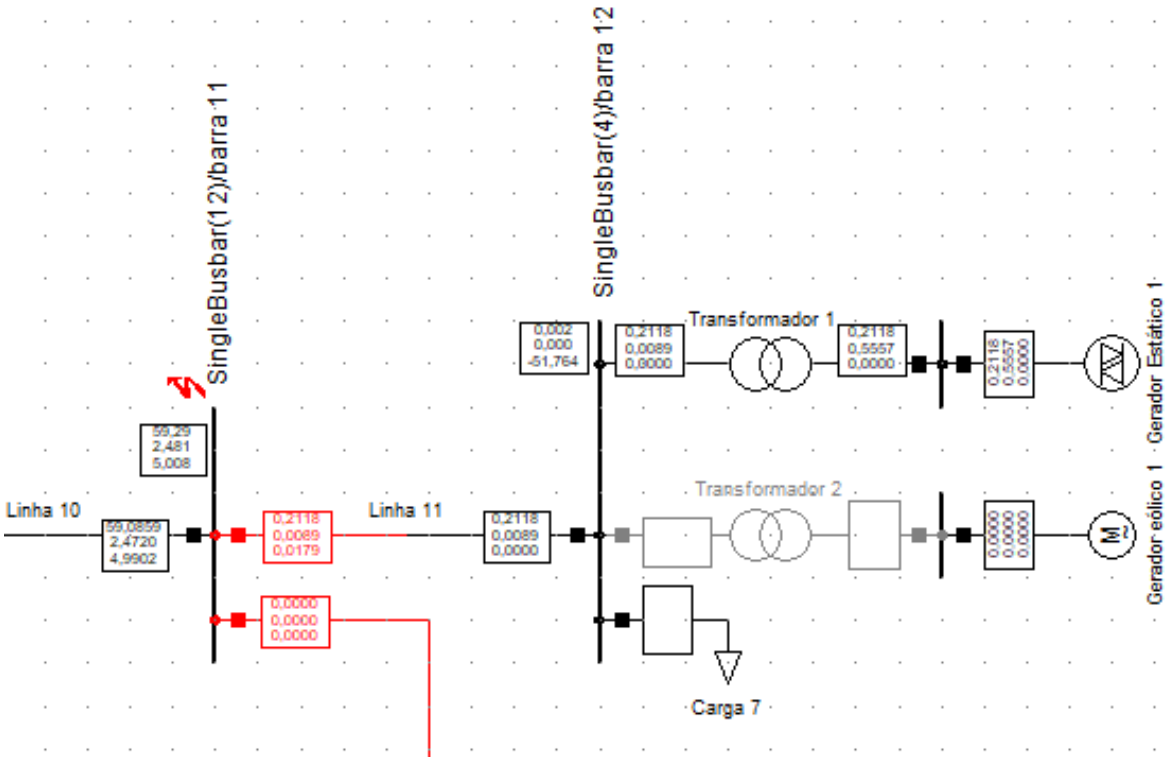


Figura 27 - Configuração da falta na barra 11

A Figura 27 ilustra a configuração dos curtos-circuitos aplicados na barra 11 e a Tabela 5 os resultados.

Tabela 5 – Curtos-circuitos na Barra 11

Resistência de falta (Rf) [ohm]	Barra 11											
	Corrente [A]											
	GD = 10 kVA				GD = 50 kVA				GD = 75 kVA			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10
0	2445,5	1,2	0	2444,3	2450,3	6	0	2444,3	2453	8,9	0	2444,3
10	759,8	0,4	0	759,4	760,1	1,9	0	758,2	760,3	2,7	0	757,6
20	411,6	0,2	0	411,4	411,7	1	0	410,7	411,8	1,5	0	410,3
30	280,9	0,1	0	280,8	280,9	0,7	0	280,2	280,9	1	0	279,9
40	213	0,1	0	212,8	213	0,5	0	212,5	213	0,8	0	212,2

Na Tabela 5 a primeira coluna mostra a variação da resistência de falta (Rf) para cada curto-circuito aplicado. As colunas com os nomes Falta, Fusível 1, Fusível 2 e Linha 10 mostram os valores das correntes em [A] que circulam nelas para cada falta aplicada. As linhas imediatamente acima das colunas Falta, Fusível 1, Fusível 2 e Linha 10 indicam os valores da potência da geração distribuída. Assim, por exemplo, a aplicação de um curto-circuito, na barra 11, com resistência de 0 Ω e gerador distribuído com potência de 10 kVA, gera uma corrente de falta de 2445,5 A. A lógica de leitura desta tabela vale até da Tabela 19.

Analisando a Tabela 5 verifica-se que a maior corrente de contribuição do gerador distribuído foi de 8,9 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA. Esta magnitude de corrente não é suficientemente grande para a atuação do Fusível 1 (6k), como mostra a Figura 28. Não impactando, portanto, no sistema de proteção.

- Aplicações de falta na barra 12:

Realizando a mesma sequência de procedimentos feitos na barra 11 para a barra 12, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 6. A Figura 29 ilustra a configuração das aplicações de falta na barra 12.

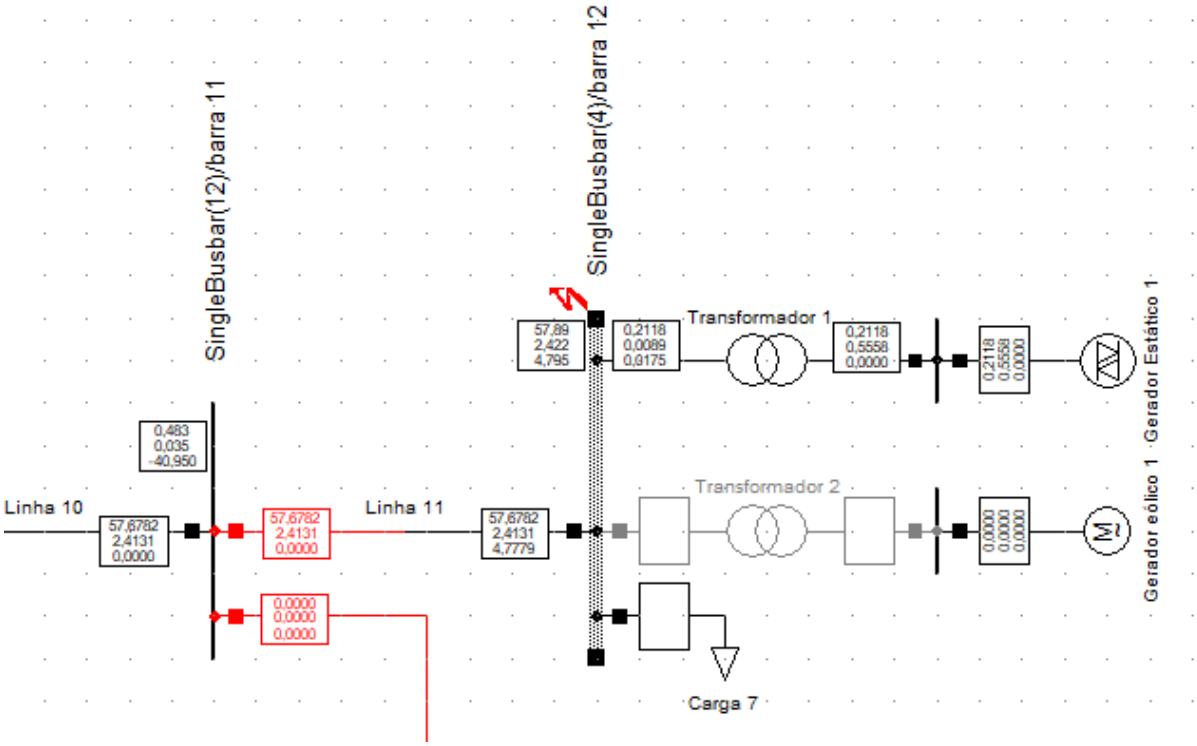


Figura 28 - Configuração de falta na barra 12

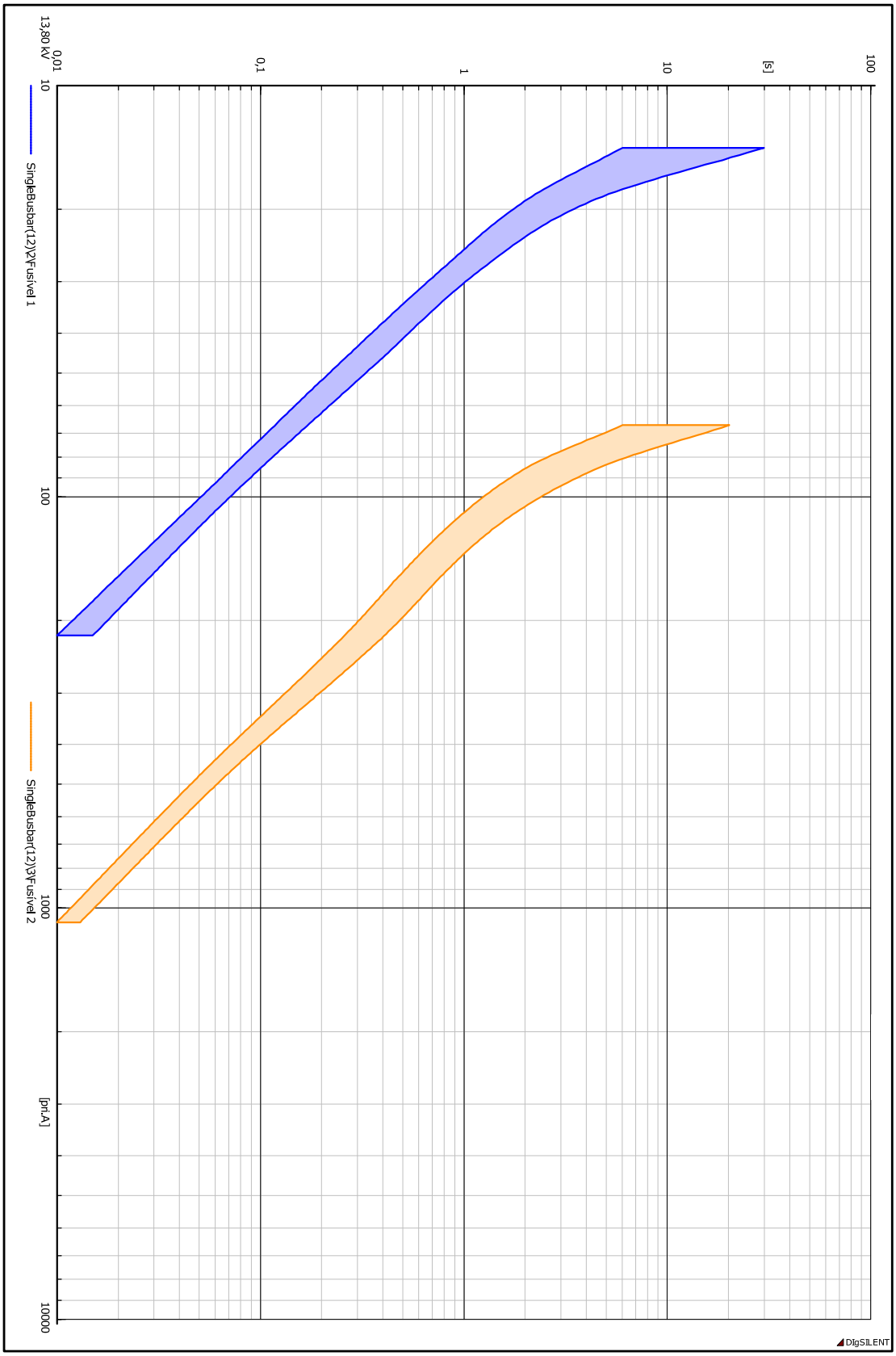


Figura 29 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 11 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA

Tabela 6 – Curtos-circuitos na Barra 12

Resistência de falta [ohm]	Barra 12											
	Corrente [A]											
	GD = 10 kVA				GD = 50 kVA				GD = 75 kVA			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	TR 1	Falta	Fusível 1	Fusível 2	TR 1	Falta	Fusível 1	Fusível 2	TR 1
0	2387,9	2386,7	0	1,2	2392,6	2386,7	0	6	2395	2386,7	0	8,9
10	752,5	752,1	0	0,4	752,8	750,9	0	1,9	753	750,3	0	2,8
20	409,6	409,4	0	0,2	409,7	408,7	0	1	409,7	408,2	0	1,5
30	280	279,8	0	0,1	280	279,3	0	0,7	280	279	0	1
40	212,4	212,3	0	0,1	212,4	211,9	0	0,5	212,5	211,7	0	0,8

Na Tabela 6, a coluna TR 1 representa a corrente que circula pelo lado de alta do Transformado 1 e chega a falta aplicada na barra 12. Verifica-se, então, que a maior corrente de contribuição do gerador distribuído foi de 8,9 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA. O valor de corrente que passa pelo Fusível 1 é 2386,7 A, resultando na fusão do elo fusível em 10 ms segundo como mostra a Figura 30. Como a corrente de contribuição de 8,9 A não acarreta em uma suficiente diminuição da corrente que circula pela Linha 11 até a falta, a operação do Fusível 1 não será impactada.

- Aplicações de falta na barra 15:

Realizando a mesma sequência de procedimentos feitos na barra 11 e 12 para a barra 15, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 7. A Figura 31 ilustra a configuração das aplicações de falta na barra 15.

