

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

Alexsander Antonio Krupa

**Simulação e análise de um sistema de geração
fotovoltaica conectado a uma microrrede**

Curitiba

2020

Alexsander Antonio Krupa

Simulação e análise de um sistema de geração fotovoltaica conectado a uma microrrede

Trabalho de Conclusão do curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação apresentado à disciplina de Trabalho de conclusão de curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro de controle e automação.

Orientador:
Prof. Dr. Eng. Paulo Cícero Fritzen

Curitiba

2020

Alexsander Antonio Krupa

Simulação e análise de um sistema de geração fotovoltaica conectado a uma microrrede

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro de Controle e Automação, do curso de Engenharia de Controle e Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 12 de novembro de 2020.

Prof. Paulo Sérgio Walenia
Coordenador de Curso
Engenharia de Controle e Automação

Prof. Marcelo de Oliveira Rosa, Dr.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
De Engenharia de Controle e Automação do DAELT

ORIENTAÇÃO

Prof. Paulo Cícero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Prof. Paulo Cícero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Annemarlen Gehrke Castagna, Ma.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Fillipe Alexandre Moraes, M. Eng.
Eletromakers

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia de Controle e Automação.

RESUMO

KRUPA, Alexsander Antonio. **Simulação e análise de um sistema de geração fotovoltaica conectado a uma microrrede**. 2020. 57f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação - Curso de Engenharia de Controle e Automação). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

As redes de distribuição estão sofrendo mudanças que promovem a tomada de decisão e controle distribuídos, facilitando a penetração de geração distribuída e tecnologias de armazenamento de energia. Desde 2012, em decorrência à resolução normativa 482 instaurada pela Agência Nacional de Energia Elétrica, o número de instalações de geração distribuída fotovoltaica apresenta crescimento elevado no Brasil. Uma das grandes vantagens que a geração distribuída proporciona é a possibilidade de aplicação em microrredes, que por sua vez, podem propiciar melhorias na continuidade do fornecimento de energia aos consumidores; redução das emissões nocivas ao meio ambiente, além de serem encaradas como fonte de energia auxiliar para suporte à rede principal. Entretanto, a inserção de geração distribuída em uma rede pode modificar significativamente aspectos operativos como a coordenação e seletividade da proteção, e a análise de microrredes com geração distribuída tende à complexidade. Levando em consideração normas nacionais que regularizam a geração distribuída, este trabalho propõe uma abordagem computacional à situação descrita. O propósito foi entregar um modelo de microrrede com geração fotovoltaica que incluía também uma chave de proteção específica para o inversor fotovoltaico, que atue em detrimento da norma ABNT NBR 16149.

Palavras-chave: Microrrede. Geração distribuída. Curto-circuito.

ABSTRACT

KRUPA, Aleksander Antonio. **Simulation and analysis of a photovoltaic system connected to a microgrid**. 2020. 57f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação - Curso de Engenharia de Controle e Automação). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

Distribution networks are undergoing changes that promote distributed control and decision making, facilitating the penetration of distribution generation and energy storage technologies. Since 2012, as a result of normative resolution 482, instituted by the National Electric Energy Agency, the number of distributed photovoltaic generation installations has been growing in Brazil. One of the great advantages that distributed generation provides is the possibility of application in microgrids, which in turn, can improve the continuity of energy supply to consumers; reduce harmful emissions to the environment and can be used as an auxiliary energy source to support the main network. But the insertion of distributed generation in a network can modify operational aspects such as coordination and selectivity of protection, and the analysis of microgrids with distributed generation tends to be complex. Taking into account the national norms that regulate distributed generation, this work proposes a computational approach to the situation. The objective is to deliver a microgrid model with photovoltaic generation that also includes a specific protection switch for the photovoltaic inverter, that acts in detriment of the ABNT NBR 16149 standard.

Keywords: Microgrids. Distributed Generation. Short-circuit.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Histórico da operação - geração de energia fotovoltaica pelo SIN em distribuição mensal	12
Figura 2 – Capacidade Instalada em megawatt por tipo de usina	17
Figura 3 – Média anual do total diário de irradiação global horizontal	18
Figura 4 – Faixas de tensão em relação à referência	20
Figura 5 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (FRT)	21
Figura 6 – Típica rede de distribuição primária em configuração radial	23
Figura 7 – Modelo de uma célula fotovoltaica	24
Figura 8 – Funcionamento de um inversor CC-CA	25
Figura 9 – Curvas características para fusíveis do tipo K	26
Figura 10 – Curvas características de atuação dos relés com vários tipos de tempo inverso	27
Figura 11 – Topologia da rede teste.	31
Figura 12 – Subsistema barra.	37
Figura 13 – Subsistema correspondente à GFV	38
Figura 14 – Lógica da chave do inversor	39
Figura 15 – Subsistema da chave de desconexão do inversor - nível 1: Controle da chave	40
Figura 16 – Subsistema da chave de desconexão do inversor - nível 2: Subsistema A . .	41
Figura 17 – Subsistema da chave de desconexão do inversor - nível 3: Subsistema B . .	41
Figura 18 – Subsistema disjuntor.	42
Figura 19 – Subsistema da chave de manobra entre operações.	43
Figura 20 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito trifásico com resistência 1Ω .	46
Figura 21 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito trifásico com resistência $10^{-4}\Omega$	46
Figura 22 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito entre as fases 1 e 2 com resistência 1Ω	47
Figura 23 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito entre as fases 1 e 2 com resistência $10^{-4}\Omega$	47
Figura 24 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito fase 1-terra com resistência 1Ω	48
Figura 25 – Corrente no disjuntor sob curto-circuito trifásico em modo de operação não-ilhado	49
Figura 26 – Corrente no disjuntor sob curto-circuito entre as fases 1 e 2 em modo de operação não-ilhado	49
Figura 27 – Corrente no disjuntor sob curto-circuito fase 1-terra em modo de operação não-ilhado	49
Figura 28 – Modelo final.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resposta às condições anormais de tensão	21
Tabela 2 – Parâmetros de linha convertidos para a frequência 60 Hz.	32
Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores convertidos para a frequência 60 Hz	32
Tabela 4 – Parâmetros do equivalente da rede de alta tensão em 60 Hz	33
Tabela 5 – Parâmetros de linha convertidos para as unidades desejadas.	35
Tabela 6 – Grandezas correspondentes aos segmentos de linha para parametrização da simulação.	36
Tabela 7 – Cargas.	37
Tabela 8 – Parâmetros do transformador acoplado à GFV	38
Tabela 9 – Níveis de tensão e corrente para o sistema em operação não-ilhada.	44
Tabela 10 – Níveis de tensão e corrente para o sistema em operação ilhada.	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACSR	<i>Aluminium-conductor steel-reinforced</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CC/CA	Corrente contínua / Corrente alternada
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DHT	Distorção harmônica total
FRT	<i>Fault ride through</i>
GFV	Geração fotovoltaica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&O	Perturbação e Observação
PES	<i>Power Electronics Society</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da energia elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TR	Tensão de referência

LISTA DE SÍMBOLOS

$3 - f$	Trifásico
A	Ampère
C	Capacitância
C_0	Susceptância de sequência zero
C_1	Susceptância de sequência de fase
C_g	Capacitância linha-terra
C_L	Capacitância linha-linha
D	Comprimento
$Dynl$	Ligação delta-estrela com neutro secundário externo e fasor na posição 1 hora
f	Frequência
GWh	Gigawatt-hora
Hz	Hertz
kA	Quiloampère
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
L	Indutância
L_0	Indutância de sequência zero
L_1	Indutância de sequência de fase
L_m	Indutância mútua
L_p	Impedância no lado primário
L_{seg}	Indutância de segmento
ms	Milissegundo
R_0	Resistência de sequência zero