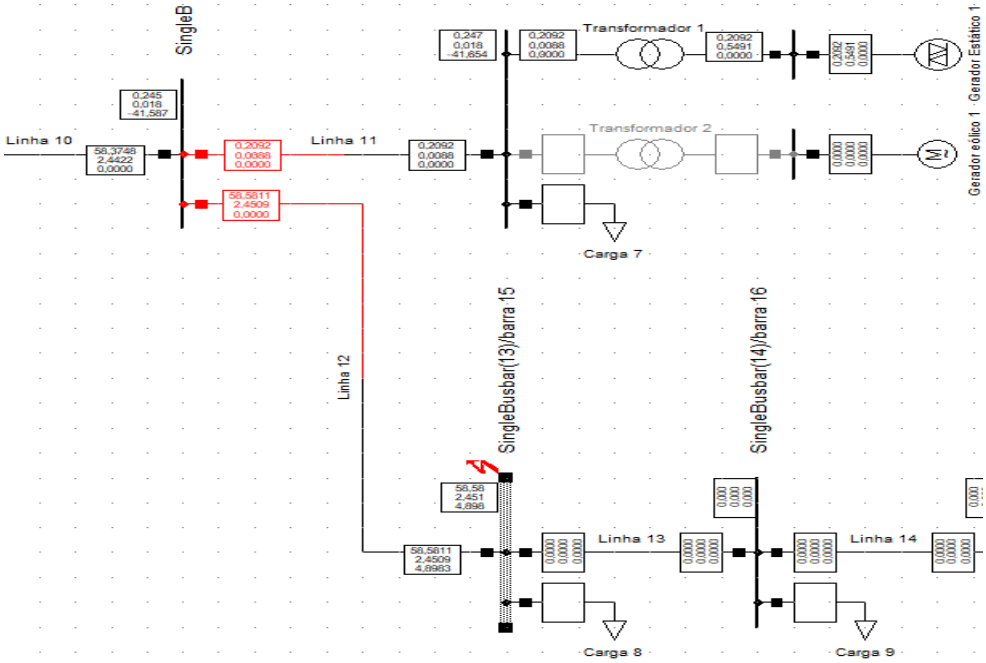


Figura 30 - Configuração de Falta na Barra 15

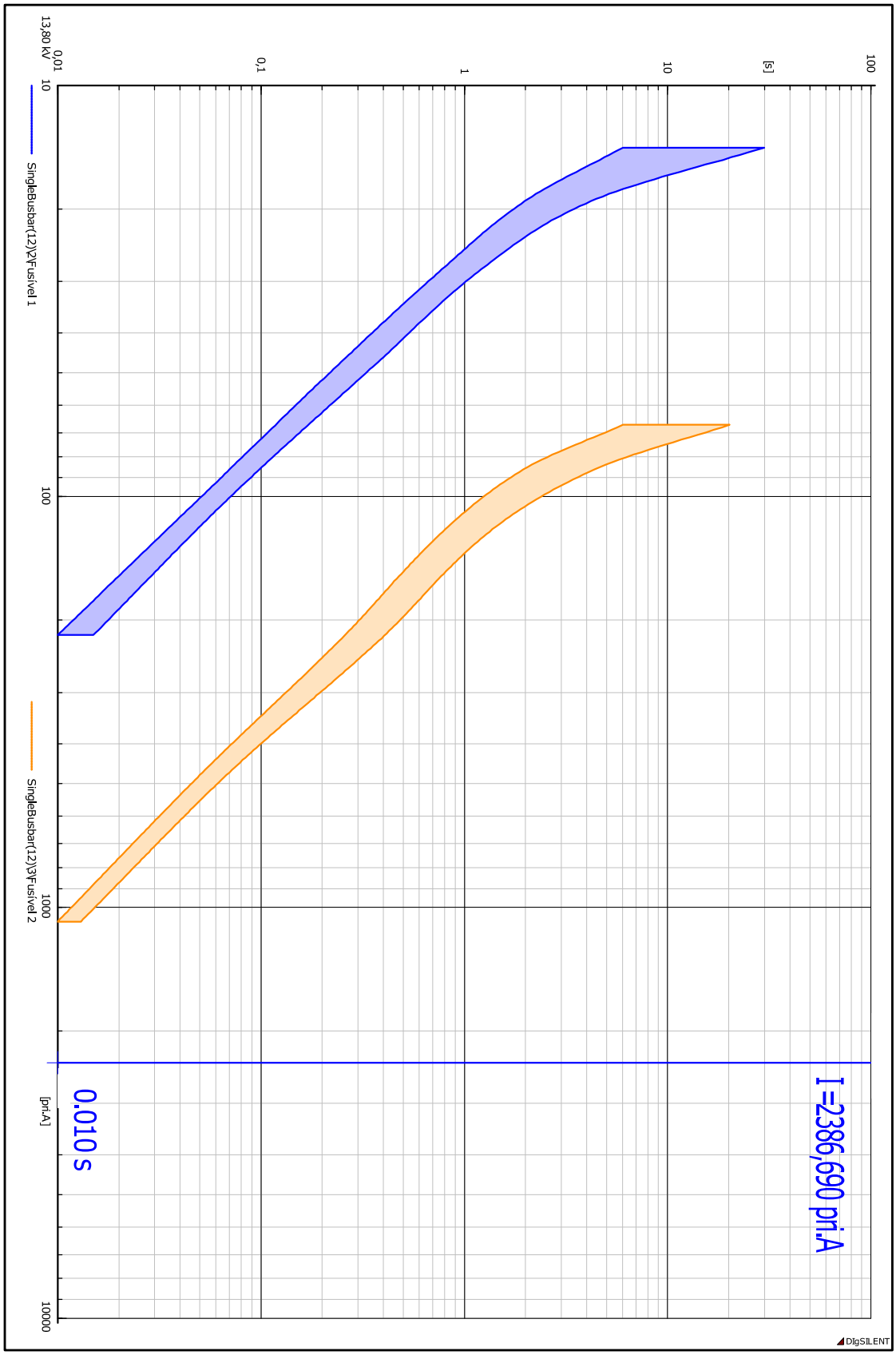


Figura 31 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 12 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA

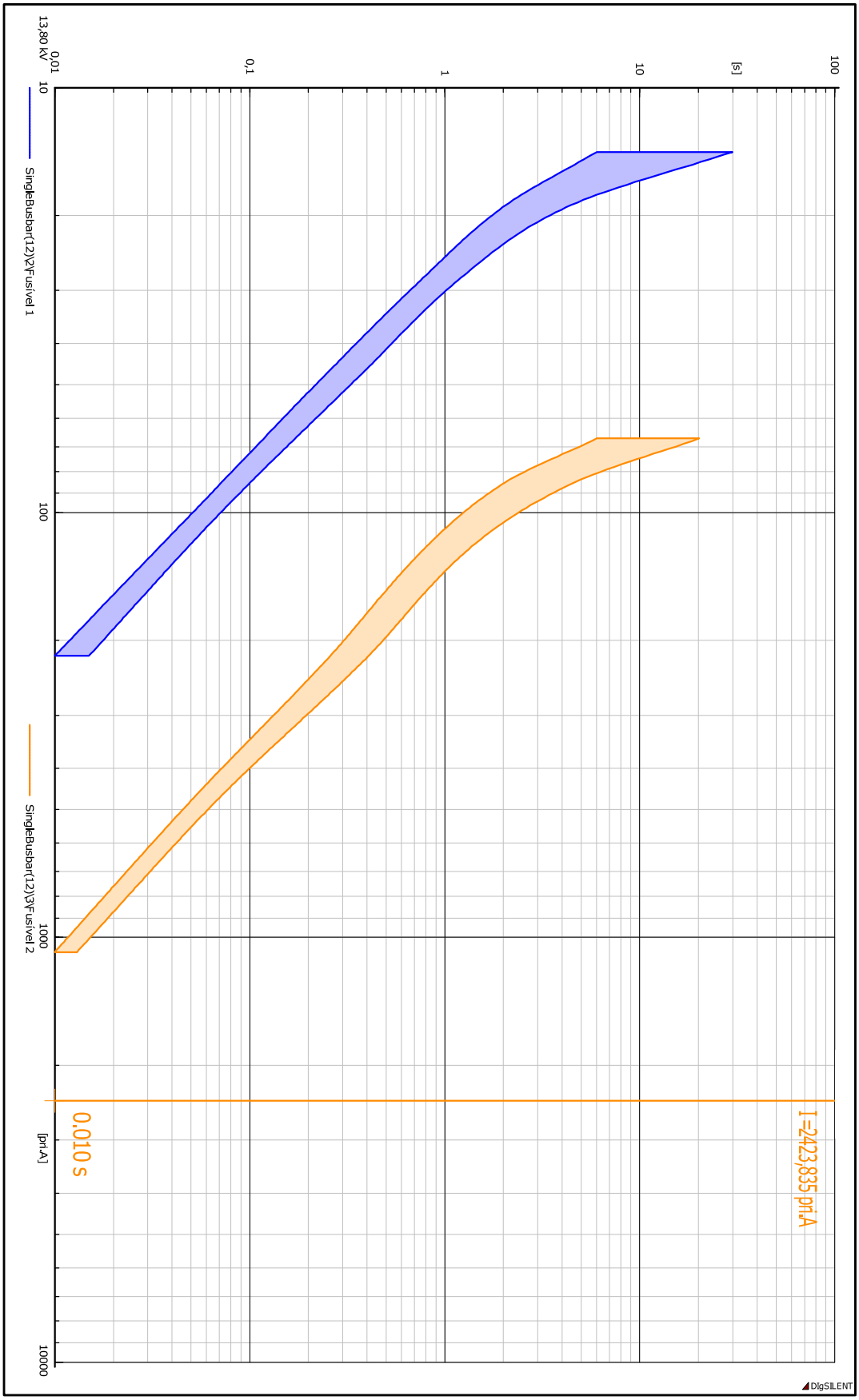


Figura 32 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 15 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA

Tabela 7 – Curtos-circuitos na Barra 15

Resistência de falta [ohm]	Barra 15											
	Corrente [A]											
	GD = 10 kVA				GD = 50 kVA				GD = 75 kVA			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10
0	2416,5	1,2	2416,5	2415,3	2421,1	6	2421,1	2415,2	2424	8,8	2423,8	2415,2
10	756,1	0,4	756,1	755,7	756,4	1,9	756,4	754,6	756,6	2,7	756,6	753,9
20	410,6	0,2	410,6	410,4	410,7	1	410,7	409,7	410,7	1,5	410,7	409,3
30	280,4	0,1	280,4	280,3	280,5	0,7	280,5	279,8	280,5	1	280,5	279,5
40	212,7	0,1	212,7	0,2126	212,7	0,5	212,7	212,2	212,7	0,8	212,7	212

Na Tabela 7, a coluna Linha 10 representa a corrente proveniente da subestação. Vê-se que a maior corrente de contribuição do gerador distribuído foi de 8,8 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA. O valor de corrente que passa pelo Fusível 1 é 8,8 A, resultando em não operação e o valor de corrente que passa pelo Fusível 2 é 2423,8 A, resultando no tempo de atuação 10 ms. Ambas as situações são mostradas na Figura 32. Como a corrente de contribuição de 8,8 A para a corrente total (Linha 10) não foi suficientemente grande, não houve operação incorreta tanto do Fusível 1 como o Fusível 2.

5.3.2.2 Com Gerador Eólico 1

- Aplicações de falta na barra 11

Assim como na subseção 5.3.2.1, foram aplicados, na barra 11, 12 e 15, 5 curtos-circuitos, com resistências de falta variando de 0 a 40 Ω. Este procedimento foi realizado com a potência do Gerador Eólico 1 variando entre 11 kW, 22 kW, 37 kW, 45 kW, 55 kW e 75 kW. A Figura 33 ilustra a configuração dos curtos-circuitos aplicados na barra 11 e as Tabela 8 e Tabela 9 mostram os resultados.

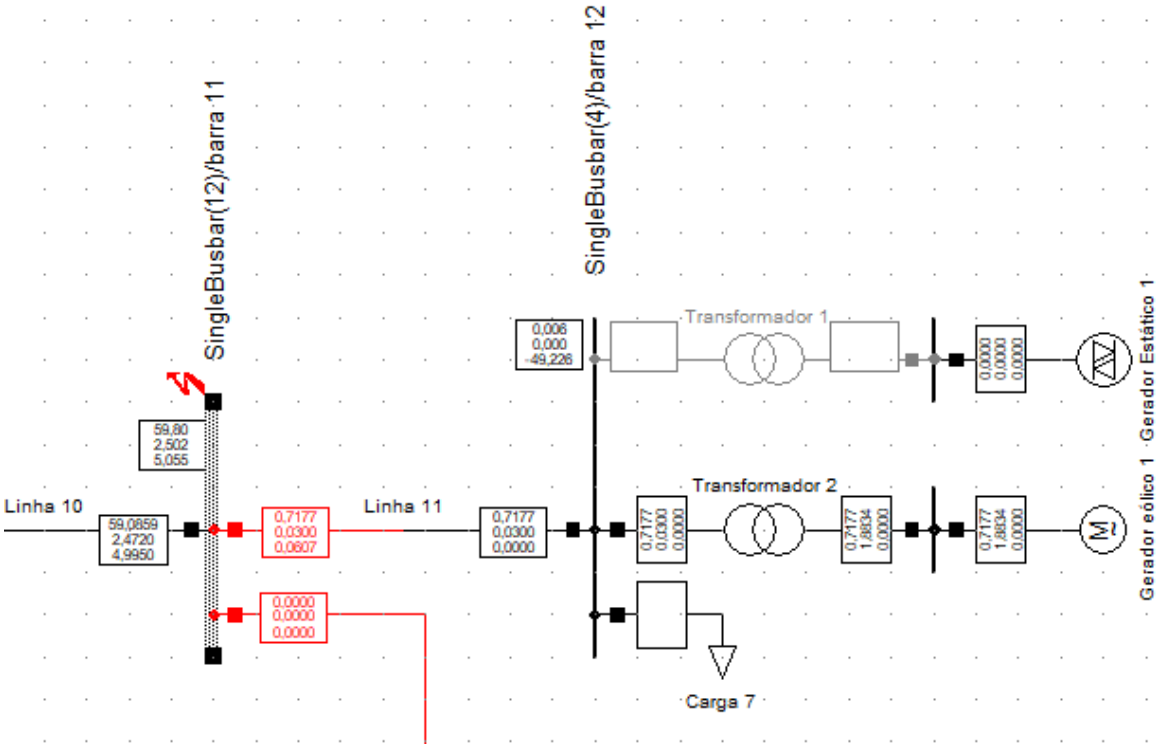


Figura 33 - Configuração de Faltas na Barra 11

Tabela 8 - Curtos-circuitos na Barra 11

Resist. de falta [ohm]	Barra 11											
	Corrente [A]											
	GD = 11 kW				GD = 22 kW				GD = 37 kW			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10
0	2449,3	5,1	0	2444,3	2453,6	9,4	0	2444,3	2460,2	16,1	0	2444,3
10	760	1,6	0	758,5	760,3	2,9	0	757,4	760,7	5	0	755,8
20	411,7	0,9	0	410,9	411,8	1,6	0	410,2	411,9	2,7	0	409,2
30	280,9	0,6	0	280,3	281	1,1	0	279,9	281	1,8	0	279,2
40	213	0,4	0	212,5	213	0,8	0	212,2	213	1,4	0	211,6

Tabela 9 - Curtos-circuitos na Barra 11

Resist. de falta [ohm]	Barra 11											
	Corrente [A]											
	GD = 45 kW				GD = 55 kW				GD = 75 kW			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10
0	2461,8	17,7	0	2444,3	2466	21,9	0	2444,3	2474,1	30	0	2444,3
10	760,8	5,5	0	755,4	761,1	6,7	0	754,4	761,6	9,2	0	752,4
20	411,9	3	0	409	412	3,7	0	408,4	412,1	5	0	407,1
30	281	2	0	279	281	2,5	0	278,6	281,1	3,4	0	277,7
40	213	1,5	0	211,5	213	1,9	0	211,2	213,1	2,6	0	210,5

Analisando as Tabelas 8 e 9, verifica-se que para a maior corrente de contribuição da geração distribuída foi de 30 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kW. Esta magnitude de corrente acarreta em um tempo de operação do Fusível 1 (6k) de aproximadamente 0,662 s, como mostra a Figura 34. Apesar da corrente de 30 A ocasionar em um tempo de operação de 0,662 s do Fusível 1, esta situação não é necessariamente considerada como uma atuação indevida. Pois, segundo a coordenação entre relés e elos fusíveis de [29], para uma corrente de contribuição de 2444 A pela subestação para a falta, o disjuntor localizado na saída da subestação opera com um tempo próximo de 0,4 s, ou seja, antes que o Fusível 1 atue. Esta operação do relé é ilustrada na Figura 35.

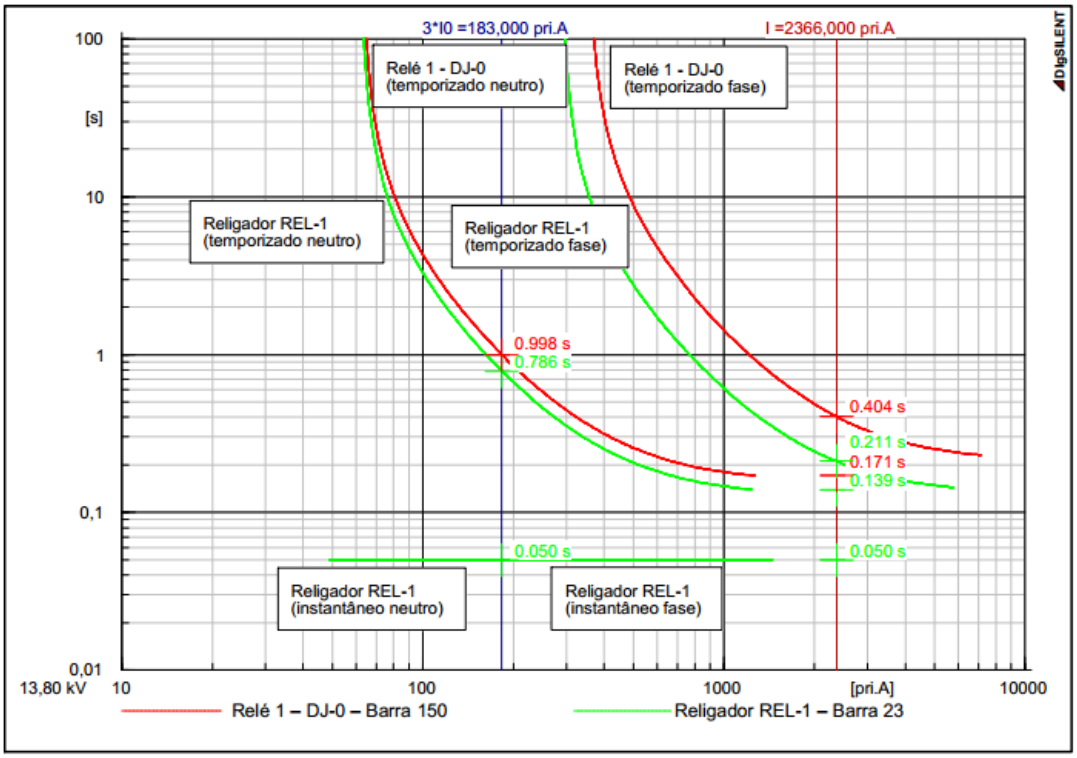


Figura 34 - Curva tempo versus corrente do Relé 1, localizado na saída da subestação

Analisando, portanto, a Figura 35, vê-se que o tempo de atuação do relé 1 é cerca de 0,4 s para uma corrente de magnitude de cerca 2366 A, então, para uma corrente de 2444 A ele operará mais rapidamente. Desse modo, não há operação do Fusível 1 e, portanto, a proteção não é impactada.

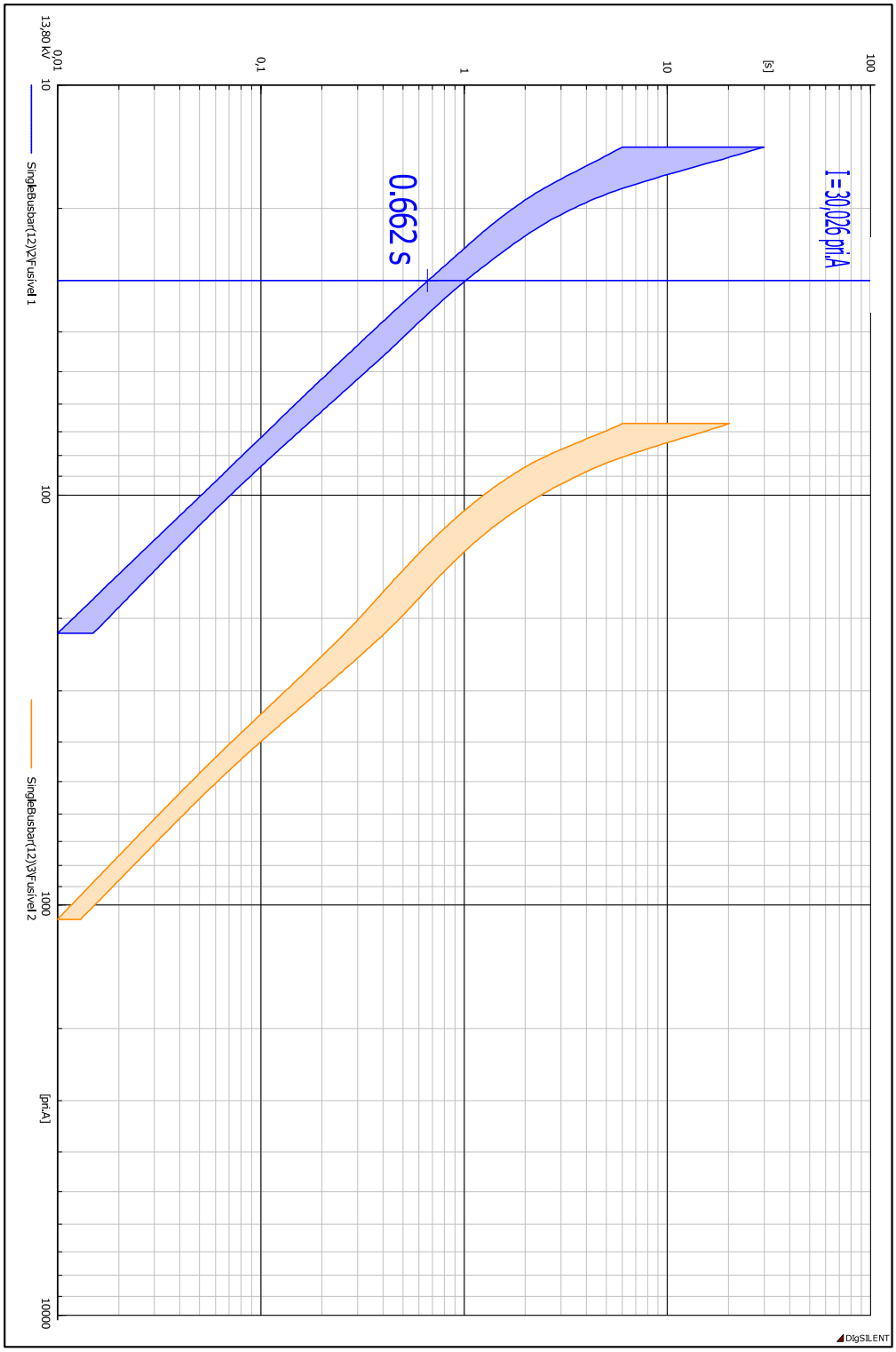


Figura 35 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 11 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kW

- Aplicações de falta na barra 12

Com os mesmo procedimentos feitos na barra 11 para a barra 12, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 10 e 11. A Figura 36 ilustra a configuração das aplicações de falta na barra 12.

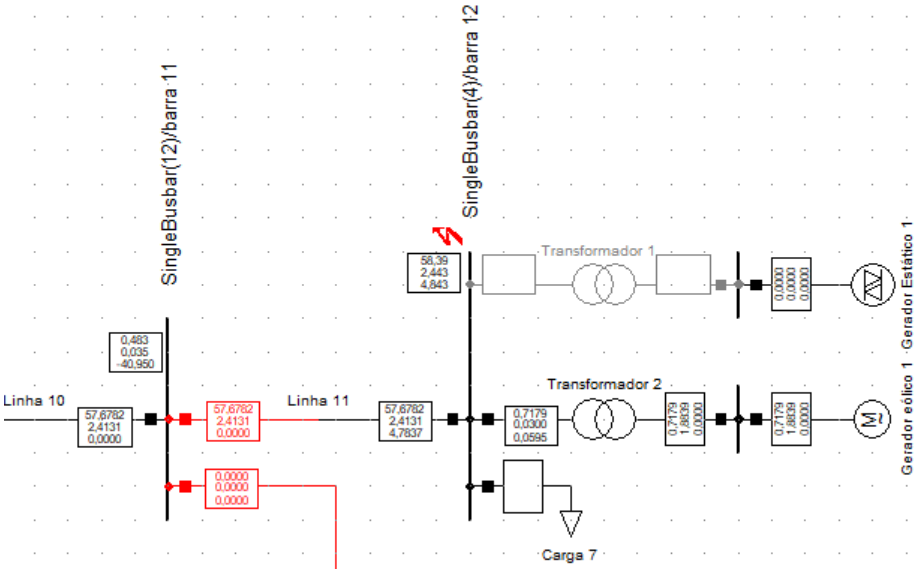


Figura 36 - Configuração de Falta na Barra 12

Tabela 10 - Curtos-circuitos na Barra 12

Resist. de falta [ohm]	Barra 12											
	Corrente [A]											
	GD = 11 kW				GD = 22 kW				GD = 37 kW			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Trafo	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Trafo	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Trafo
0	2391,7	2386,7	0	5,1	2395,9	2386,7	0	9,4	2402,6	2386,7	0	16,1
10	752,7	751,2	0	1,6	753	750,1	0	3	753,5	748,5	0	5,1
20	409,7	408,8	0	0,9	409,7	408,2	0	1,6	409,8	407,1	0	2,8
30	280	279,4	0	0,6	280	278,9	0	1,1	280,1	278,2	0	1,9
40	212,4	212	0	0,5	212,5	211,6	0	0,8	212,5	211,1	0	1,4

Tabela 11 - Curtos-circuitos na Barra 12

Resist. de falta [ohm]	Barra 12											
	Corrente [A]											
	GD = 45 kW				GD = 55 kW				GD = 75 kW			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Trafo	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Trafo	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Trafo
0	2404,1	2386,7	0	17,7	2408,3	2386,7	0	21,9	2416,4	2386,7	0	30
10	753,6	748,1	0	5,5	753,9	747,1	0	6,8	754,4	745,1	0	9,4
20	409,9	406,9	0	3	409,9	406,3	0	3,7	410,1	405	0	5,1
30	280,1	278,1	0	2,1	280,1	277,6	0	2,5	280,2	276,7	0	3,5
40	212,5	211	0	1,6	212,5	210,6	0	1,9	212,5	209,9	0	2,6

Analisando as Tabelas 10 e 11, verifica-se que para a maior a maior corrente de contribuição da geração distribuída foi de 30 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kW.

O valor de corrente que passa pelo Fusível 1 é aproximadamente 2386,7 A, resultando na fusão do elo fusível em 10 ms segundo como mostra a Figura 37. Como a corrente de contribuição de 30 A não acarreta em uma suficiente diminuição da corrente que circula pela Linha 11 até a falta, a operação do Fusível 1 não é impactada.

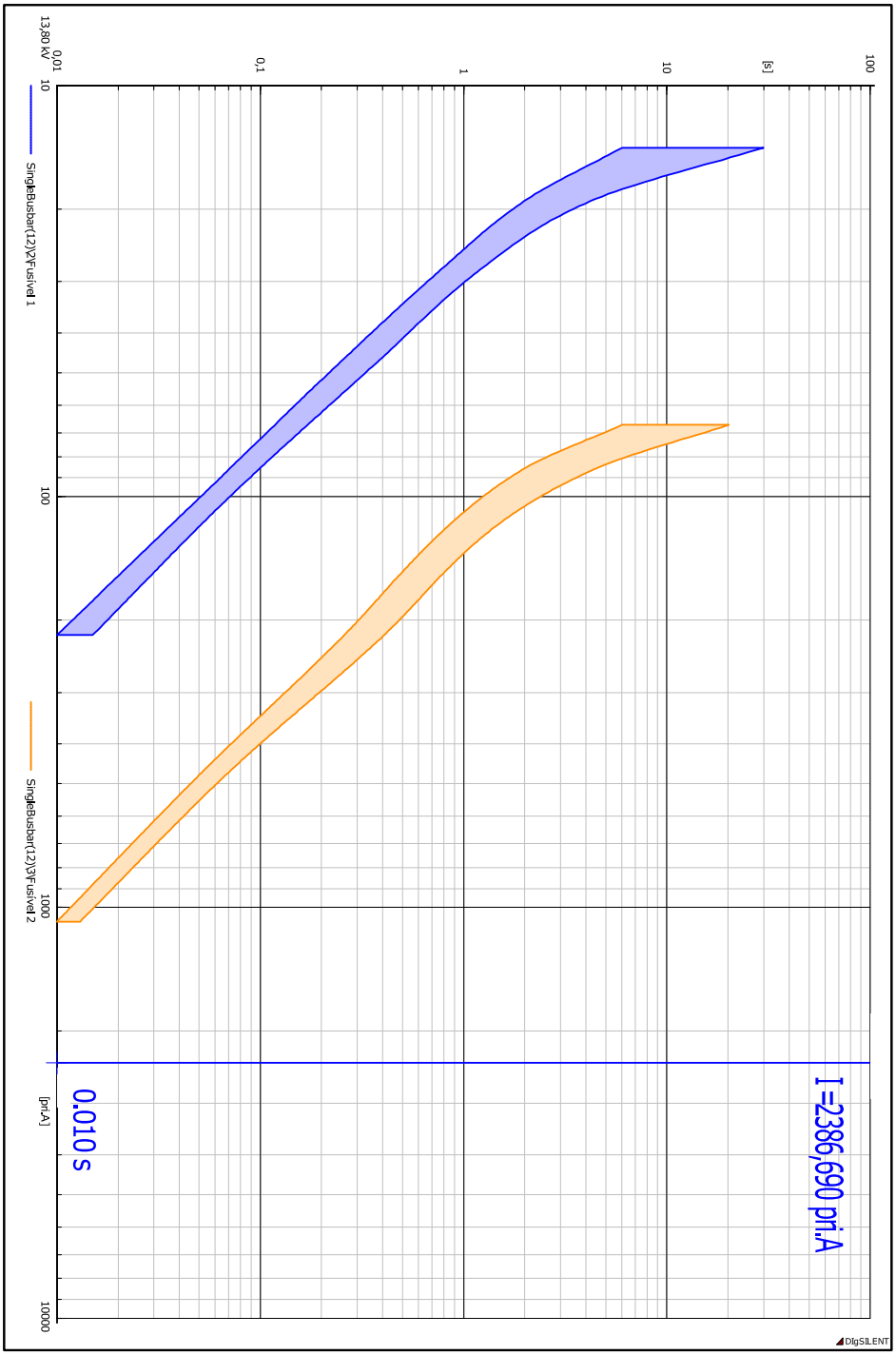


Figura 37 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 12 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kW

- Aplicações de falta na barra 15:

Realizando a mesma sequência de procedimentos feitos na barra 11 e 12 para a barra 15, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 12 e 13. A Figura 38 ilustra a configuração das aplicações de falta na barra 15.

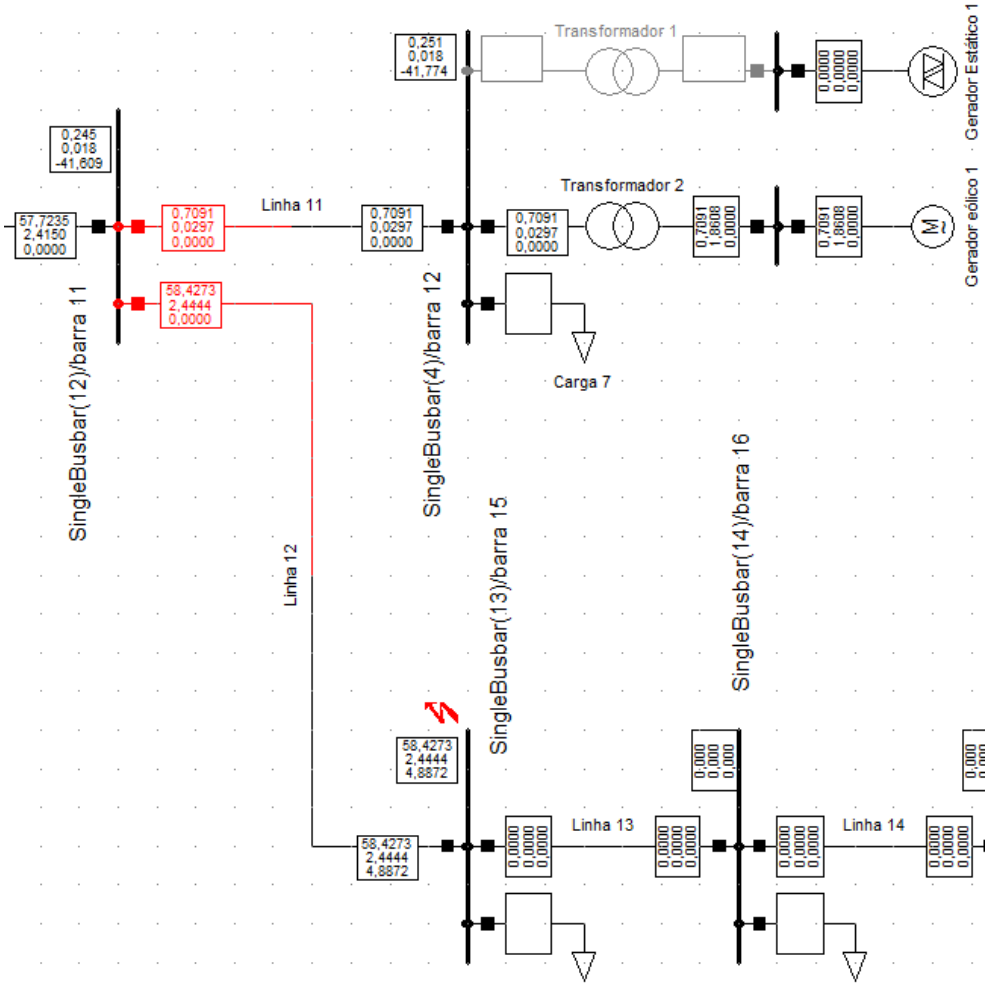


Figura 38 - Configuração de Falta na Barra 15

Tabela 12 - Curtos-circuitos na Barra 15

Resist. de falta [ohm]	Barra 15											
	Corrente [A]											
	GD = 11 kW				GD = 22 kW				GD = 37 kW			
	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Falta	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Barra 15	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10
0	2420,2	5	2420,2	2415,2	2424,3	9,3	2424,3	2415,2	2430,9	15,9	2430,9	2415,1
10	756,3	1,6	756,3	754,8	756,6	2,9	756,6	753,8	757	5	757	752,1
20	410,7	0,9	410,7	409,8	410,7	1,6	410,7	409,2	410,8	2,7	410,8	408,2
30	280,5	0,6	280,5	279,9	280,5	1,1	280,5	279,4	280,5	1,8	280,5	278,7
40	212,7	0,4	212,7	212,3	212,7	0,8	212,7	211,9	212,7	1,4	212,7	211,4