R_1	Resistência de sequência de fase
R_m	Resistência mútua
R_p	Resistência no lado primário
R_s	Resistência no lado secundário
R_{seg}	Resistência de segmento
s	segundo
S	Potência aparente
S_{cc}	Potência de curto-circuito
V	Volt
V_{nom}	Tensão nominal
X_0	Reatância de sequência zero
X_1	Reatância de sequência de fase
X_C	Reatância capacitiva
X_{GFV}	Reatância de um único gerador fotovoltaico
$X_{GFV_{eq}}$	Reatância equivalente do grupo gerador fotovoltaico
X_L	Reatância indutiva
W	Watt
Z	Impedância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Tema	12
1.1.1	Delimitação do tema	13
1.2	Problemas e premissas	13
1.3	Objetivos	14
1.3.1	Objetivo Geral	14
1.3.2	Objetivos Específicos	14
1.4	Justificativa	14
1.5	Procedimentos Metodológicos	15
1.6	Estrutura do Trabalho	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	Cenário brasileiro de geração de energia elétrica	17
2.2	Normas e definições	19
2.2.0.1	Interface de conexão e proteção para o sistema fotovoltaico baseado em inversor	20
2.3	Caracterização de uma microrrede	21
2.3.1	Procedimentos básicos de planejamento e projeto de uma microrrede	22
2.3.2	Funções principais de monitoramento, controle e gerenciamento de energia	22
2.4	Elementos e dispositivos importantes à pesquisa	23
2.4.1	Redes Radiais	23
2.4.2	A célula fotovoltaica	23
2.4.3	O inversor	24
2.4.4	Dispositivos de Proteção	25
2.4.4.1	Fusíveis	25
2.4.4.2	Relés	26
2.4.4.3	Religadores	27
2.5	Sobre a revisão bibliográfica	28
3	SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA UMA MICRORREDE	29
3.1	Sobre a contribuição nas correntes de curto circuito provenientes de geração distribuída baseada em inversores	29
4	SIMULAÇÃO	31
4.1	Rede teste	31
4.2	Método de busca por solução ou solucionador	33
4.2.1	Tolerância de consistência	33

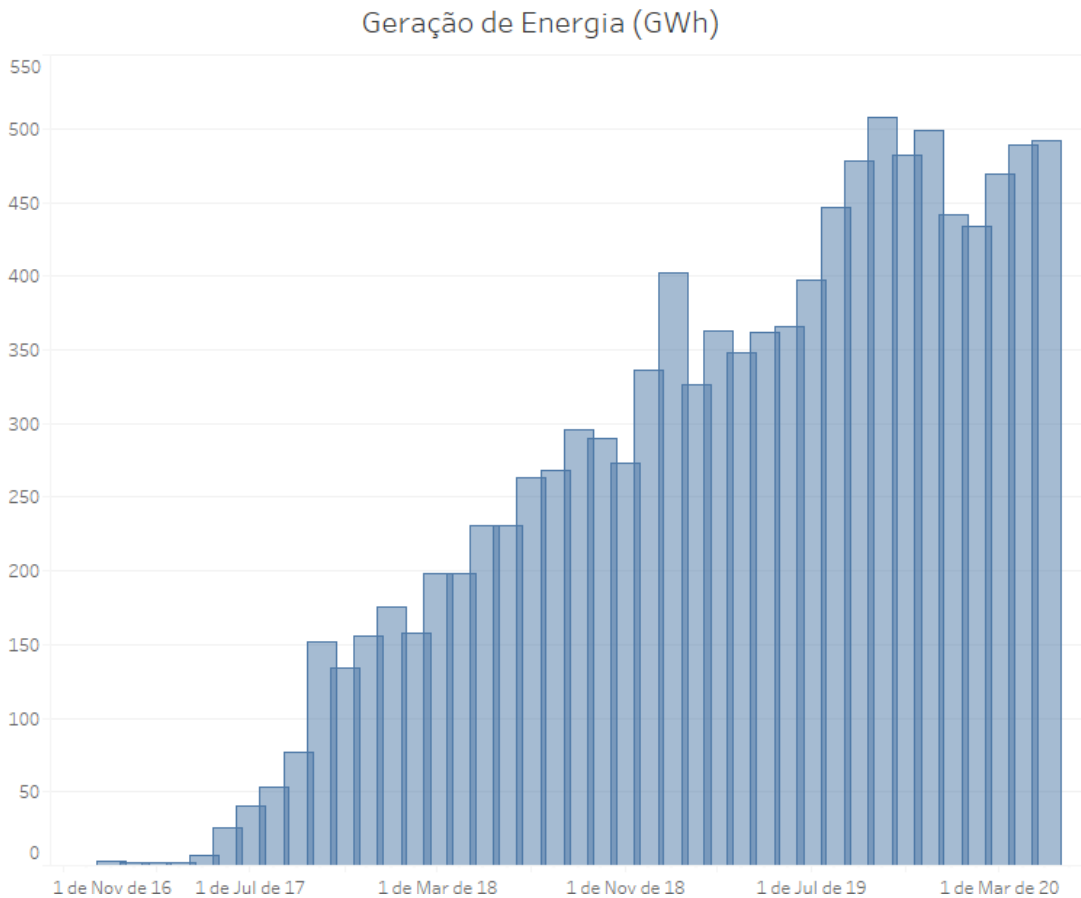
4.2.2	Método de busca por solução ou solucionador local	33
4.2.3	Formulação de equações	34
4.3	Linhas	34
4.4	Cargas e barras	36
4.5	Geração fotovoltaica	37
4.6	Chave de proteção do inversor	38
4.6.1	Passo 1: Amostragem da tensão	39
4.6.2	Passo 2: Análise de Fourier	40
4.6.3	Passos 3 e 4: Análise da queda de tensão	40
4.6.4	Passos 5 e 6: Abertura da chave	41
4.7	Disjuntor e chave de manobra	42
4.8	Sobre a simulação	43
5	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	44
5.1	Níveis de tensão	44
5.2	Operação da chave de proteção do inversor	45
5.3	Operação do disjuntor	48
6	CONCLUSÕES	51
	 APÊNDICES	 52
	 APÊNDICE A – MODELO FINAL	 53
	 REFERÊNCIAS	 54

1 INTRODUÇÃO

1.1 Tema

Devido ao impacto negativo causado por combustíveis fósseis no meio ambiente e a busca por formas eficientes de se gerar energia, um crescente interesse é observado em fontes renováveis, como a fotovoltaica e a eólica (CHAE *et al.*, 2012). A proposta deste trabalho é entregar ao usuário um manual de parametrização e simulação para uma microrrede teste, um sistema de geração fotovoltaico e uma chave que atua como dispositivo de proteção em conformidade com a norma brasileira para sistemas de geração fotovoltaicos. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2020), a quantidade de energia fotovoltaica gerada no Brasil nos anos de 2017, 2018 e 2019, foram, respectivamente, 652 GWh, 2917 GWh e 4979 GWh. O gráfico apresentado na figura 1 demonstra o crescimento notável e acelerado da geração através deste tipo de usina.

Figura 1 – Histórico da operação - geração de energia fotovoltaica pelo SIN em distribuição mensal



Fonte: ONS (2020).

A geração fotovoltaica a ser estudada no âmbito deste trabalho, prevê geração distribuída. Um sistema de geração distribuída é caracterizado pela sua menor escala de

potência, e é composto comumente de fontes renováveis de energia (HONGKAI *et al.*, 2008). A topologia do sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser dividida em três componentes distintas, sendo elas: A combinação de módulos fotovoltaicos em série ou paralelo, o inversor de corrente contínua para alternada (CC/CA), e o sistema ou circuito de controle (PATIL *et al.*, 2017).

1.1.1 Delimitação do tema

O foco principal do trabalho reside na entrega de um modelo computacional de uma microrrede elegida a partir de brochuras técnicas, com conexão à uma fonte primária de energia elétrica e geração distribuída fotovoltaica. Este modelo incentiva o uso de ferramentas computacionais para o estudo de redes de distribuição de energia e implantações futuras, com a ressalva de que a operação ilhada utilizando microrredes ainda não é aplicada no Brasil de forma sistêmica.

1.2 Problemas e premissas

Uma das grandes vantagens da microrrede se encontra no modo de operação ilhado às redes de grande escala, suprindo a demanda de potência de cargas locais de forma independente (HAO; ZHEN, 2017). Para isso, a operação da geração distribuída em uma microrrede deve seguir normas que especificam a qualidade do produto (JANKOVIC *et al.*, 2014).

Dos problemas técnicos em uma instalação que apresenta geração distribuída fotovoltaica no Brasil, destaca-se o número ainda pequeno de estudos nacionais relacionados à contribuição proveniente de geradores fotovoltaicos baseados em inversor nas correntes de curto-circuito (BARRADAS; BUZO; LEAO, 2018). De toda forma, o sistema de proteção do inversor deve ser dimensionado de modo a cessar a contribuição dos inversores no momento que seja detectada sub-tensão. Outro aspecto operativo de grande importância para o controle de qualidade do produto, segundo Jankovic *et al.* (2014), é a aferição da distorção harmônica total (DHT) proveniente do inversor. Altos níveis de distorção podem causar problemas na proteção, sobreaquecimento de motores e transformadores e falha na operação de bancos de capacitores.