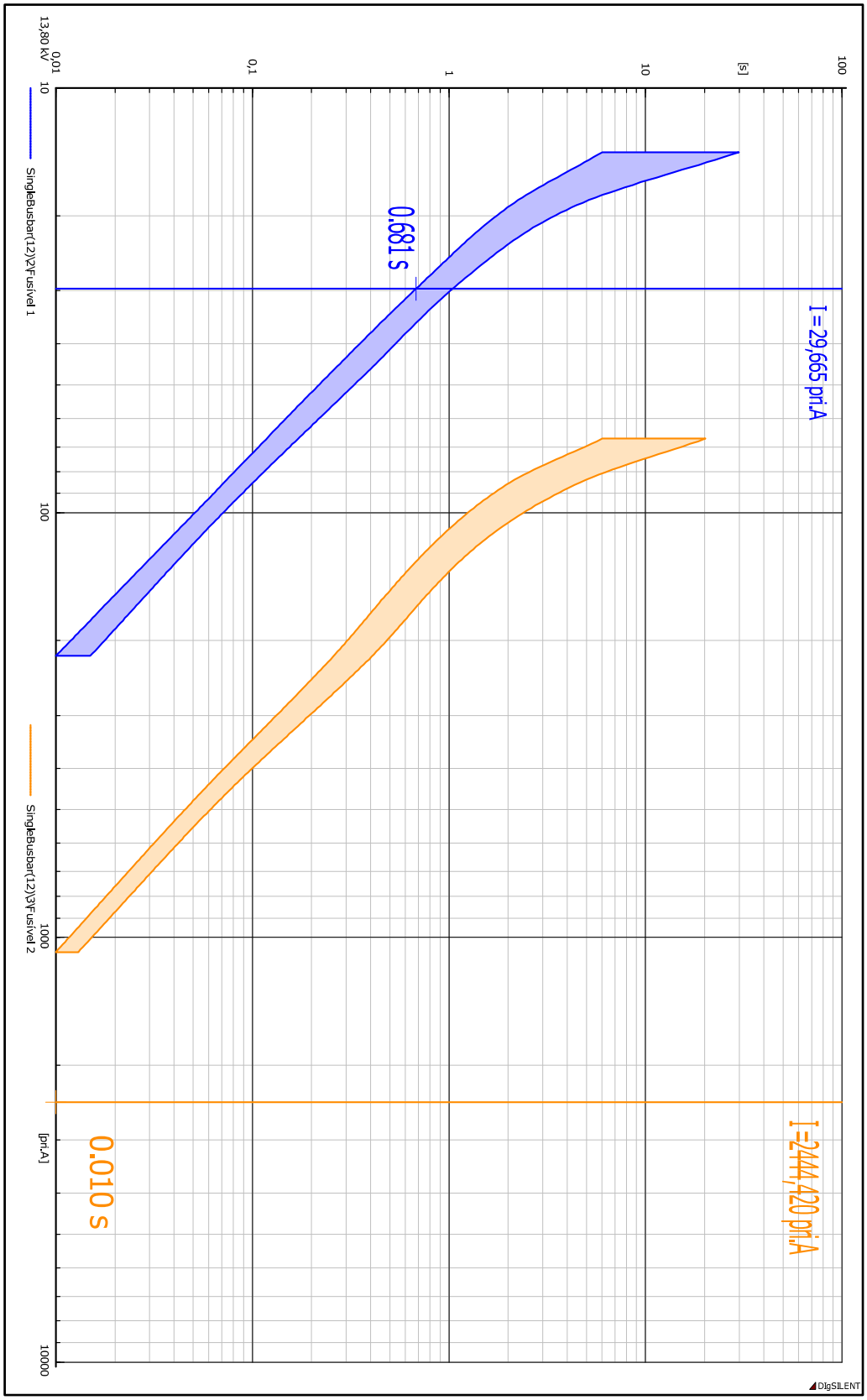


Figura 39 - Curva tempo versus Corrente Fusível 1 (azul) e Fusível 2 (bege) – Curto-circuito na barra 15 com Rf = 0 Ω e GD = 75 kW

Tabela 13 – Curtos-circuitos na Barra 15

Resist. de falta [ohm]	Barra 15											
	Corrente [A]											
	GD = 45 kW				GD = 55 kW				GD = 75 kW			
	Barra 15	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Barra 15	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10	Barra 15	Fusível 1	Fusível 2	Linha 10
0	2432,4	17,5	2432,4	2415,1	2436,5	21,6	2436,5	2415,1	2444,4	29,7	2444,4	2415
10	757,1	5,4	757,1	751,8	757,4	6,7	757,4	750,7	757,9	9,2	757,9	748,7
20	410,9	2,9	410,9	408	410,9	3,6	410,9	407,3	411	5	411	406,1
30	280,5	2	280,5	278,5	280,6	2,5	280,6	278,1	280,6	3,4	280,6	277,2
40	212,7	1,5	212,7	211,2	212,8	1,9	212,8	210,9	212,8	2,6	212,8	210,2

Analisando as Tabelas 12 e 12, vê-se que a maior corrente de contribuição do gerador distribuído foi de 29,7 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kW. O valor de corrente que passa pelo Fusível 1 é 29,7 A, resultando em um tempo de operação de 0,681 s, não há operação do Fusível 1, já que o disjuntor abrirá em um tempo inferior a 0,4 s [29]. Além disso, o valor de corrente que passa pelo Fusível 2 é 2444,4 A, resultando em um tempo de operação em 10 ms. Portanto, não há impactos no sistema de proteção. Os tempos de operações de ambos são ilustrados nas curvas tempo versus corrente da Figura 39.

Ressalta-se que, como a maior contribuição de corrente não gera impacto na proteção, fica desnecessário a análise das situações em que a contribuição de corrente é menor.

5.3.2 Simulações Caso 2

Para este caso, as simulações são apresentadas na Figura 40 à Figura 47 e sumarizados na Tabela 14 à Tabela 19. Ressalta-se que, a potência do gerador distribuído também foi variada para cada sequência de aplicação de falta para uma determinada barra.

5.3.2.1 Com Gerador Estático 2 (fotovoltaico)

- Aplicações de falta na Linha 35 (Distância 1%)

Na distância de 1% da Linha 35 em relação à barra 23, foram aplicados 5 curtos-circuitos, seguindo os moldes dos procedimentos aplicados para a Região 1, ou seja, com resistências de falta variando de 0 a 40 Ω e com a potência do Gerador Estático 2 variando entre 10 kVA, 50 kVA e 75 kVA.

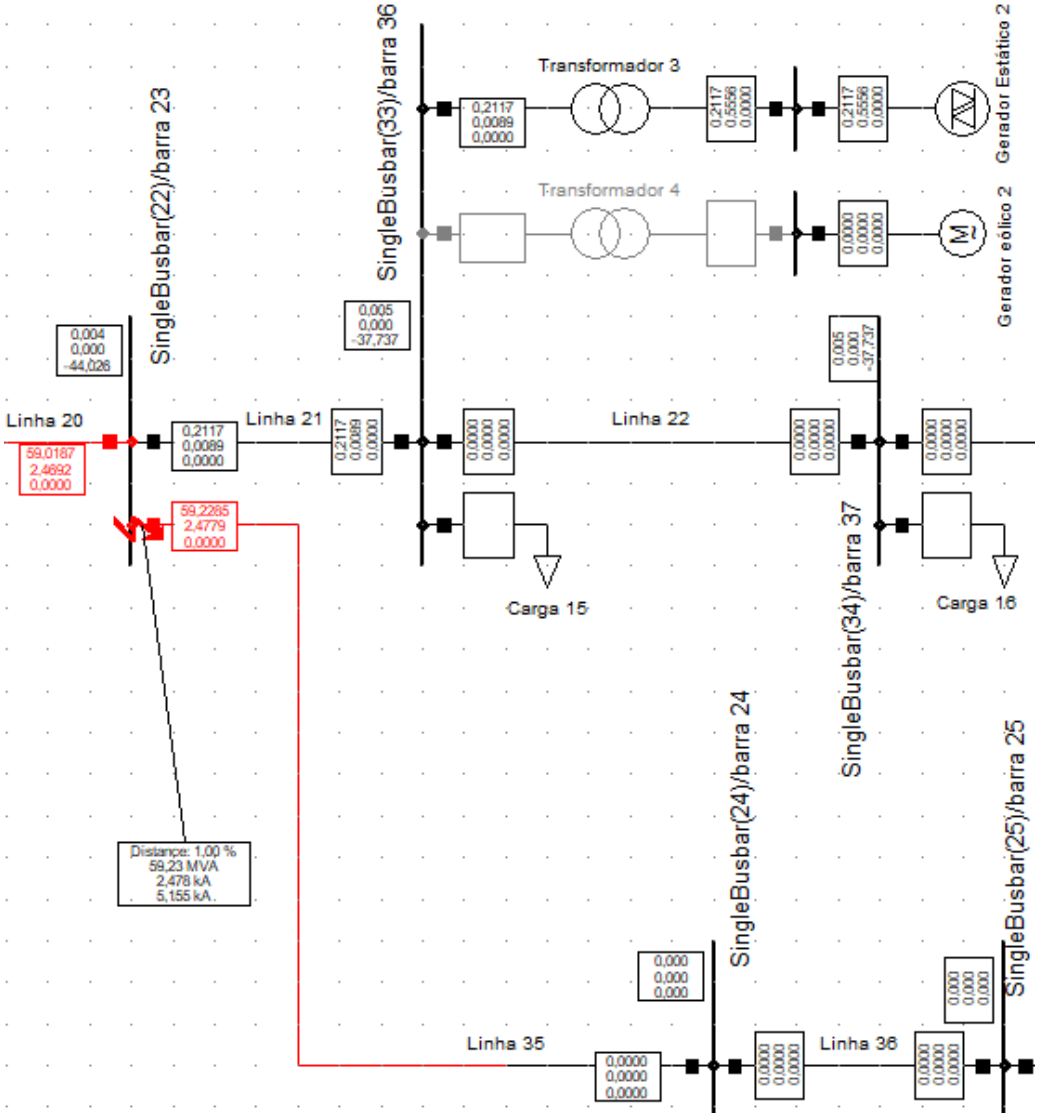


Figura 40 - Configuração de Falta na Linha 35

A Figura 40 ilustra a configuração dos curtos-circuitos aplicados na barra 11 e na Tabela 14 são mostrados os resultados.

Tabela 14 – Curtos-Circuitos na Linha 35

Resist. de falta [ohm]	Linha 35 (Distância 1%)											
	Corrente [A]											
	GD = 10 kVA				GD = 50 kVA				GD = 75 kVA			
	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3
0	2470,4	2469,2	1,2	2470,4	2475,1	2469,2	6	2475,1	2477,9	2469,2	8,9	2477,9
10	767,5	767,1	0,4	767,5	767,8	766	1,9	767,8	768	765,3	2,7	768
20	414	413,8	0,2	414	414	413	1	414	414,1	412,6	1,5	414,1
30	282	281,8	0,1	282	282	281,3	0,7	282	282	281	1	282
40	213,6	213,5	0,1	213,6	213,6	213,1	0,5	213,6	213,6	212,9	0,8	213,6

Vê-se na Tabela 14 que a maior corrente de contribuição pela geração distribuída acontece quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA é 8,9 A. A Figura 41 mostra o tempo de operação do Religador 1 e Fusível 3.

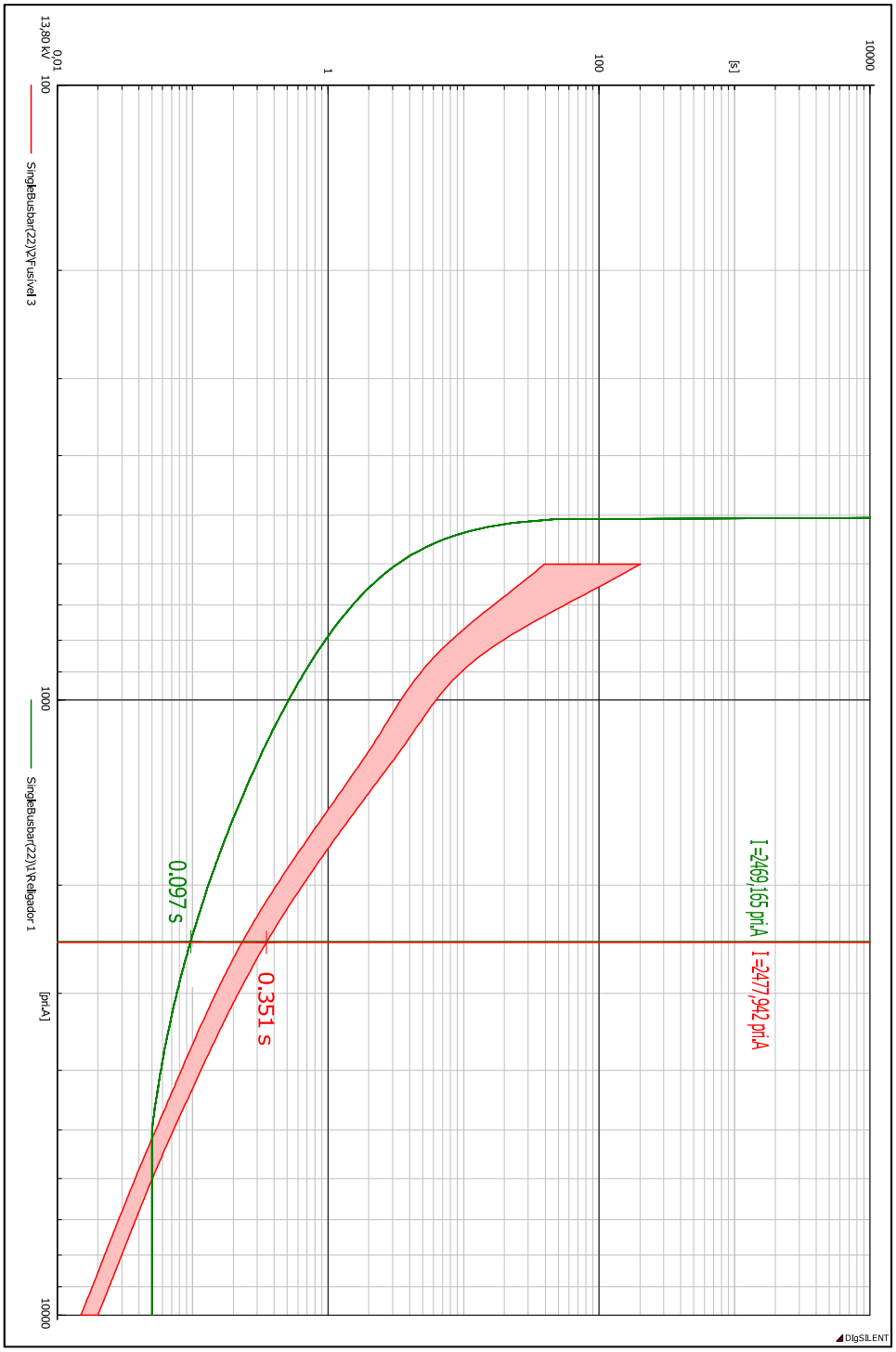


Figura 41 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde)

Na Figura 41 vê-se que o tempo de operação do Fusível 3 é 97 ms e o do Religador 1 é 351 ms. Segundo [29], para que haja principio de impacto na coordenação entre elos fusíveis e religadores, a margem de coordenação (diferença entre tempos de operação) têm que se inferior a 200 ms. Portanto, a maior contribuição de corrente do Gerador Estático 2, 8,9 A, não gera impactos negativos no sistema de proteção, o que torna desnecessário a análise para as situações com menor contribuição de corrente.

- Aplicações de falta na Barra 24:

Na barra 24 foram aplicados 5 curtos-circuitos, seguindo a sequência de procedimentos realizados anteriormente, ou seja, com resistências de falta variando de 0 a 40 Ω e com a potência do Gerador Estático 2 variando entre 10 kVA, 50 kVA e 75 kVA. A Figura 42 ilustra a configuração do sistema para a sequência de faltas aplicadas na barra 24 e a Tabela 15 mostra os resultados.

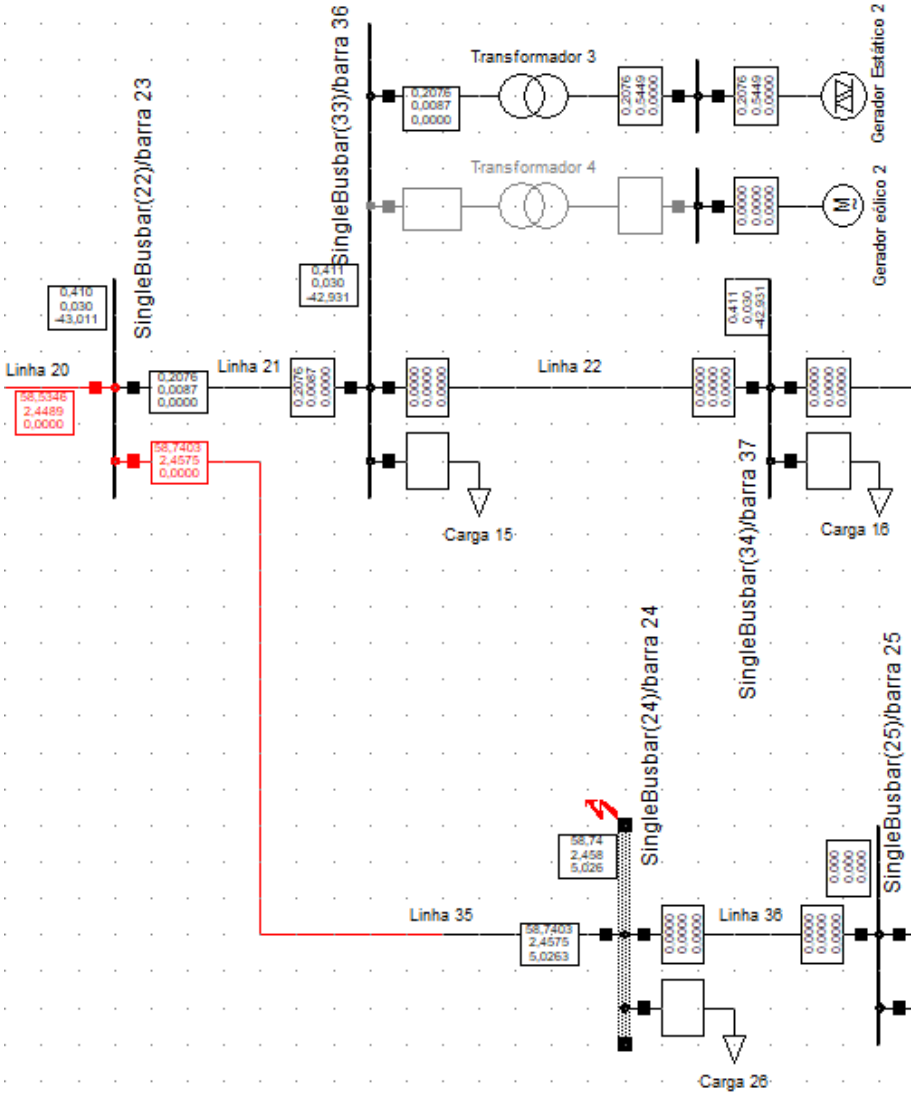


Figura 42 - Configuração de Falta na Barra 24

Tabela 15 - Curtos-circuitos na Barra 24

Resist. de falta [ohm]	Barra 24											
	Corrente [A]											
	GD = 10 kVA				GD = 50 kVA				GD = 75 kVA			
	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3
0	2423,1	2421,9	1,2	2423,1	2427,7	2421,8	5,9	2427,7	2430,4	2421,8	8,7	2430,4
10	761,3	761	0,4	761,3	761,6	759,8	1,9	761,6	761,8	759,1	2,7	761,8
20	412,3	412	0,2	412,3	412,3	411,3	1	412,3	412,4	410,9	1,5	412,4
30	281,2	281,1	0,1	281,2	281,2	280,6	0,7	281,2	281,2	280,3	1	281,2
40	213,1	213	0,1	213,1	213,2	212,6	0,5	213,2	213,2	212,4	0,8	213,2

A partir da Tabela 15, verifica-se que a maior contribuição de corrente da geração distribuída é de 8,7 A quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kVA. Para esta situação, a Figura 43 mostra o tempo de operação do Religador 1 e Fusível 3. Este tempo de operação do Fusível 3 é 99 ms e o do Religador 1 é 369 ms. A margem de coordenação para esta situação permanece acima de 200 ms (369 – 99 = 270 ms), assim, a maior contribuição de corrente pelo Gerador Estático 2 para a barra 24 não gera impactos na proteção, tornando desnecessário a análise para as situações que com menores contribuição de corrente.

5.3.2.2 Com Gerador Eólico 2

- Aplicações de falta na Linha 35 (Distância 1%)

Assim como na subseção 5.3.2.1, aplicam-se, na distância de 1% da Linha 35, 5 curtos-circuitos, com resistências de falta variando de 0 a 40 Ω e com a potência do Gerador Eólico 2 variando entre 11 kW, 22 kW, 37 kW, 45 kW, 55 kW e 75 kW. A Figura 44 apresenta a configuração para esta situação e a Tabela 16 e 17 apresentam os resultados.

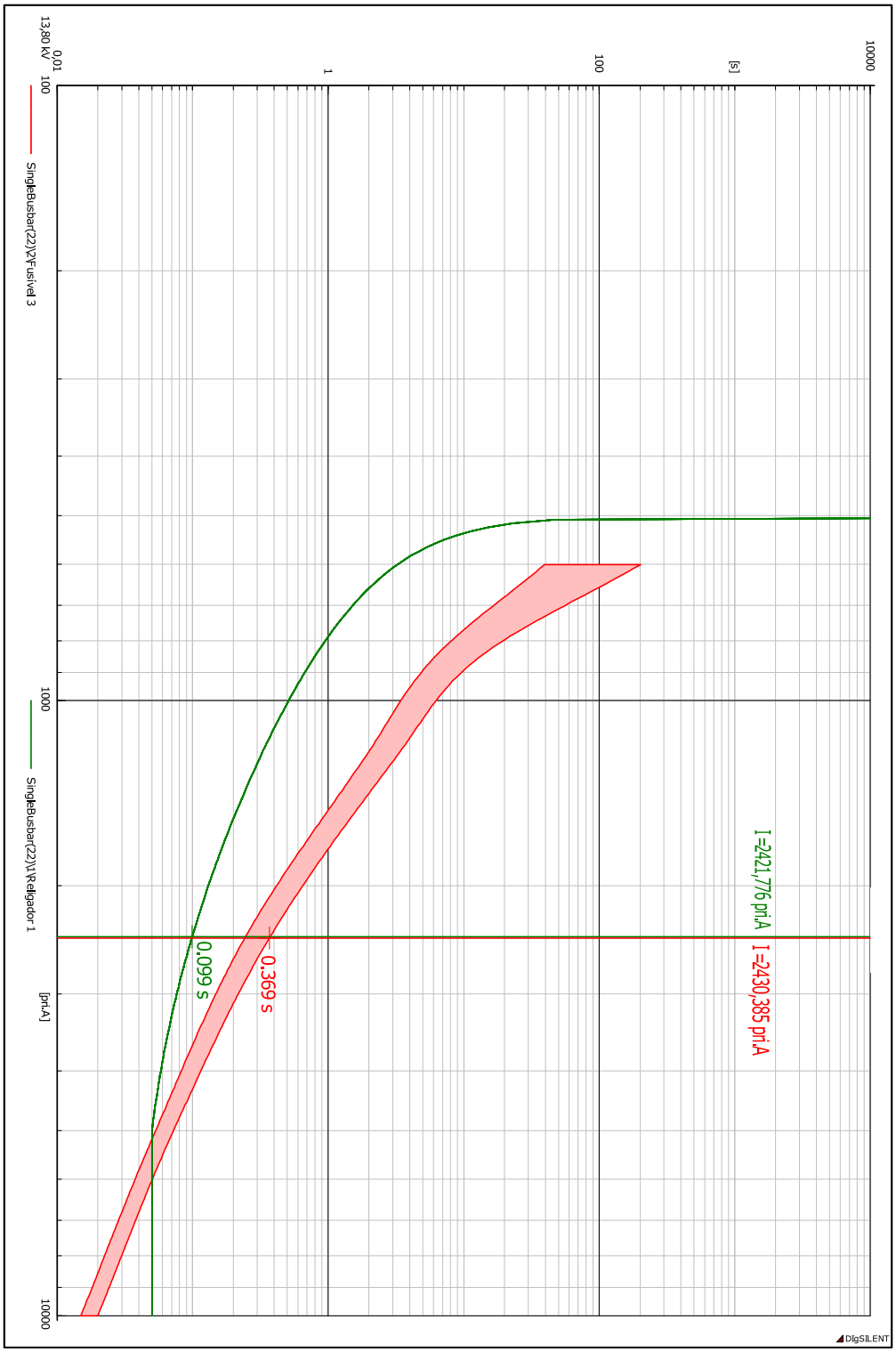


Figura 43 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde)

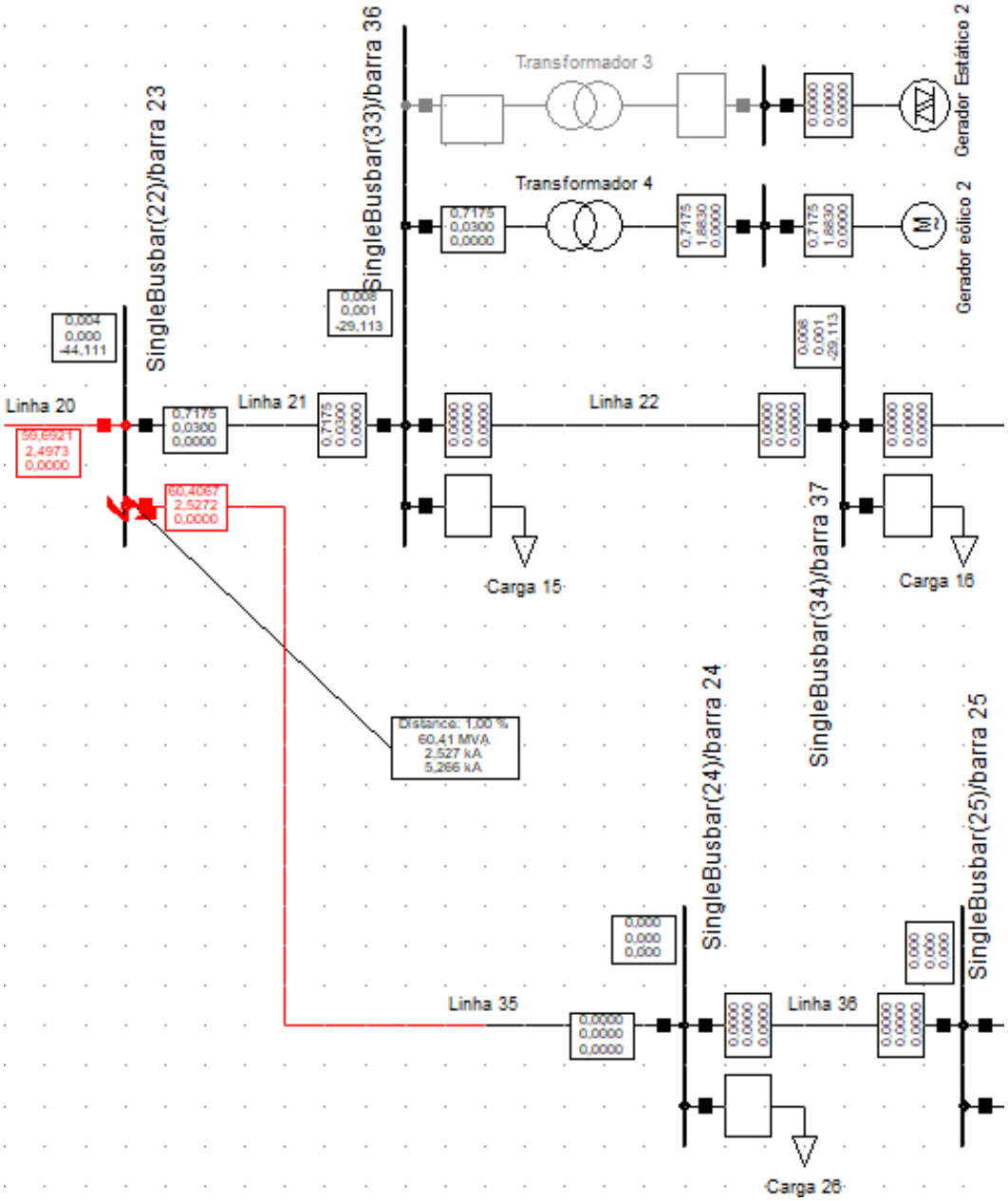


Figura 44 - Configuração de Falta na Linha 35

Tabela 16 - Curtos-circuitos na Linha 35

Resist. de falta [ohm]	Linha 35 (Distância 1%)											
	Corrente [A]											
	GD = 11 kW				GD = 22 kW				GD = 37 kW			
	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3
0	2474,2	2469,2	5,1	2474,2	2478,5	2469,2	9,4	2478,5	2485,2	2469,2	16,1	2485,2
10	767,7	766,2	1,6	767,7	768	765,1	2,9	768	768,4	763,5	5	768,4
20	414	413,2	0,8	414	414,1	412,5	1,6	414,1	414,2	411,5	2,7	414,2
30	282	281,4	0,6	282	282	281	1,1	282	282,1	280,3	1,8	282,1
40	213,6	213,2	0,4	213,6	213,6	212,8	0,8	213,6	213,6	212,3	1,4	213,6

Tabela 17 - Curtos-circuitos na Linha 35

Resist. de falta [ohm]	Linha 35 (Distância 1%)											
	Corrente [A]											
	GD = 45 kW				GD = 55 kW				GD = 75 kW			
	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3
0	2486,7	2469,2	17,7	2486,7	2490,9	2469,2	21,9	2490,9	2499,1	2469,2	30	2499,1
10	768,5	763,1	5,5	768,5	768,7	762	6,7	768,7	769,2	760	9,2	769,2
20	414,2	411,3	2,9	414,2	414,3	410,6	3,6	414,3	414,4	409,4	5	414,4
30	282,1	280,1	2	282,1	282,1	279,6	2,5	282,1	252,1	278,8	3,4	282,1
40	213,6	212,1	1,5	213,6	213,6	211,8	1,9	213,6	213,7	211,1	2,6	213,7

A partir das tabelas 16 e 17 verifica-se que a maior corrente de contribuição pela geração distribuída é quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kW, ou seja, uma corrente de 30 A. Assim, para verificar a operação do sistema de proteção, tem-se as curvas de tempo *versus* corrente ilustradas na Figura 45, mostrando que o tempo de operação do Fusível 3 é 97 ms e o do Religador 1 é 343 ms. Para esta situação, a margem de coordenação permanece maior que 200 ms (343 ms – 97 ms = 246 ms), portanto, a maior contribuição de corrente pelo Gerador Eólico 2 no caso de falta na Linha 35 não acarreta em impactos negativos no sistema de proteção. Neste sentido, é desnecessária a análise para as situações em que haja menor contribuição de corrente.

- Aplicações de falta na Barra 24:

De modo análogo a situação anterior, aplicam-se, na barra 24, 5 curtos-circuitos, com resistências de falta variando de 0 a 40 Ω e com a potência do Gerador Eólico 2 variando entre 11 kW, 22 kW, 37 kW, 45 kW, 55 kW e 75 kW. A Figura 46 ilustra a configuração para esta situação e as tabela 18 e 19 apresentam os resultados.