Tendo em vista a penetração crescente da geração distribuída nos sistemas de distribuição, uma opção para as concessionárias de energia pode ser encontrada no ilhamento intencional (ZEINELDIN; EL-SAADANY; SALAMA, 2005), prática ainda não aplicada no Brasil de forma sistêmica. O ilhamento ocorre quando uma fração do sistema continua em operação mesmo após a desconexão da rede de distribuição (ZEINELDIN; EL-SAADANY; SALAMA, 2005). A grande vantagem reside no fato de que a geração ilhada mantém a alimentação durante as falhas do sistema (SALAM; SETHULAKSHMI, 2017). Entretanto, a

aplicação sistêmica deste tipo de distribuição de energia deve levar em consideração sua viabilidade econômica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Entregar um modelo computacional parametrizável de um sistema de geração fotovoltaica atuando como fonte conectada à uma microrrede, incluindo o inversor e todo seu sistema de proteção e desconexão adequados segundo a norma ABNT NBR 16149/2013.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para cumprir com o objetivo, será utilizada uma ferramenta computacional comercial. É necessário que o modelo represente de forma acurada o comportamento das tensões e correntes em todos os dispositivos e cargas relevantes, em variadas situações de operação. Os objetivos específicos apresentam-se então em:

- Realizar a revisão bibliográfica nas áreas de interesse:
 - Geração fotovoltaica;
 - Inversores;
 - Microrredes;
 - Normas técnicas e regulamentações associadas aos sistemas;
 - Modelagem computacional de microrredes.
- Modelar computacionalmente uma microrrede que inclua:
 - Representação de cargas, linhas e transformadores;
 - Representação de um sistema de geração fotovoltaica com inversor CC/CA;
 - Lógica de controle para a simulação ocorrer;
 - Medidores e indicadores de grandezas elétricas desejáveis, acessíveis ao usuário.
- Analisar a resposta da simulação sob condições normais e adversas.

1.4 Justificativa

Segundo Hao e Zhen (2017), a GFV possui alta confiabilidade e estabilidade, encontradas em menores flutuações de energia. Por esse motivo, aliado ao interesse atual em

pesquisas que priorizam o uso de fontes renováveis, a GFV pode ser usada como fonte de alimentação ideal em microrredes.

Entretanto, a análise de uma rede como essa pode se tornar extremamente complexa, devido ao elevado número de componentes eletrônicos e detalhamento dos modelos. Este se torna, portanto, o principal incentivo para se analisar o comportamento desse tipo de sistema através de ferramentas computacionais.

Para as concessionárias, é de grande interesse o estudo relacionado à viabilidade econômica de um projeto como este (ZEINELDIN; EL-SAADANY; SALAMA, 2005). O planejamento deste tipo de operação deve incluir uma sequência de aferições para assegurar os melhores estados de funcionamento. Entre as aferições, estão os níveis aceitos de tensão e o dimensionamento dos equipamentos de proteção da planta (IEEE, 2011).

1.5 Procedimentos Metodológicos

O instrumento principal desta pesquisa de natureza aplicada é o ambiente de simulação computacional. A priori, a ferramenta que apresenta melhores resultados no âmbito da proposta é o ambiente Matlab Simulink. Produto da marca Mathworks, o Simulink é um ambiente de programação para modelagem e simulação de sistemas dinâmicos que apresenta interface gráfica em diagrama de blocos. A modelagem do sistema fotovoltaico conectado à microrrede será desenvolvida a partir do princípio da modelagem física, que consiste em simular sistemas que apoiam-se em componentes físicos reais (MATHWORKS, 2020).

O principal repositório acadêmico para busca de informações sobre o tema e estabelecimento das bases científicas é o IEEE (Instituto de engenheiros eletricitas e eletrônicos). Este repositório oferece acesso a mais de quatro milhões de documentos, de algumas das publicações mais citadas do mundo em engenharia elétrica e eletrônica (IEEE, 2020). O acesso à base de dados se dá através do portal eletrônico IEEE *Xplore*.

O sistema teste utilizado no trabalho provém de uma brochura técnica disponibilizada pelo Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRÉ). Em sua própria definição, o CIGRÉ é "uma sociedade civil, sem fins lucrativos, fundada em 1971, que tem por objetivo promover o intercâmbio e desenvolvimento técnico, tecnológico, e da engenharia"(CIGRÉ, 2020). A brochura técnica em questão tem o título *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources - Task force C6.04.02*, e apresenta redes teste de alta, média e baixa tensão. Para o fim desta pesquisa, a rede de média tensão é escolhida. Esta rede possui dois transformadores, uma fonte de geração de energia, quatorze barras com suas respectivas cargas e é balanceada. Entretanto, esta rede é apresentada em padrão europeu, ou seja, a frequência de operação é 50Hz. Dessa maneira, os valores de impedância devem antes ser convertidos, levando em consideração que o padrão brasileiro é a operação em 60Hz. Mais detalhes sobre o sistema teste serão apresentados em

um capítulo posterior.

1.6 Estrutura do Trabalho

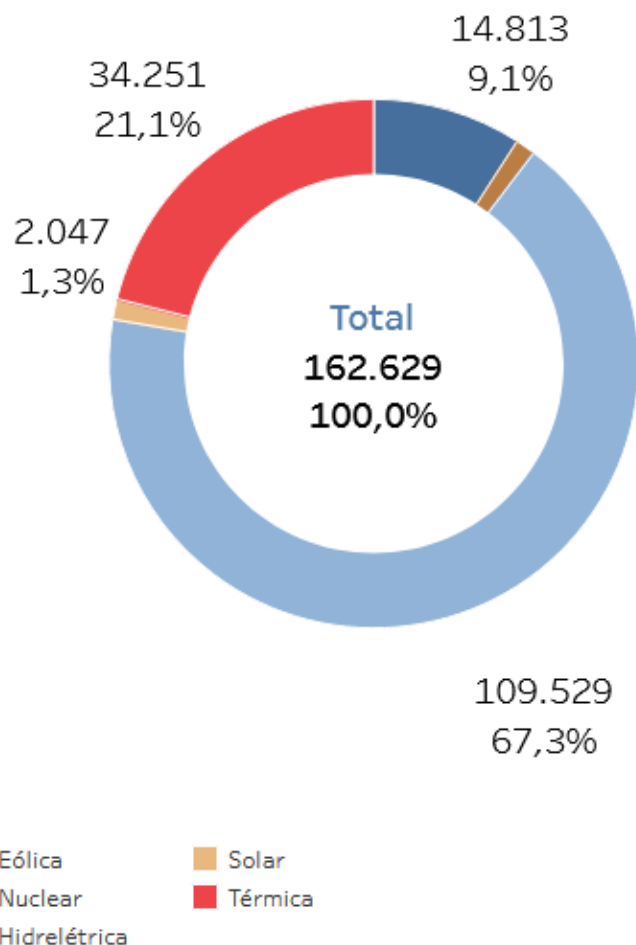
O primeiro capítulo tem a função de introduzir o tema, os problemas relacionados a pesquisa e o método a ser empregado. O segundo capítulo apresenta a revisão bibliográfica pertinente à área da pesquisa. O terceiro capítulo trata especificamente das contribuições para correntes de curto circuito provenientes de geração distribuída baseada em inversores, assunto que serve também de base para o quarto capítulo. O quarto capítulo é constituído por uma descrição detalhada do sistema teste e de como é realizada a parametrização e análise deste sistema no *software* eleito para a pesquisa. Por fim, apresentam-se as conclusões.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Cenário brasileiro de geração de energia elétrica

Atualmente, no Brasil, 67,3% da capacidade instalada de geração de energia elétrica é proveniente de centrais hidrelétricas (ONS, 2019), como observa-se na figura 2. A predominância da geração hidrelétrica torna o SIN incomum com relação a países em cuja matriz energética predominante é a térmica, devido aos impactos ambientais reduzidos. Mas mesmo a fonte hídrica é sujeita a condições sazonais e fatores climáticos, efeito observado nos reservatórios em períodos de estiagem. Neste âmbito, o recurso energético necessário para esta forma de geração se torna escasso, com consequências no preço da tarifa e na utilização do recurso em outros setores (PEREIRA *et al.*, 2017). Em um contexto de expansão da matriz elétrica brasileira, uma vantajosa alternativa à fontes de geração emissoras de gases poluentes se encontra na GFV.