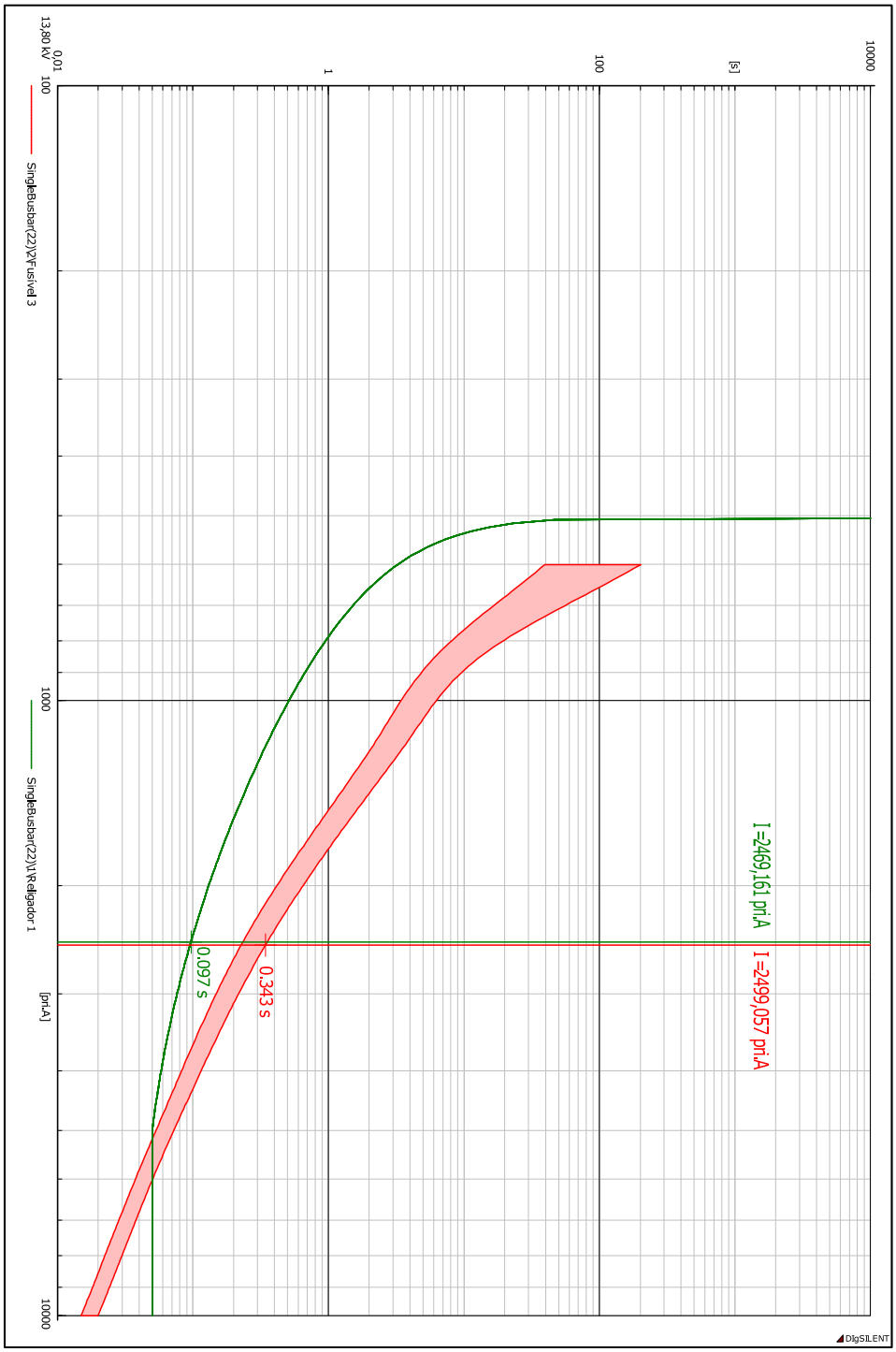


Figura 45 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde)

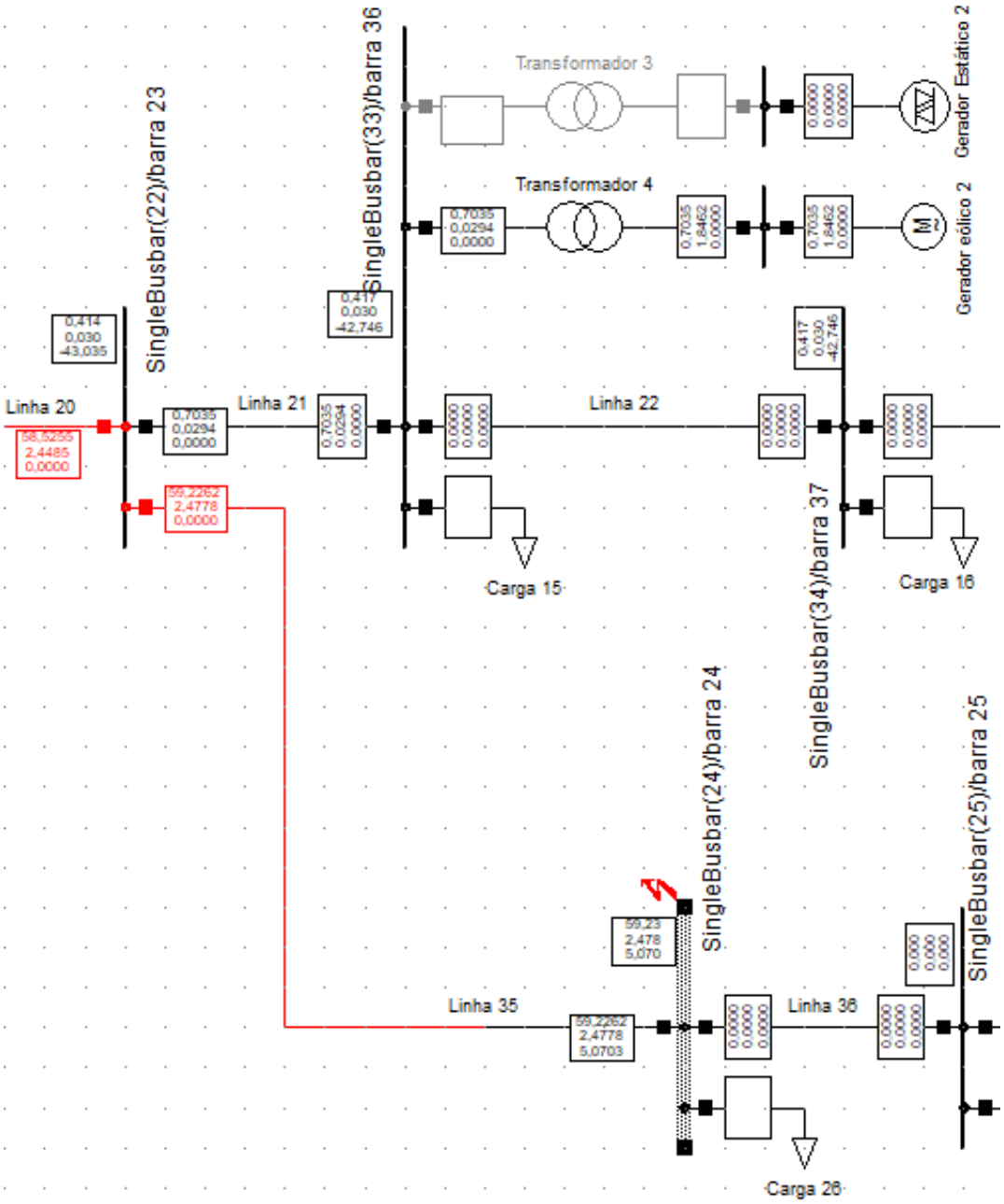


Figura 46 - Configuração de Falta na Barra 24

Tabela 18 – Curtos-circuitos na Linha 35

Resist. de falta [ohm]	Barra 24											
	Corrente [A]											
	GD = 11 kW				GD = 22 kW				GD = 37 kW			
	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3
0	2426,8	2421,8	5	2426,8	2430,9	2421,8	9,2	2430,9	2437,3	2421,7	15,8	2437,3
10	761,6	760	1,6	761,6	761,8	759	2,9	761,8	762,2	757,3	4,9	762,2
20	412,3	411,5	0,8	412,3	412,4	410,8	1,6	412,4	412,5	409,8	2,7	412,5
30	281,2	280,7	0,6	281,2	281,3	280,2	1,1	281,3	281,3	279,5	1,8	281,3
40	213,2	212,7	0,4	213,2	213,2	212,4	0,8	213,2	213,2	211,8	1,4	213,2

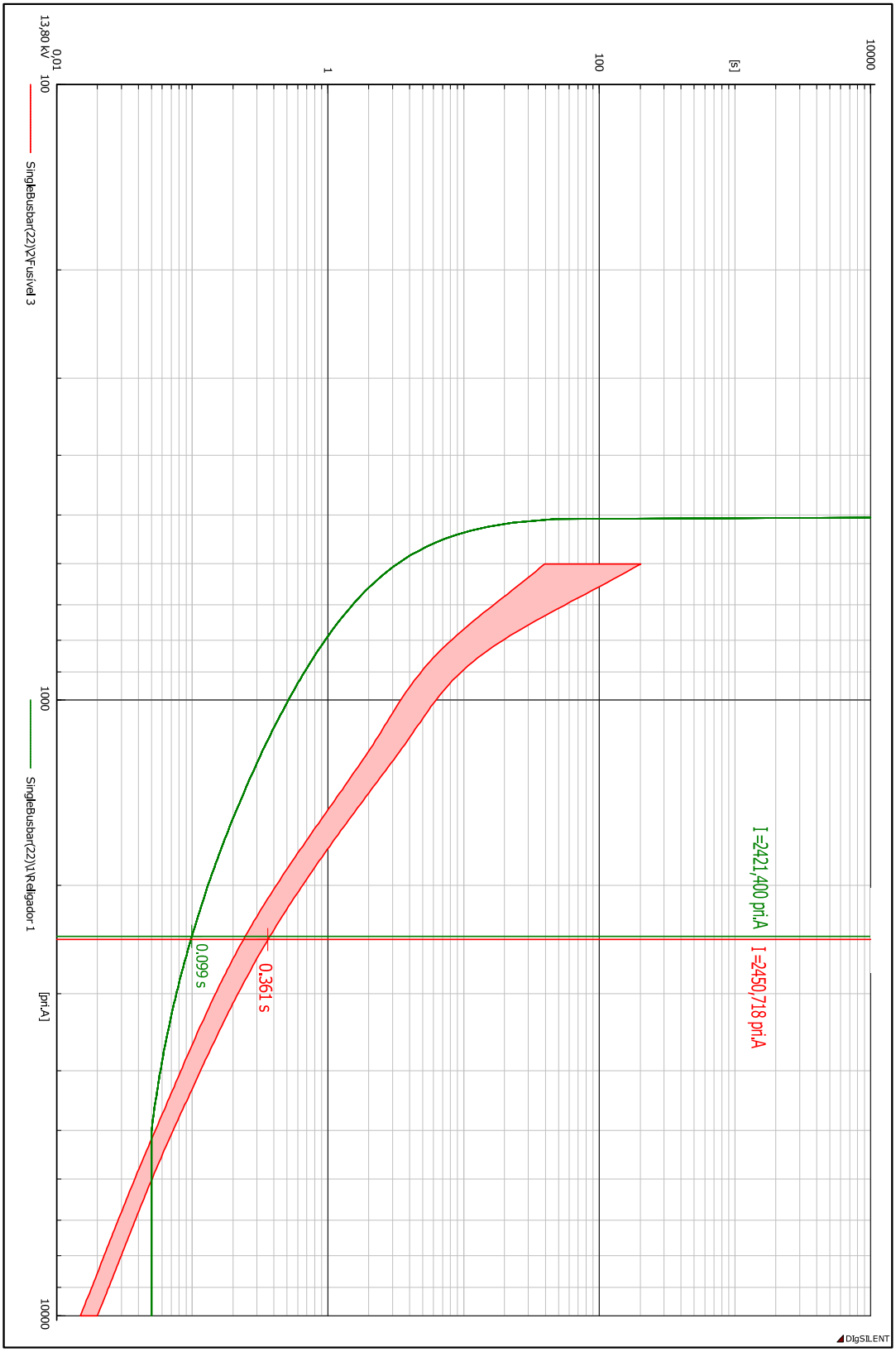


Figura 477 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde)

Tabela 19 - Curtos-circuitos na Linha 35

Resist. de falta [ohm]	Barra 24											
	Corrente [A]											
	GD = 45 kW				GD = 55 kW				GD = 75 kW			
	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3	Falta	Relig. 1	Linha 21	Fusível 3
0	2438,8	2421,6	17,3	2438,8	2442,9	2421,5	21,4	2442,9	2450,7	2421,4	29,4	2450,7
10	762,3	756,9	5,4	762,3	762,5	755,9	6,7	762,5	763	753,8	9,2	763
20	412,5	409,6	2,9	412,5	412,5	408,9	3,6	412,5	412,6	407,7	5	412,6
30	281,3	279,3	2	281,3	281,3	278,9	2,5	281,3	281,4	278	3,4	281,4
40	213,2	211,7	1,5	213,2	213,2	211,3	1,9	213,2	213,2	210,7	2,6	213,2

Analisando as tabelas 18 e 19, verifica-se que a maior corrente de contribuição pela geração distribuída é quando Rf = 0 Ω e GD = 75 kW, isto é, uma corrente de 29,4 A. Assim, para verificar a operação do sistema de proteção, tem-se as curvas de tempo *versus* corrente ilustradas na Figura 47. Nesta figura, vê-se que o tempo de operação do Fusível 3 é 99 ms e o do Religador 1 é 361 ms. Neste caso, a margem de coordenação permanece maior que 200 ms (361 ms – 99 ms = 262 ms), desse modo, a maior contribuição de corrente pelo Gerador Eólico 2 no caso de curto-circuito na barra 24 não provoca impactos negativos no sistema de proteção. Nesta linha, torna-se desnecessário a análise para as situações com menores contribuições de corrente.

5.4 Situações críticas

As simulações realizadas com os limites de potência em 75 kVA para o Gerador Estático e 75 kW para o Gerador Eólico foram estabelecidas com base nas resoluções normativas da ANEEL para microgeração distribuída [8]. Para estas premissas, ficou claro que os sistemas de distribuição e proteção adotados neste trabalho permanecem em operação normalmente, mesmo com a entrada dos geradores distribuídos.

O objetivo desta seção é elevar os níveis de potência dos geradores distribuídos a fim de verificar os valores que comecem acarretar em perda de coordenação e seletividade do sistema de proteção.

Os testes serão realizados na Região II do sistema de proteção. Para a simulação desta nova situação, realizaram-se os seguintes passos:

1. Manteve-se a potência final de ambos geradores, 75 kVA (com fp = 1) e 75 kW, respectivamente.
2. Para cada tipo de gerador, será adicionado outro igual em paralelo.
3. A lógica permanece como no Caso 1 e 2, quando um gerador está ativo, o outro estará inativo e serão aplicados curtos-circuitos trifásicos francos, em 1% de distância da Linha 35 (mais próximo ao curto-circuito).

O modo de interpretação das tabelas 20, 21, 22 e 23 é análogo ao realizado para interpretar as tabelas do capítulo 6. Isto é, a primeira coluna da esquerda para a direita é formada pelos números de geradores distribuídos adicionados ao sistema. A coluna imediatamente à direita é composta pela soma das potências dos geradores distribuídos. As colunas Falta, Religador 1, Linha 10, Linha 21, Fusível 1 e Fusível 3 mostram as correntes que as circulam e as ultimas colunas apresentam os tempos de atuação dos fusíveis e a margem de coordenação entre o Religado 1 e o Fusível 3. Assim, por exemplo, quando há, no total, dois geradores estáticos 2 adicionados à barra 36, a potência total da geração distribuída será 150 kVA, a falta na Linha 35 terá a magnitude de 2486,7 A, a corrente que circula pelo Religador 1 será de 2469,2 A, a corrente que circula pela Linha 21 será de 17,7 A, a corrente que circula pelo Fusível 3 será de 2469,2 A e, por fim, a margem de coordenação será de 251 ms.

A Tabela 20 mostra que, no caso do Gerador Estático 1, a adição de 25 unidades com potência de 75 kVA cada, resulta em uma potência total de 1875 kVA. Com isto, o Fusível 1 opera em 10 ms, sendo, portanto, menor que 0,4 s e igual ao tempo de operação do Fusível 2 (10 ms também). Assim, a partir deste nível de potência (1875 kVA) do gerador distribuído, já podem ocorrer impactos na sensibilização do sistema de proteção, ou seja, Fusível 1 opera indevidamente. Este provável impacto é ilustrado na Figura 48.

Tabela 20 - Aumento da potência do Gerador Estático 1

Nº de geradores em paralelo	Potência total [kVA]	Barra 15					
		Corrente [A]			Tempo [s]		
		Falta	Linha 10	Fusível 1	Tempo de atuação Fusível 1	Tempo de atuação Fusível 2	Tempo de atuação relé da subestação
1	75	2423,8	2415,2	8,8	Não atua	0,01	0,4
2	150	2432,4	2415,1	17,5	2,663	0,01	0,4
3	225	2440,9	2415	26,3	0,9	0,01	0,4
4	300	2449,5	2414,9	35	0,47	0,01	0,4
5	375	2458	2414,9	43,8	0,29	0,01	0,4
...	...	...	...	...	...	...	...
25	1875	2628,6	2413,1	218,3	0,01	0,01	0,4

A Tabela 21 mostra que, no caso do Gerador Eólico 1, a adição de 8 unidades com potência de 75 kW cada, resulta em uma potência total de 600 kW. Desse modo, o Fusível 1 opera em 10 ms, sendo, portanto, menor que 0,4 s e igual ao tempo de operação do Fusível 2 (10 ms também). Sendo assim, a partir deste nível de potência (600 kW) do gerador distribuído, já podem ocorrer impactos na sensibilização do sistema de proteção, ou seja, Fusível 1 opera quando não deveria. Este provável impacto é ilustrado na Figura 49.

Tabela 21 - Aumento da potência do Gerador Eólico 1

Nº de geradores em paralelo	Potência total [kW]	Barra 15					
		Corrente [A]			Tempo [s]		
		Falta	Linha 10	Fusível 1	Tempo de atuação Fusível 1	Tempo de atuação Fusível 2	Tempo de atuação relé da subestação
1	75	2444,4	2415	29,7	0,681	0,01	0,4
2	150	2473,5	2414,7	59,3	0,152	0,01	0,4
3	225	2502,6	2414,4	88,9	0,065	0,01	0,4
4	300	2531,7	2414	118,5	0,036	0,01	0,4
5	375	2560,8	2413,7	148,1	0,022	0,01	0,4
...	...	...	...	...	...	...	...
8	600	2647,9	2412,8	236,7	0,01	0,01	0,4

A Tabela 22 mostra que, no caso do Gerador Estático 2, a adição de 20 unidades com potência de 75 kVA cada, resulta em uma potência total de 1500 kVA. Com isto, a margem de coordenação entre Religador 1 e Fusível 3 é 199 ms, sendo, portanto, menor que 0,2 s. Assim, a partir deste nível de potência (1500 kVA) do gerador distribuído, já podem ocorrer impactos na coordenação e seletividade do sistema de proteção. Este provável impacto é ilustrado na Figura 50. Por curiosidade, aumentou-se a potência até o ponto em que o Fusível 3 opere primeiro que o Religador 1, foram necessários 218 geradores de 75 kVA em paralelo (total de 16350 MVA) para obter a margem de coordenação de -1 s, o que é impraticável para uma rede de baixa tensão.

Tabela 22 - Aumento da potência do Gerador Estático 2

Nº de geradores em paralelo	Potência total [kVA]	Linha 35 (Distância 1%)				
		Falta	Religador 1	Linha 21	Fusível 3	Margem de Coordenação [ms]
1	75	2477,9	2469,2	8,9	2477,9	254
2	150	2486,7	2469,2	17,7	2469,2	251
3	225	2495,5	2469,2	26,6	2495,5	247
...	...	...	...	...	...	...
20	1500	2644,5	2469,1	176,9	2644,5	199
218	16350	4357,1	2468,8	1897,3	4357,1	-1

Para o caso do Gerador Eólico 2, a Tabela 23 mostra que, com apenas 6 geradores em paralelo, totalizando em uma potência de 450 kW, a margem de coordenação é 198 ms. Desse modo, a partir desta potência injetada pelo gerador distribuído, poderão ocorrer

impactos na coordenação e seletividade do sistema de proteção. O resultado desta provável perda de coordenação é mostrado na Figura 51.

Tabela 23 - Aumento da potência do Gerador Eólico 2

Nº de geradores em paralelo	Potência total [kW]	Linha 35 (Distancia 1%)				
		Falta	Religador 1	Linha 21	Fusível 3	Margem de Coordenação [ms]
1	75	2499,1	2469,2	30	2499,1	246
2	150	2528,9	2469,2	60	2528,9	235
3	225	2558,8	2469,2	90	2558,8	225
...	...	...	...	...	...	...
6	450	2648,3	2469,1	180	2648,3	198
64	4800	4352,6	2468,8	1887,8	4352,6	-1

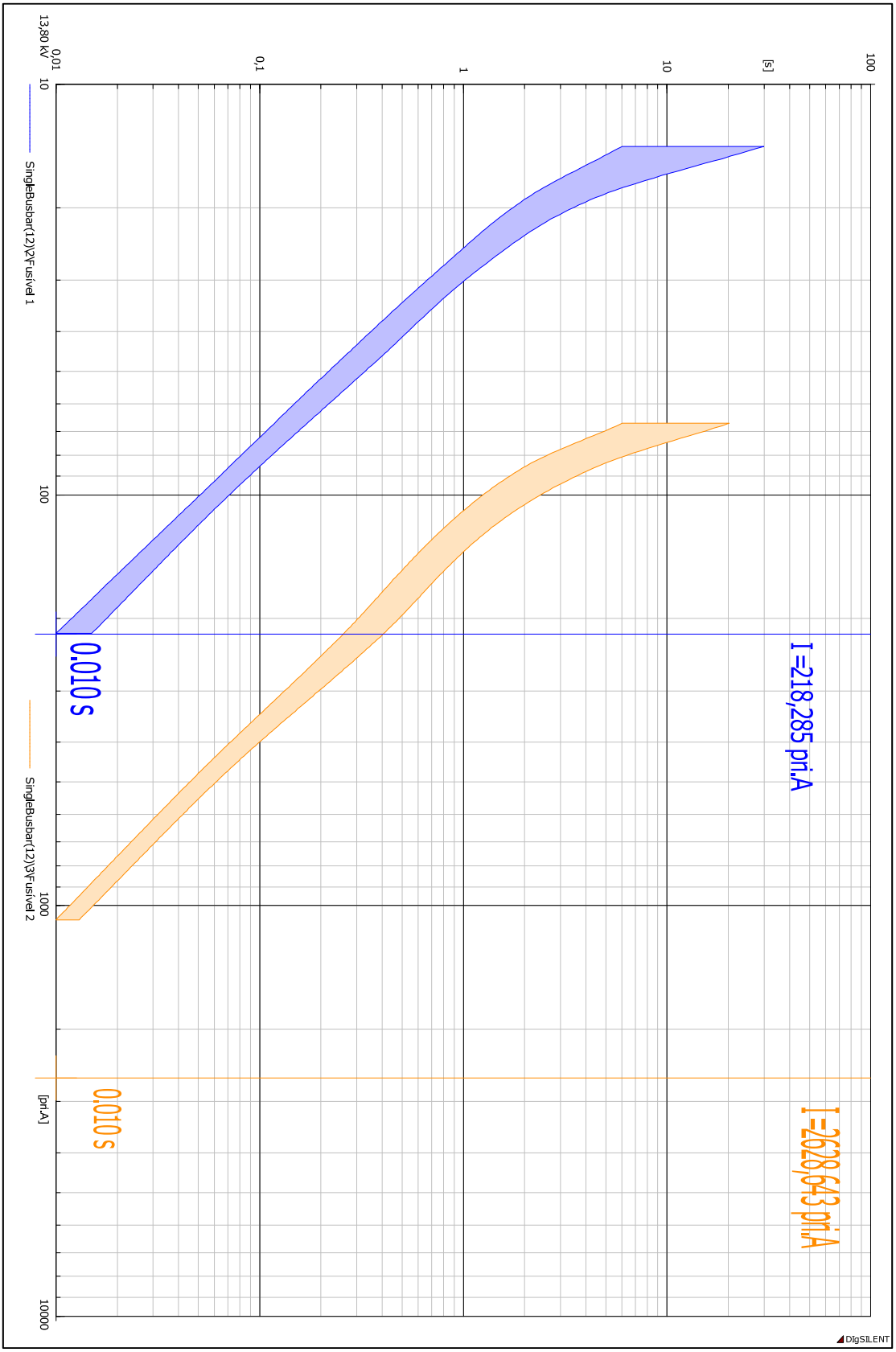


Figura 48 - Sensibilização do Fusível 1 com Gerador estático 1 em 1875 kVA

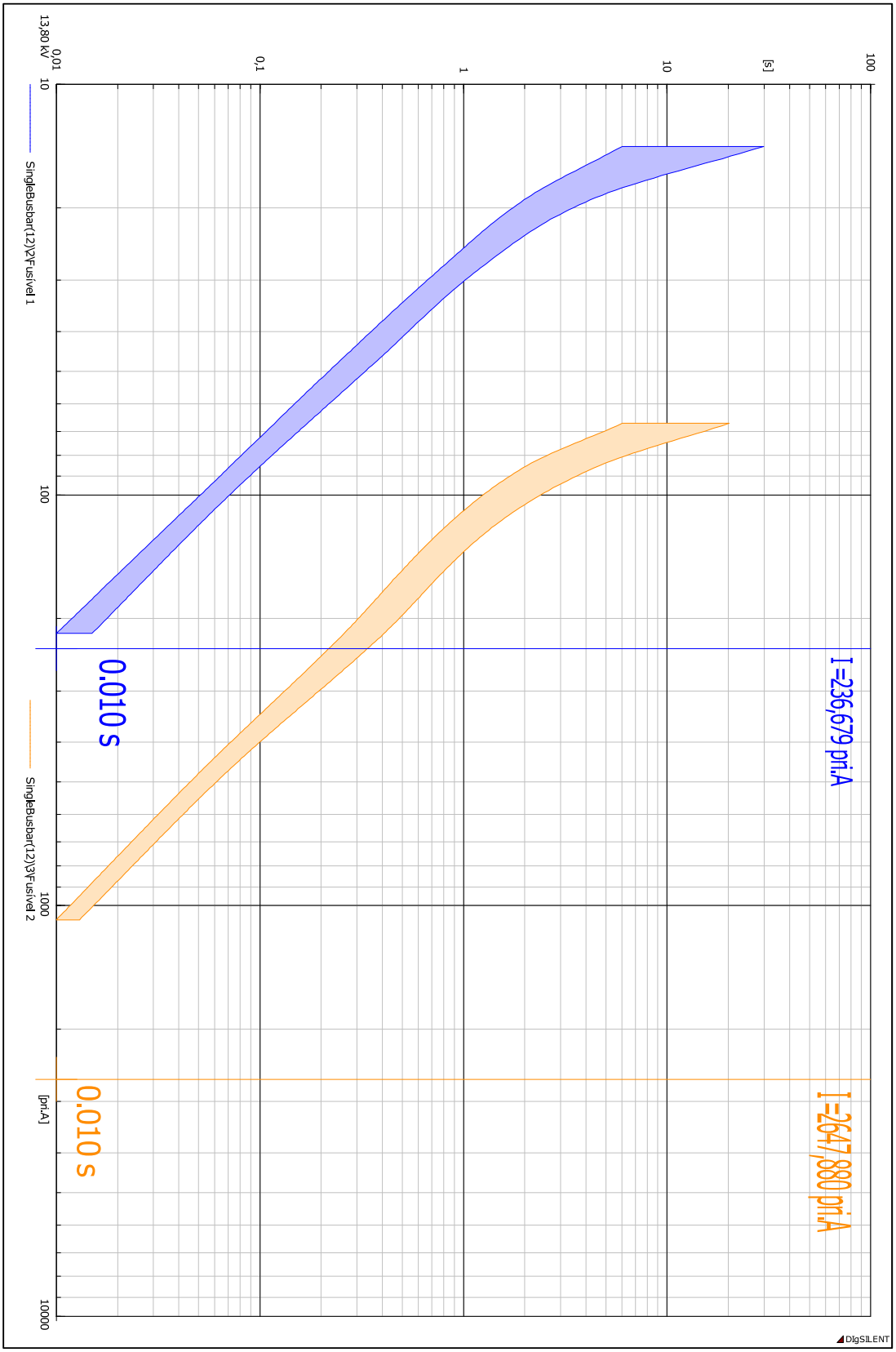


Figura 49 – Sensibilização do Fusível 1 com Gerador eólico 1 em 600 kW

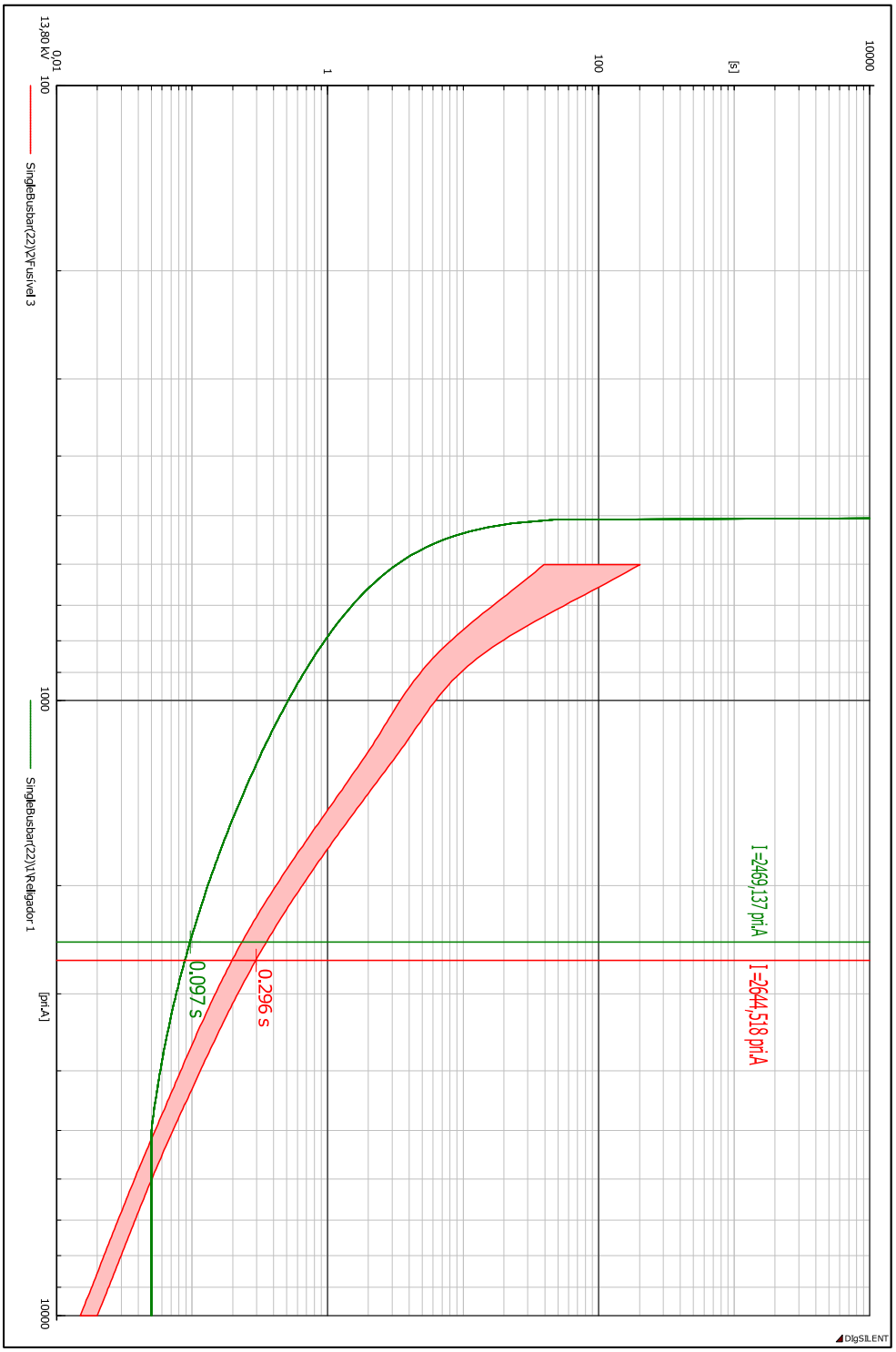


Figura 50 – Gerador Estático 2 - curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) com margem de coordenação inferior a 0,2 s.

Para este tipo de geração, também se aumentou a potência até que o Fusível 3 opere primeiro que o Religador 1. Foram necessários 64 geradores de 75 kW em paralelo (total de 4,8 MW) para obter a margem de coordenação de -1 s, o que, novamente, é impraticável para uma rede de baixa tensão.