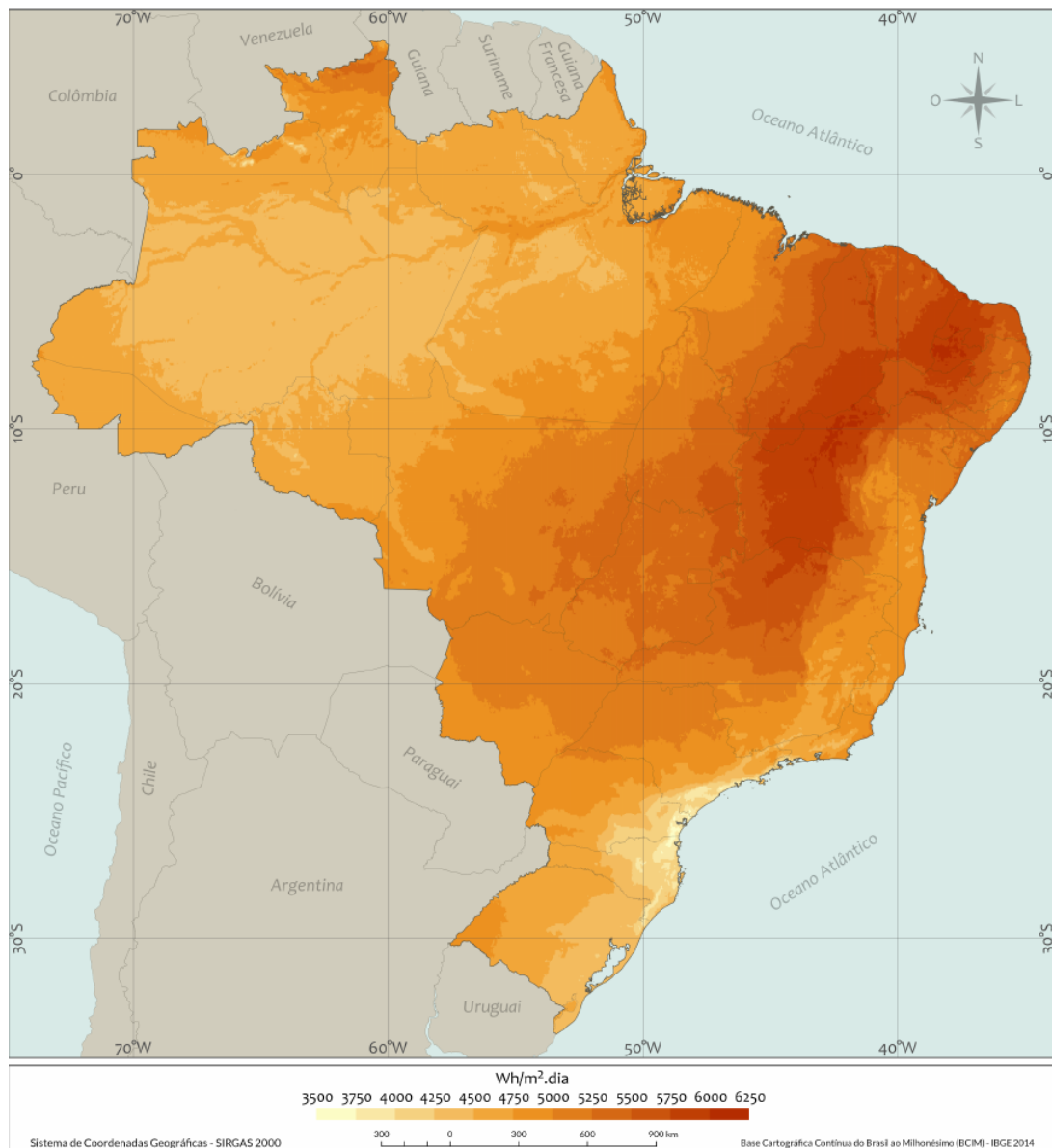
Figura 2 – Capacidade Instalada em megawatt por tipo de usina



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019).

A energia fotovoltaica difere das fontes convencionais de energia quanto à sua intermitência temporal, fruto das variáveis de espaço e condições meteorológicas (PEREIRA *et al.*, 2017). Esta intermitência afeta diretamente os aspectos de qualidade e operação segura do sistema de geração e distribuição de energia elétrica. Dessa forma, os dados referentes ao potencial do recurso solar é suporte imprescindível ao desenvolvimento de centrais de GFV. Em virtude deste panorama, em 2017 um grupo de pesquisadores de várias instituições do Brasil, trabalhando em conjunto com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), apresentaram a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017), que conta com 17 anos de dados de satélite, e cujos recursos são aqui aproveitados. Na figura 3 está disposto o mapa de irradiação global horizontal, para o território brasileiro, em valores anuais médios.

Figura 3 – Média anual do total diário de irradiação global horizontal



Fonte: Pereira *et al.* (2017).

A irradiância global horizontal representa a "taxa de energia total por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal"(PEREIRA *et al.*, 2017).

2.2 Normas e definições

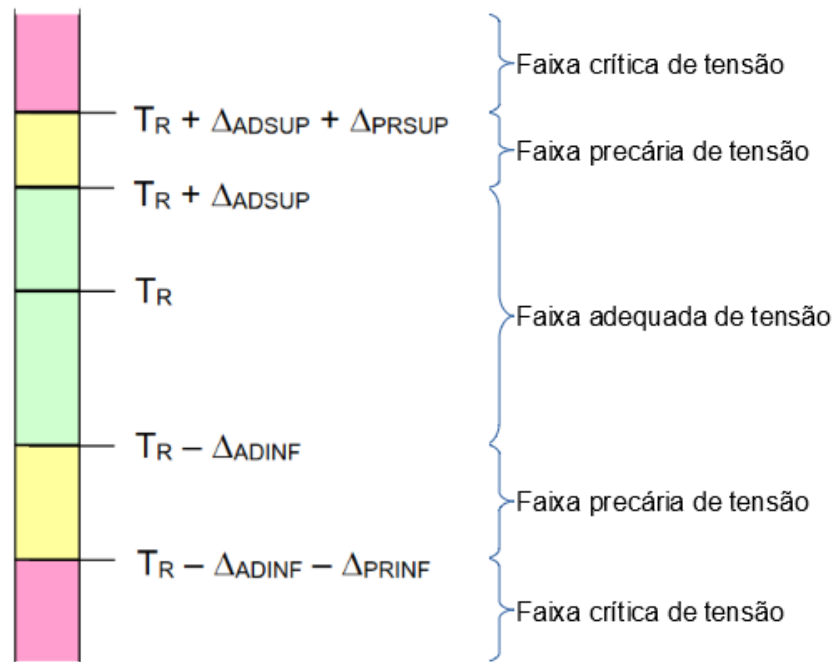
Em 2012, A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instaurou a resolução normativa 482 (ANEEL, 2012). Revisada em 2015, a resolução estabelece condições gerais para o acesso de microgeração, autorizando o uso de qualquer fonte renovável, incluindo, nesse escopo, a geração fotovoltaica (GFV). Em consequência à resolução normativa 482, desde 2012 o número de conexões registradas de geração distribuída cresceu para 201.773 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2020). A agência estabelece alguns termos técnicos, entre eles: microgeração distribuída, para a central geradora com potência menor ou igual a 75 kW e minigeração distribuída, para a central geradora com potência instalada entre 75 kW e 5 MW (ANEEL, 2012).

Um sistema de GFV, além do próprio gerador fotovoltaico, pode incluir a participação de inversores, sistemas de proteção, controle, supervisão e armazenamento de energia (ABNT, 2013). O gerador fotovoltaico é definido aqui como o "gerador que utiliza o efeito fotovoltaico para converter a luz do sol em eletricidade"(ABNT, 2013, p. 8). O inversor é um "conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada apropriada para a utilização pela rede elétrica"(ABNT, 2013, p. 9).

Uma rede de distribuição, para os padrões IEEE, é definida como "a porção de um sistema elétrico que entrega energia derivada de pontos transformadores ou sistemas de potência de grande escala para os consumidores."(IEEE, 2011, p. 15, tradução nossa). O manual de controle patrimonial da ANEEL define uma microrrede como a "rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída."(ANEEL, 2015, p. 160). Ou seja, para este caso, a rede alimentada por geração distribuída, definida anteriormente, possui a capacidade de operar de forma ilhada (ANEEL, 2010).

Quanto à qualidade da energia, a ANEEL, através dos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) módulo 8, estabelece "os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações." (ANEEL, 2018, p. 4). Este módulo estabelece níveis de conformidade de tensão elétrica, em referência ao valor de tensão obtido através de medições contra aos níveis de tensão adequados, precários ou críticos. Portanto, a tensão de atendimento é classificada de acordo com as faixas indicadas na figura 4, em torno da tensão de referência (TR).

Figura 4 – Faixas de tensão em relação à referência



Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2018b).

Onde,

TR: Tensão de Referência;

Δ_{ADINF} : Limite de variação inferior da faixa adequada de tensão;

Δ_{ADSUP} : Limite de variação superior da faixa adequada de tensão;

Δ_{PRINF} : Limite de variação inferior da faixa precária de tensão;

Δ_{PRSUP} : Limite de variação superior da faixa precária de tensão;

As informações contidas no Módulo 8 do PRODIST são necessárias em situações onde é preciso avaliar os impactos de perturbações e faltas no sistema, sejam elas de curta ou longa duração. De acordo com a norma IEC 60909-0, o curto-circuito é definido como a "conexão acidental ou intencional através de uma resistência ou impedância relativamente baixa, entre dois pontos do circuito que normalmente apresentam diferença de potencial"(IEC, 2001 apud KASIKCI, 2017, tradução nossa).

2.2.0.1 Interface de conexão e proteção para o sistema fotovoltaico baseado em inversor

A norma ABNT NBR 16149 de 2013 estabelece requisitos e recomendações de interface para a conexão entre a GFV e a rede de distribuição (ABNT, 2013). Considerando a operação dos dispositivos de proteção, a norma prevê a interrupção do fornecimento de energia à rede, de forma independente a outros geradores, em tempos relativamente breves, previamente estabelecidos. A Tabela 1 apresenta o tempo máximo de interrupção do fornecimento de energia elétrica por parte da GFV, com relação à variação de tensão no ponto

de conexão.

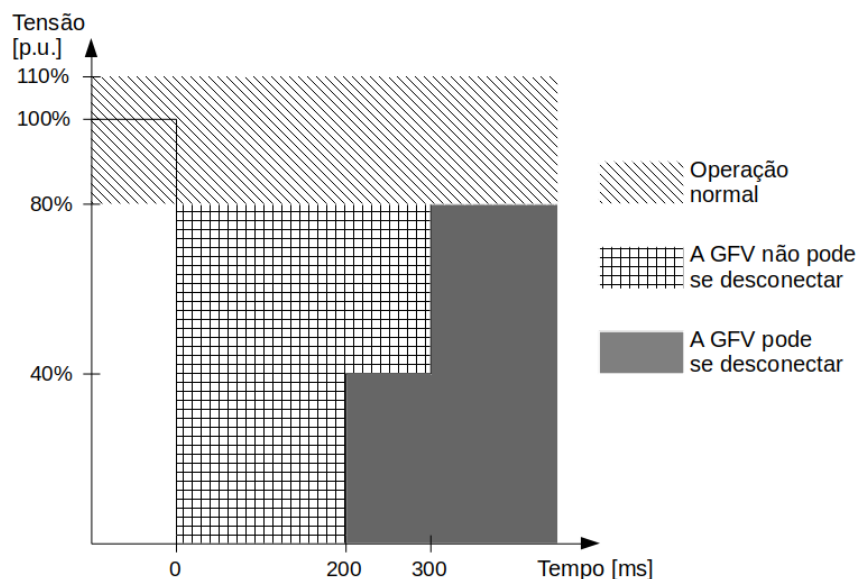
Tabela 1 – Resposta às condições anormais de tensão

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à tensão nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V_{nom} < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V_{nom} \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V_{nom}$	0,2 s

Fonte: Adaptado de Associação Brasileira de Normas Técnicas (2013).

O pequeno tempo de atraso permite que distúrbios de curta duração não influenciem no desligamento desnecessário de energia. Desse modo, a GFV com potência nominal igual ou acima de 6 kW, mesmo em condição de subtensão, deve continuar em operação durante determinados períodos de tempo (ABNT, 2013). O efeito de suportabilidade a subtensões é denominado *Fault Ride Through* (FRT), e é representado graficamente na figura 5.

Figura 5 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (FRT)



Fonte: Adaptado de Associação Brasileira de Normas Técnicas (2013).

Analisando o gráfico disposto na figura 5 entende-se que para quedas de tensão iguais ou superiores a 60% e tempo inferior a 200 ms desde o tempo de falta, ou para quedas de tensão entre 60% e 20% e tempo inferior a 300 ms desde o tempo de falta, a GFV pode cessar o fornecimento de energia, mas não pode se desconectar. A faixa de operação normal é observada em 20% abaixo ou até 10% acima do valor nominal da tensão.

2.3 Caracterização de uma microrrede

As redes de distribuição precisam ser constantemente examinadas de modo a lidar com mudanças tecnológicas, nos valores sociais, econômicas e ambientais. As tecnologias

empregadas devem demonstrar confiabilidade e relações custo-benefício realistas (SCHWAEGERL; TAO, 2013). As redes de distribuição estão sofrendo mudanças que promovem a sensação de que tomadas de decisão e controle são distribuídos, facilitando a penetração de geração distribuída e tecnologias de armazenamento de energia. Neste sentido, a função de uma rede de distribuição chamada de ativa é criar uma ponte entre a geração de energia e a demanda dos consumidores de forma a possibilitar tomadas de decisão distribuídas sobre a operação da rede em tempo real (SCHWAEGERL; TAO, 2013).

Vista pelo consumidor, microrredes fornecem energia elétrica; aumentam a confiabilidade local através de suas características de geração distribuída; reduzem emissões nocivas ao meio ambiente e podem fornecer custos potencialmente reduzidos (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2006). Vista pela concessionária de energia, uma microrrede é uma entidade que pode ser operada como carga agregada ou gerador único, possibilitando também seu uso como fonte de energia auxiliar para suporte à rede, dadas as devidas considerações (SCHWAEGERL; TAO, 2013).

2.3.1 Procedimentos básicos de planejamento e projeto de uma microrrede

Na falta de uma resolução normativa brasileira específica, o padrão descrito em IEEE (2019) providencia uma explicação detalhada de três aspectos principais no planejamento e projeto de uma microrrede:

- (i) Planejamento de objetivos: Determinação das vantagens que a microrrede espera proporcionar, como por exemplo promover o uso de energias renováveis ou a possibilidade de fornecimento de energia para regiões remotas;
- (ii) Configuração do sistema: Determinação da demanda de energia, baseada em análise de cargas e recursos;
- (iii) Projeto do sistema de distribuição: Determinação dos níveis de tensão, ponto de acoplamento à rede primária e níveis de curto circuito.

2.3.2 Funções principais de monitoramento, controle e gerenciamento de energia

As funções de monitoramento, controle e gerenciamento de energia podem ser categorizadas (IEEE, 2019):

- (i) Funções básicas
 - a) Aquisição de dados;
 - b) Análise da rede;

- c) Controle;
- d) Gerenciamento de energia;
- e) Visualização de relatório de dados.

(ii) Funções ampliadas ou estendidas

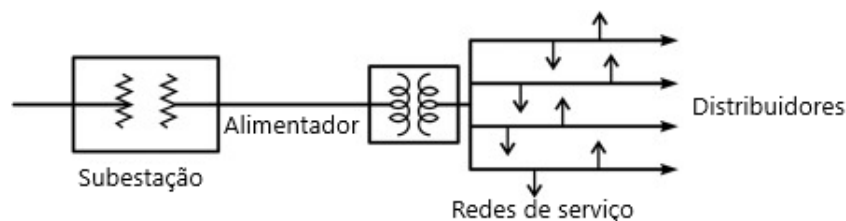
- a) Servidor web;
- b) Monitoramento da qualidade de energia;
- c) Avaliação e análise estatística;

2.4 Elementos e dispositivos importantes à pesquisa

2.4.1 Redes Radiais

Uma rede de distribuição radial auferiu seu nome da configuração dos alimentadores que suprem as cargas, ou seja, configurações radiais (SALLAM; MALIK, 2018). A figura 6 apresenta uma configuração típica para um alimentador primário em configuração radial. Em situações adversas como faltas, este tipo de rede de distribuição além do ponto da falha deve ficar isolada (MURTY, 2017).