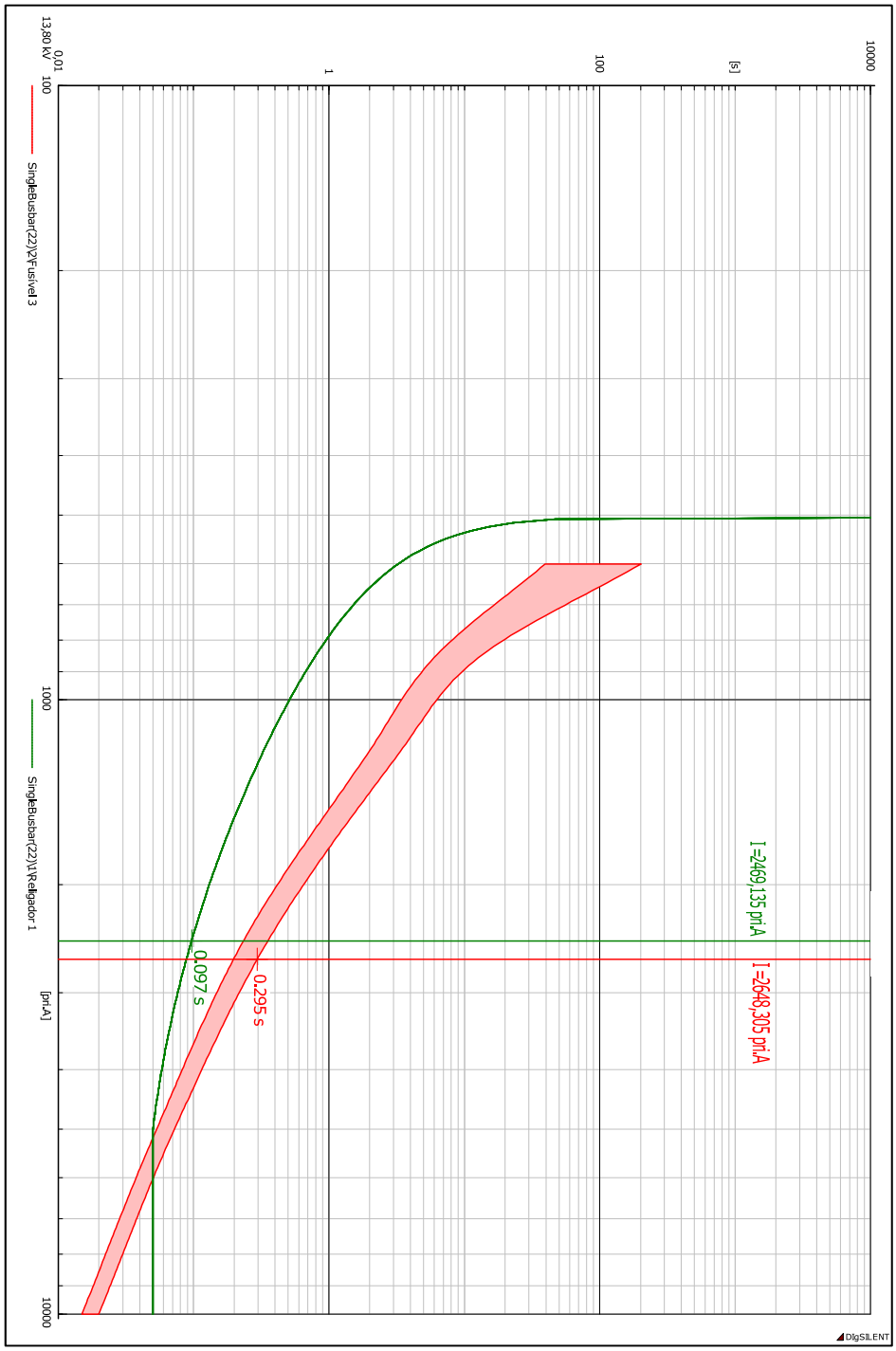


Figura 51 – Gerador Eólico 2 - Curvas tempos versus corrente Fusível 3 (vermelho) e Religador 1 (verde) com margem de coordenação inferior a 0,2 s.

Comparando os resultados das tabelas 22 e 23, observa-se que os geradores estáticos só poderão causar impactos na coordenação do sistema de proteção com um nível de potência inserida de 1500 kVA. Já os geradores eólicos poderão causar impactos com apenas 450 kW. Neste sentido, o mais indicado a compor um sistema de microgeração distribuída, visando a menor possibilidade de impactos, seria os geradores estáticos

(fotovoltaicos), pois, estes terão uma contribuição para a corrente de falta com cerca de 3 vezes menor.

6.0 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar a contribuição de corrente via geradores distribuídos para os curtos-circuitos e os possíveis impactos no sistema de proteção de distribuição. Primeiramente, com a apresentação dos capítulos 2, 3 e 4, buscou-se fixar os principais conceitos e teorias que envolviam o tema proposto. Posteriormente, estabeleceu-se um sistema de distribuição baseado em cargas e alimentador primário real. Os elementos de proteção foram configurados a partir das mais conceituais e reconhecidas bibliografias e normas. Foram utilizados dois tipos de geradores distribuídos, um baseado em inversores (células fotovoltaicas) e outro em máquina assíncrona (gerador trifásico de indução – gerador eólico). As potências dos geradores distribuídos limitaram-se à resolução normativa da ANEEL [8]. As regiões de inserção desses geradores distribuídos foram definidas de acordo com modelos propícios a gerar impactos [30]. Então, aplicaram-se faltas trifásicas nesses pontos estratégicos, variando-se a resistência desses curtos-circuitos de 0 a 40 Ω, buscando fazer uma ampla varredura das possibilidades.

Por fim, a partir dos resultados das simulações, foi possível verificar que em nível de potência de microgeração distribuída, não há impactos na sensibilidade dos fusíveis e perda de coordenação entre religadores e fusíveis. É importante observar também que, a partir das análises dos resultados, o uso do gerador distribuído como modelo de gerador eólico tende a uma maior contribuição para as correntes de curtos-circuitos e, consequentemente, a ser mais propício para impactar o sistema de proteção. Isto pode ser observado, por exemplo, na seção 5.4.1, onde, o gerador eólico com uma potência de 450 kW começa a impactar a margem de coordenação, enquanto que o gerador estático apenas causará impacto com 1500 kVA de potência aparente inserida, que seria nível de potência para usina fotovoltaica, sendo impraticável para a rede de baixa tensão.

6.1 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros nesta linha, apresentam-se as seguintes propostas:

- Avaliar o impacto na proteção do sistema de proteção devido a potência do nível de usinas fotovoltaicas (acima de 1500 kVA);

REFERÊNCIAS

[1] CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDUSTRIA. “Retratos da Sociedade Brasileira – Perfil do consumidor”. São Paulo, dezembro de 2014. Disponível em: < http://www.fiemt.com.br/arquivos/1719_13_01_-_perfil_do_consumidor.pdf > Acesso em 15 de novembro de 2017.

[2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. “*Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015”*. Rio de Janeiro, setembro de 2015. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015.pdf >Acesso em 15 de novembro de 2017.

[3] ITAIPU BINACIONAL. “*10 Motivos para Promover a Hidroeletricidade*”. Disponível em: < https://www.itaipu.gov.br/energia/10-motivos-para-promover-hidreletricidade > Acesso em 15 de novembro de 2017.

[4] COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. “Como a energia elétrica chega até sua casa”. Disponível em: < http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/caminho-eletrico/Paginas/default.aspx > Acesso em 15 de novembro de 2017.

[5] RITTER, D. ANÁLISE CRÍTICA DA OPERAÇÃO RADIAL DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Ilha Solteira, 2014. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, 2014.

[6] SOLARVOLT ENERGIA. “Entenda as vantagens da geração distribuída de energia” Disponível em: < http://www.solarvoltenergia.com.br/entenda-as-vantagens-da-geracao-distribuida-de-energia/ > Acesso em 15 de novembro de 2017.

[7] K. Yamauti, F. Bazzo, A. R. Donadon, J. C. Camargo, M. D. Teixeira, P. A. B. Block, H. L. López-Salamanca, “Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos e Fusíveis para Estudos de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência,” In Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Brazil, Abril 2014.

[8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. “Resolução Normativa Nº 687”. 24 de novembro de 2015. Disponível em: <

http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf > Acesso em: 15 de novembro de 2017.

[9] ELGERD, O. I. - Introdução a Teoria de Sistemas de Energia Elétrica. Editora McGraw-Hilldo Brasil, 1971.

[10] B. de Metz-Noblat, F Fumas, C. Poulain. *Calculation of Short-Circuit Currents.*Colection Technique, Schneider Electric. No. 158, September 2005.

[11] G. Kinderman. *Curto-Circuito*. Editora Sagra Luzzato, 2ª edição, 1997.

[12] STEVENSON JR., W. D. Elementos de Análise de Sistemas de Potência. Editora McGraw-Hill do Brasil, 1978.

[13] *International Electrotechnical Comission*. Disponível em < http://www.iec.ch >. Acesso em junho de 2017.

[14] DIgSILENT PoweFactory, User Manual. Disponível em <http://www.digsilent.de>. Acesso em junho de 2017.

[15] IEC, 2001. *IEC 60909 – Short Circuit Currents in Three Phase A.C. Systems*, Genebra: International Electrotechnical Comission.

[16] I. Kasikci. *Short-Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC-60909*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KHaA, 2002.

[17] COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R.. Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessadores inteligentes. 1. Ed. São Carlos: Universidade de São Paulo, v. 1. 378p. 2007.

[18] MAMEDE FILHO, J. & MAMEDE RIBEIRO, D. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

[19] VICENTINI, O. H. S. Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição. Itajubá, 2003. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2003.

[20] CAMPITELLI, E. M. Análises e Estudos Para Alocação e Ajustes de Dispositivos de Proteção em Redes de Média Tensão de Energia Elétrica com Geração Distribuída. 2007. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Unesp – Ilha Solteira, 2007.

[21] DELMAR LTDA. Disponível em: < http://www.delmar.com.br/rd.asp > Acesso em: 21 de setembro de 2016.

[22] GERS, J. M. & HOLMES, E. J. Protection of Electricity Distribution Networks. 3. Ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2011.

[23] GÖNEN, T. Electric Power Distribution System Engineering. Sacramento: McGraw-Hill, 1986.

[24] ABB. Disponível em: < http://www.abb.com.br/product/db0003db004279/1dc057c1af7c0ffbc1257457006a1878.aspx > Acesso em: 21 de setembro de 2016.

[25] PARADELO JUNIOR, R. C. Proteção de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica através de Abordagem Probabilística. São Paulo, 2006. Dissertação (Mestre em Engenharia), Universidade de São Paulo, 2006.

[26] IEADSM-Task XVII, “Integration Of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources And Energy Storages”, International Energy Agency Programo f Demand Side Management Volume 1: Main Report, Finlândia. Disponível em: < http://www.ieadsm.org/wp/files/Tasks/Task%2017%20-%20Integration%20of%20Demand%20Side%20Management,%20Energy%20Efficiency,%20Distributed%20Generation%20and%20Renewable%20Energy%20Sources/Final%20reports/Synthesis%20Report%20Final.pdf > Acesso em: 12 de novembro de 2017.

[27] IEEE 1547.6-2011. “IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks”, IEEE Setembro 2011. Disponível em: < http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6022734&tag=1 > Acesso em : 12 de novembro de 2017.

[28] EUR 23234 EM, 2007. “Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration”. Joint Research Centre. Institute For Energy. Disponível em: < http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/dg_jrc_report.pdf > Acesso em: 12 de novembro de 2017.

[29] SGUAÇABIA, R. R. Avaliação do Impacto da Geração Distribuída Sobre o Sistema de Proteção de Sobrecorrente de uma Rede de Distribuição Operando em Ilhamento Intencional. 2015. 137f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo – USp, São Carlos, 2015.

[30] YAZDANPANAHI, H. *Protection and Power Quality of Distributed Generation on Distribution System. Edmonton*, 2014. *Doctor of Philosophy in Power Engineering and Power Electronics, University of Alberta*, 2014.

ANEXO A

Neste anexo será apresentada a base de dados utilizada nas simulações e parâmetros deste trabalho.

Tabela 24 - A.1 - Dados das cargas conectadas às barras

Nome da Carga	Barra	Potência Ativa Fase A (MW)	Potência Ativa Fase B (MW)	Potência Ativa Fase C (MW)	Potência Reativa Fase A (MW)	Potência Reativa Fase B (MW)	Potência Reativa Fase C (MW)
1	3	0,0138	0,0138	0,0138	0,005878	0,005878	0,005878
2	5	0,023	0,023	0,023	0,009797	0,009797	0,009797
3	6	0,023	0,023	0,023	0,009797	0,009797	0,009797
4	7	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
5	8	0,023	0,023	0,023	0,009797	0,009797	0,009797
6	9	0,023	0,023	0,023	0,009797	0,009797	0,009797
7	12	0,048637	0,048637	0,048637	0,020717	0,020717	0,020717
8	15	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
9	16	0,0138	0,0138	0,0138	0,005878	0,005878	0,005878
10	17	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
11	19	0,023	0,023	0,023	0,009797	0,009797	0,009797
12	20	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
13	21	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
14	22	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
15	36	0,003802	0,003802	0,003802	0,001619	0,001619	0,001619
16	37	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
17	39	0,000919	0,000919	0,000919	0,000391	0,000391	0,000391
18	46	0,000306	0,000306	0,000306	0,00013	0,00013	0,00013
19	47	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
20	49	0,092	0,092	0,092	0,039189	0,039189	0,039189
21	52	0,057867	0,057867	0,057867	0,024649	0,024649	0,024649
22	61	0,000919	0,000919	0,000919	0,000391	0,000391	0,000391
23	62	0,001686	0,001686	0,001686	0,000718	0,000718	0,000718
24	76	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
25	77	0,001809	0,001809	0,001809	0,00077	0,00077	0,00077
26	24	0,000919	0,000919	0,000919	0,000391	0,000391	0,000391
27	25	0,0138	0,0138	0,0138	0,005878	0,005878	0,005878
28	32	0,1035	0,1035	0,1035	0,044088	0,044088	0,044088
29	27	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
30	29	0,023	0,023	0,023	0,009797	0,009797	0,009797
31	30	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
32	31	0,0345	0,0345	0,0345	0,014696	0,014696	0,014696
33	40	0,1173	0,1173	0,1173	0,049965	0,049965	0,049965
34	63	0,213407	0,213407	0,213407	0,090904	0,090904	0,090904
35	78	0,868322	0,868322	0,868322	0,369866	0,369866	0,369866

Tabela 25 - A.2 - Parâmetros das Linhas Aéreas de Distribuição

Nome da Linha	Barra de Origem	Barra de Destino	Resistência de Sequência Positiva (Ω)	Reatância de Sequência Positiva (Ω)
1	150	2	0,38448	0,86481
2	2	3	0,0542	0,0499
3	2	4	0,04272	0,09609
4	4	5	0,017088	0,038436
5	5	6	0,08544	0,19218
6	6	7	0,08544	0,19218
7	7	8	0,08544	0,19218
8	8	9	0,004272	0,009609
9	9	10	0,02136	0,048045
10	10	11	0,1644	0,1006
11	11	12	0,09864	0,06036
12	11	15	0,04932	0,03018
13	15	16	0,01644	0,01006
14	16	17	0,03288	0,02012
15	17	18	0,06576	0,04024
16	18	19	0,04336	0,03992
17	19	20	0,0542	0,0499
18	18	21	0,1626	0,1497
19	10	22	0,012816	0,028827
20	22	23	0,029904	0,067263
21	23	36	0,034176	0,076872
22	36	37	0,004272	0,009609
23	37	38	0,004272	0,009609
24	38	46	0,025632	0,057654
25	46	47	0,008544	0,019218
26	47	48	0,051264	0,115308
27	48	49	0,02136	0,048045
28	48	61	0,017088	0,038436
29	61	62	0,004272	0,009609
30	62	63	0,02136	0,048045
31	63	76	0,008544	0,019218
32	76	77	0,012816	0,028827
33	77	78	0,02136	0,048045
34	48	52	0,04272	0,09609
35	23	24	0,0822	0,0503
36	24	25	0,03288	0,02012
37	25	26	0,04932	0,03018
38	26	32	0,03288	0,02012
39	26	27	0,06504	0,05988
40	27	28	0,04336	0,03992
41	28	29	0,02168	0,01996
42	29	30	0,13008	0,11976
43	28	31	0,02168	0,01996
44	38	39	0,029904	0,067263

45	38	40	0,04272	0,09609

Tabela 26 - A.3 - Parâmetros dos transformadores

Nome	Tipo	Potência Nominal (MVA)	Frequência (Hz)	Tensão no Primário (kW)	Tensão no Secundário (kW)	Grupo de Ligação	Impedância (%)	Perdas no Cobre (kW)
TR-0	Trifásico	7,5	60	138	13,8	Dyn1	6,56	35
TR-1	Trifásico	0,1125	60	13,8	0,22	Dyn1	3,5	1,55
TR-2	Trifásico	0,1125	60	13,8	0,22	Dyn1	3,5	1,55
TR-3	Trifásico	0,1125	60	13,8	0,22	Dyn1	3,5	1,55
TR-4	Trifásico	0,1125	60	13,8	0,22	Dyn1	3,5	1,55

Tabela 27 - A.4 - Parâmetros dos Geradores Estáticos

	Potência Nominal (kVA)		
	10	50	75
Frequência (Hz)	60	60	60
Tensão Nominal (kV)	0,22	0,22	0,22
Categoria	Fotovoltaico	Fotovoltaico	Fotovoltaico
Fator de Potência	1	1	1
Relação R/X"	0,1	0,1	0,1

Tabela 28 - A.5 - Parâmetros dos Geradores Trifásicos de Indução

	Potência Nominal (kW)					
	11	22	37	45	55	75
Número de Polos	2	2	2	2	2	2
Frequência (Hz)	60	60	60	60	60	60
Tensão Nominal (kV)	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Grupo de Ligação	D	D	D	D	D	D
Fator de Potência	0,91	0,87	0,86	0,89	0,9	0,91
Relação R/X	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Velocidade Assíncrona (rpm)	3510	3530	3560	3560	3560	3560
Corrente de Rotor Bloqueado (p.u)	8,6	8	8,5	8	8,5	9,3
Torque com Rotor Bloqueado (p.u)	2,3	2,5	2,9	2,6	2,6	2,8