Figura 6 – Típica rede de distribuição primária em configuração radial

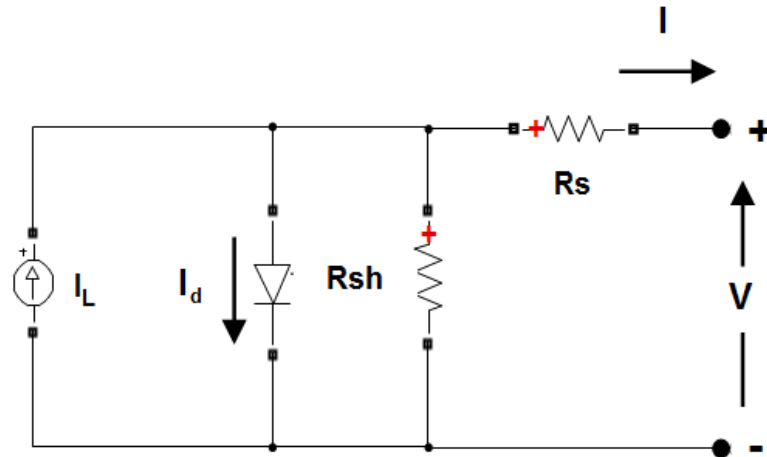


Fonte: Adaptado de Murty (2017).

2.4.2 A célula fotovoltaica

Denomina-se efeito fotoelétrico a liberação de elétrons a partir de um metal com energia suficiente para tal, devido à incidência de fótons sobre o mesmo. O efeito ocorre quando elétrons pertencentes à camada de valência de um semicondutor são excitados por absorção de fótons, passando para a camada de condução do material, tornando-se elétrons livres (MOÇAMBIQUE, 2012). Contudo, para que haja a exploração da corrente elétrica proveniente do efeito descrito, é necessária a aplicação de um campo elétrico, dada através de uma junção *pn*. Este tipo de junção é obtido ao se realizar a dopagem do semicondutor, adicionando a ele outros elementos, que alteram suas propriedades elétricas (CRESESB, 2014). A célula fotovoltaica é entendida, então, como a junção *pn* de um semicondutor. O comportamento de uma célula fotovoltaica pode ser descrito matematicamente ou com modelos orientados a circuitos elétricos. De forma geral, o modelo descrito na figura 7 apresenta os parâmetros elétricos de uma célula fotovoltaica.

Figura 7 – Modelo de uma célula fotovoltaica



Fonte: MathWorks (2019).

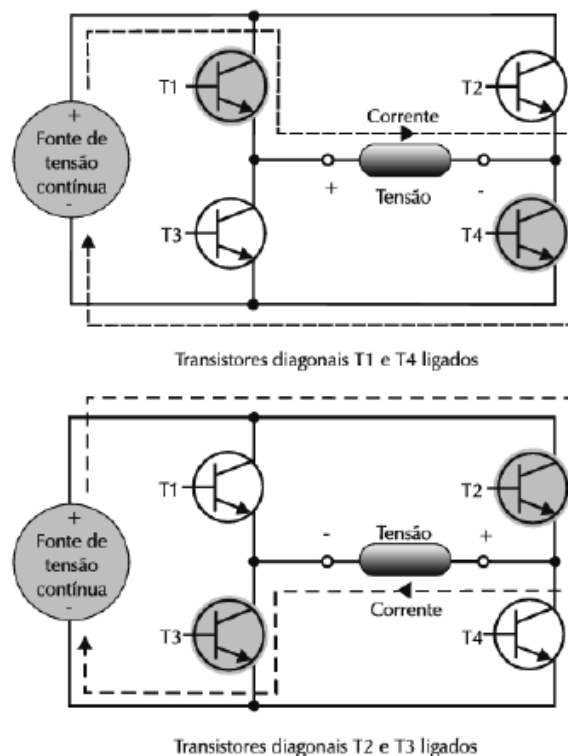
Na figura 7: I_L representa a corrente elétrica gerada por irradiação, I_d é a corrente no diodo, R_s é a resistência série e R_{sh} é a resistência shunt, usada para representar as características corrente-tensão $I-V$ dependentes de irradiância e temperatura (MATHWORKS, 2019).

Quando conectadas em arranjos, em série ou paralelo, as células fotovoltaicas constituem um módulo fotovoltaico (CRESESB, 2014).

2.4.3 O inversor

A norma brasileira vigente define o inversor como o "conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada apropriada para a utilização pela rede elétrica" (ABNT, 2013, p. 9). A operação de um inversor é baseada no dispositivo transistor. Os transistores são coordenados como chaves abertas ou fechadas, de modo a transferir a tensão e corrente provenientes da fonte CC para a saída CA (VILLALVA, 1983). A topologia típica e princípio de funcionamento de um inversor conectado a um painel fotovoltaico (fonte CC) é apresentada na figura 8.

Figura 8 – Funcionamento de um inversor CC-CA



Fonte: Villalva (1983).

2.4.4 Dispositivos de Proteção

O sistema de proteção para redes de distribuição mais comum é baseado em detecção de sobre-correntes, ou seja, detecção da corrente de curto-circuito (HATZIARGYRIOU, 2014). Dos dispositivos mais comuns, destacam-se os fusíveis, os relés e os religadores.

2.4.4.1 Fusíveis

O fusível é o dispositivo de proteção mais simples, e está disponível para vários níveis de tensão. São instalados em série com as linhas de distribuição e na presença de correntes acima de seu valor nominal, opera como uma chave aberta (ANDERSON, 1998). Quanto aos fusíveis, Anderson (1998) os classifica de acordo com o tipo de operação:

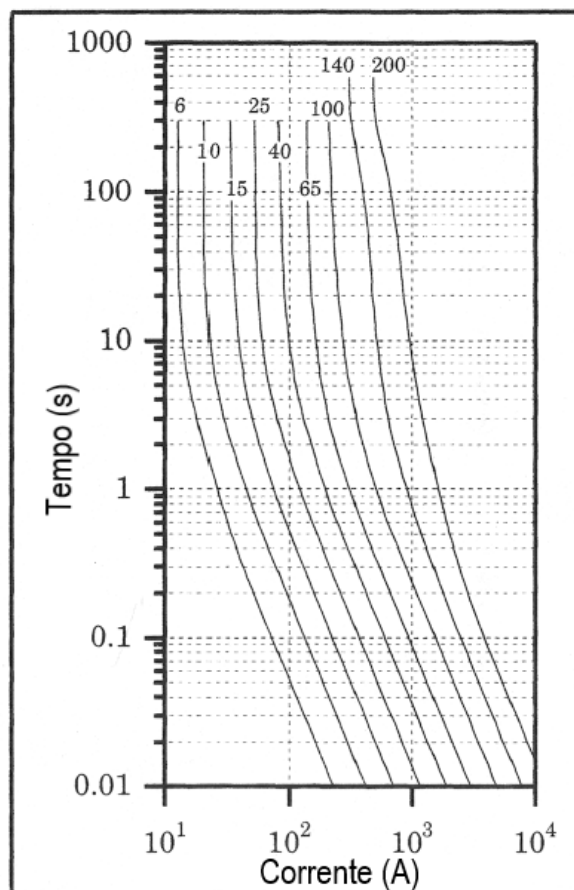
- Fusíveis padrão de compensação de corrente nula: Este tipo de fusível, como o nome sugere, possui um tempo de retardo, não operando até que a corrente alternada passe por zero. Em um sistema operando com a frequência de 60 Hz, por exemplo, a corrente inverte seu sinal a cada 8,33 ms, portanto este é o tempo máximo de atraso para este tipo de fusível.
- Fusíveis limitadores de corrente: Este fusível, após a fusão do material, introduz uma alta resistência no circuito, reduzindo a magnitude da corrente, seguida pela interrupção da

mesma. Este tipo de fusível, por promover o alinhamento entre as fases da corrente e tensão, também aumenta o fator de potência.

- Fusíveis especiais: Algumas aplicações requerem um tipo de fusível especial, como por exemplo a proteção de bancos de capacitores. Portanto, existem dispositivos adequados para situações específicas, que não se enquadram em categorias abrangentes como as anteriores, como por exemplo o fusível eletrônico, capaz de controlar a performance do dispositivo através de leituras de corrente.

A figura 9 exemplifica as curvas características do tempo mínimo de fusão para um tipo específico de fusível (tipo K) utilizada em estudos de coordenação e seletividade. Esta figura é instrumento de exemplo que pode ser estendido, observadas as restrições, ao princípio de funcionamento básico de outros tipos de fusível.

Figura 9 – Curvas características para fusíveis do tipo K



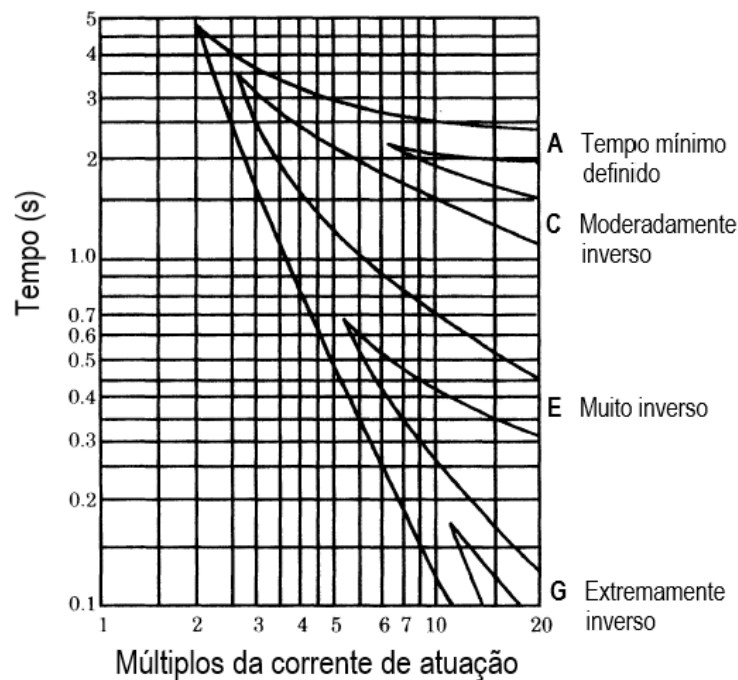
Fonte: Adaptado de Anderson (1998).

2.4.4.2 Relés

Da mesma forma que os fusíveis, os relés de proteção são classificados de acordo com o tipo de funcionamento. Anderson (1998) os classifica:

- Relé de sobrecorrente: Opera quando a corrente excede um limite determinado. Este tipo de relé não é direcional, ou seja, não possui a função de aferir a direção da corrente que está sendo medida. A figura 10 apresenta as curvas características de atuação para um relé desse tipo. Observa-se que quanto maior a corrente, menor o tempo de atuação.
- Relé diferencial: Opera de acordo com a comparação de grandezas elétricas de entrada e saída.
- Relé direcional: Opera de acordo com a relação entre a posição das fases da corrente em respeito à corrente ou tensão de referência.
- Relé de distância: A resposta ocorre em função da distância entre o local onde o relé está alocado e o ponto de falta na rede, utilizando a comparação entre a corrente de curto-circuito e a tensão de referência para determinar a impedância.

Figura 10 – Curvas características de atuação dos relés com vários tipos de tempo inverso



Fonte: Adaptado de Anderson (1998).

2.4.4.3 Religadores

Religadores são dispositivos automáticos que podem interromper e reestabelecer a corrente alternada em um circuito, seguindo tempos pré-estabelecidos (ANDERSON, 1998). Este tipo de dispositivo é muito flexível do ponto de vista de coordenação e seletividade da proteção, devido suas características de tempo-corrente. Devido aos rápidos intervalos de

operação, o religador apresenta vantagens inserido em sistemas que apresentam distúrbios temporários (ANDERSON, 1998).

2.5 Sobre a revisão bibliográfica

Por mais que o assunto tratado neste trabalho seja vasto, a revisão aqui apresentada tem por objetivo situar o leitor em aspectos considerados fundamentais para a simulação do sistema teste que será apresentada em um capítulo posterior.

Da revisão, conclui-se que uma microrrede é uma opção atrativa não somente para consumidores como também para concessionárias de energia elétrica, desde que seja eficientemente projetada e operada. No Brasil, existe um grande potencial a ser explorado na geração fotovoltaica, observado nos mapas de irradiação solar. O próximo capítulo explora a aplicação específica dos sistemas de proteção discutidos anteriormente.

3 SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA UMA MICRORREDE

A geração baseada em máquinas rotativas promove acréscimo na corrente de falta, devido sua natureza construtiva, enquanto fontes de energia baseadas em inversores geralmente apresentam contribuições irrisórias para a mesma corrente, devido ao sistema de controle ser fundamentado em eletrônica de potência (HATZIARGYRIOU, 2014). De toda forma, no Brasil, o estudo sobre a influência de geradores fotovoltaicos nas correntes de falta ainda não está consolidado (BARRADAS; BUZO; LEAO, 2018).

Devido às diferenças nas contribuições para a corrente de curto-circuito proveniente de diferentes fontes, o sistema de proteção pode necessitar de alterações, por conta da sensibilidade, seletividade e velocidade de atuação dos dispositivos envolvidos (HATZIARGYRIOU, 2014). Para evitar perdas em coordenação e seletividade, sistemas de proteção adaptativos são empregados nestes cenários. O sistema adaptativo pode modificar a resposta da proteção através de dispositivos como relés direcionais e infraestruturas de comunicação baseadas em protocolos como *Modbus* (HATZIARGYRIOU, 2014).

3.1 Sobre a contribuição nas correntes de curto circuito provenientes de geração distribuída baseada em inversores

Uma microrrede pode contar com mais de uma fonte de geração distribuída. Portanto, em alguns casos, geração distribuída baseada em inversores, como é o caso da GFV, deve operar em conformidade com máquinas girantes provenientes de sistemas de geração eólicos ou de biomassa. Este capítulo é reservado ao estudo da contribuição na corrente de curto-circuito proveniente de geração distribuída fotovoltaica baseada em inversores.

O inversor conectado à um sistema de GFV não apresenta o mesmo comportamento dinâmico observado em máquinas rotativas, que influencia o surgimento de transitórios. Os aspectos construtivos e de controle em um inversor permitem ao dispositivo respostas mais rápidas, e as variações na corrente de curto circuito dependem da penetração e do tipo de controle deste inversor (PETEAN, 2014). A norma vigente que determina características da interface de conexão com a rede estabelece períodos breves para que ocorra a desconexão devida do inversor em caso de subtensões decorrentes de faltas (ABNT, 2013), levando também em consideração o tempo de suportabilidade do dispositivo (da língua inglesa, Fault ride through - FRT).

O sistema de proteção de unidades de geração distribuída baseada em inversores é construído para ser altamente preciso e sensível, de forma a agir rapidamente quando necessário. Este fato é um dos motivos para que a contribuição de curto-circuito das unidades desse tipo seja negligenciável (TURCOTTE; KATIRAEI, 2009).

Turcotte e Katiraei (2009) afirmam que mesmo com as funções de proteção desabilitadas, os inversores alimentam a corrente com a contribuição de 1,1 a 1,5 vezes sua corrente nominal, e que para o pior cenário, esta contribuição não ultrapassa 1,5 pu.

Petean (2014) aplica em seu estudo diferentes métodos de controle para um inversor, e nota que a contribuição de corrente de falta proveniente de geradores distribuídos baseados em inversor não atinge o valor de 2 pu em nenhuma situação teste. Esta característica dos inversores se prova vantajosa em relação à geração baseada em máquinas rotativas em conexão direta, cuja contribuição fica ao redor de quatro a dez vezes maior que sua corrente nominal (TURCOTTE; KATIRAEI, 2009).

Em um estudo realizado por Krupa, Moraes e Fritzen (2019), uma rede teste com penetração de geração distribuída foi submetida à análise de curto circuito a fim de identificar a contribuição para as correntes de falta proveniente do inversor. No estudo, a potência instalada da GFV se aproximou do máximo permitido pela norma brasileira, e a corrente de curto circuito atribuída ao inversor foi conservadoramente atribuída como 2 pu, em sua própria base. Como resultado, observou-se que o aumento percentual na corrente de curto circuito ao se inserir GFV é praticamente negligenciável do ponto de vista da proteção do sistema. A mesma conclusão foi obtida por Tu e Chaitusaney (2012), em resultados de simulação.

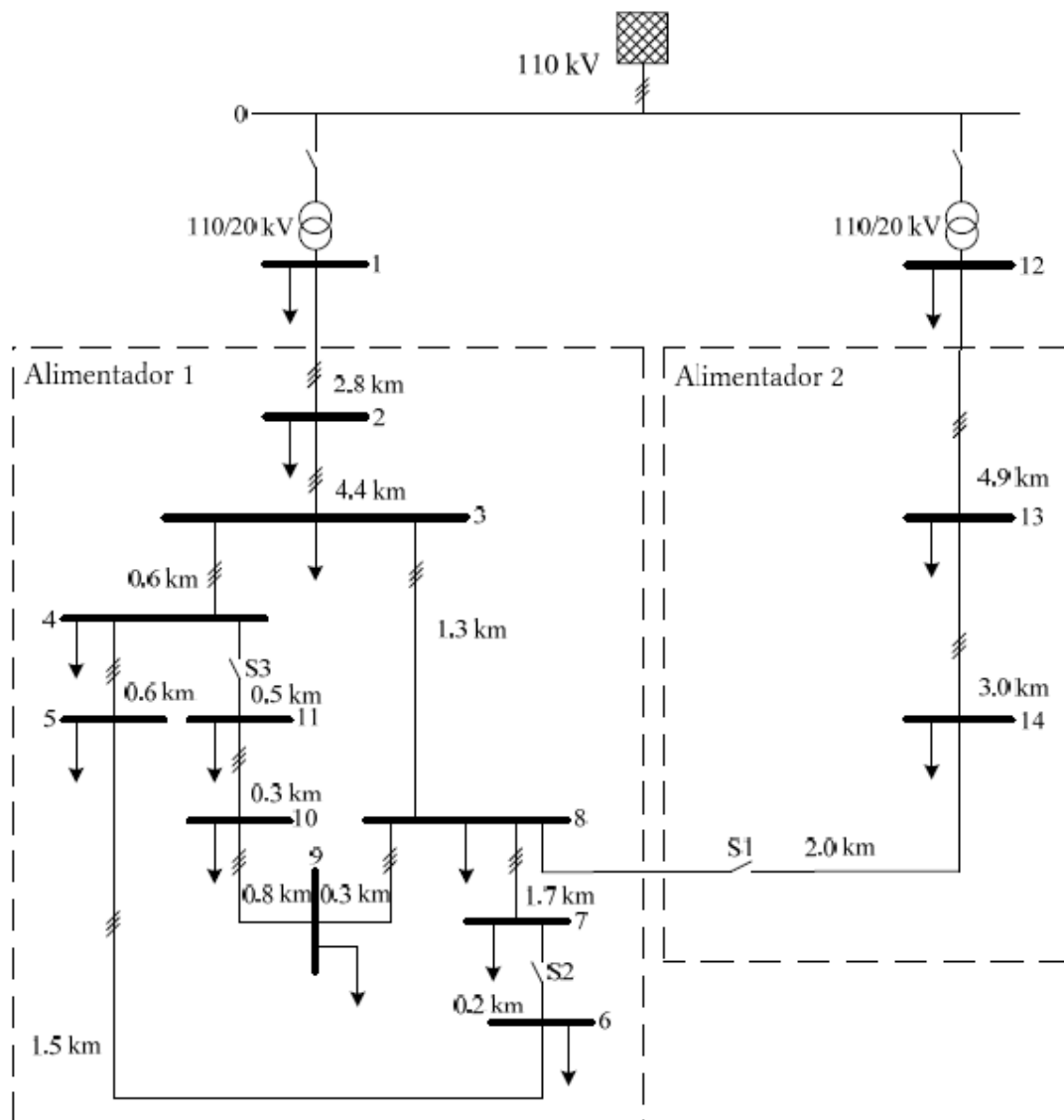
Finalmente, existe um aparente consenso encontrado na literatura especializada sobre a contribuição para correntes de falta provenientes de geração distribuída baseada em inversores. De forma geral, devido ao comportamento e sistema de proteção característicos do inversor, essa contribuição se torna negligenciável (KRUPA; MORAES; FRITZEN, 2019; PETEAN, 2014; TU; CHAITUSANEY, 2012; TURCOTTE; KATIRAEI, 2009).

4 SIMULAÇÃO

4.1 Rede teste

A rede teste é derivada de um sistema de distribuição trifásico físico de média tensão localizado na região sul da Alemanha, que alimenta uma pequena cidade e sua região rural próxima (STRUNZ *et al.*, 2014). O sistema é balanceado, possui tensão nominal de operação de 20 kV e por ser europeu, frequência de operação 50 Hz. A topologia do sistema é apresentada na figura 11.

Figura 11 – Topologia da rede teste.



Fonte: Adaptado de Strunz *et al.* (2014).

Esta rede possui dois alimentadores interligados pela chave S1, e enquanto todas as chaves (S1, S2 e S3) permanecerem em estado aberto, a rede apresenta configuração tipicamente

radial. Para o fim deste trabalho, a rede será modelada e estudada em configuração tipicamente radial, ou seja, chaves S1, S2 e S3 abertas. A topologia do sistema nesta configuração, tal qual o modelo final da simulação, podem ser observados posteriormente na figura 28, localizada no apêndice A.

Tendo em vista que o sistema será modelado em conformidade com normas brasileiras, onde a frequência de operação é de 60 Hz, as impedâncias devem ser convertidas através das relações dispostas nas equações 4.1 e 4.2.

$$X_L = 2\pi fL \quad (4.1)$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} \quad (4.2)$$

Após a conversão para a frequência 60Hz, os valores estão dispostos na tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros de linha convertidos para a frequência 60 Hz.

Trecho	R_1 [Ω/km]	X_1 [Ω/km]	C_1 [$\mu S/km$]	R_0 [Ω/km]	X_0 [Ω/km]	C_0 [$\mu S/km$]	D [km]
L1	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	2,82
L2	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	4,42
L3	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,61
L4	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,56
L5	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	1,54
L6	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,24
L7	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	1,67
L8	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,32
L9	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,77
L10	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,33
L11	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	0,49
L12	0,501	0,8592	56,9916	0,817	1,9176	56,9916	1,3
L13	0,51	0,4392	3,8064	0,658	1,9332	1,536	4,89
L14	0,51	0,4392	3,8064	0,658	1,9332	1,536	2,99
L15	0,51	0,4392	3,8064	0,658	1,9332	1,536	2

Fonte: Autoria própria.

Na tabela 3 estão dispostas as grandezas correspondentes aos transformadores T1 e T2, também após a conversão para a nova frequência de base.

Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores convertidos para a frequência 60 Hz

Transformador	Conexão	$V_1[kV]$	$V_2[kV]$	$Z[\Omega]$	$S[MVA]$
T1	3-f Dynl	110	20	0,016+j2,28	25
T2	3-f Dynl	110	20	0,016+j2,28	25

Fonte: Autoria própria.

A tabela 4 apresenta os valores numéricos do equivalente da rede de alta tensão, na frequência 60 Hz.

Tabela 4 – Parâmetros do equivalente da rede de alta tensão em 60 Hz

Parâmetros	Valores
S_{cc}	4,173 GVA
V_{nom}	110 kV
R_s	0,241 Ω
R_p	$10^{38} \Omega$
L_p	0,007664902 H

Fonte: Furlan (2019).

4.2 Método de busca por solução ou solucionador

A simulação de um sistema dinâmico é feita através do cálculo dos estados em etapas sucessivas ao longo de um período de tempo específico, que é chamado de *step size*. Um *solver*, ou solucionador, consiste na aplicação de um método numérico para resolver um conjunto de equações diferenciais ordinárias representando o modelo do sistema. O *solver*, além de computar o tempo da simulação, atende aos requisitos de precisão desejados (MATHWORKS, 2020).

Dispositivos de eletrônica de potência como *switches* (chaves) são encarados como elementos não lineares e representados no software como elementos puramente resistivos. Ou seja, quando a chave é fechada, a resistência é baixa, e quando a chave é aberta, a resistência é infinita. Toda vez que o status da chave é alterada, o modelo discretizado da parte linear do circuito é reavaliado, de forma a alterar a topologia do circuito (MATHWORKS, 2020).

4.2.1 Tolerância de consistência

Este parâmetro determina com que precisão as restrições algébricas devem ser satisfeitas no início da simulação e após cada evento discreto. Ao diminuir o valor da tolerância, obtém-se uma simulação mais confiável, mas o tempo de computação tende a aumentar. Relaxar a tolerância é uma solução empregada em situações onde as condições iniciais não convergem. Dessa forma, o tempo de computação também é reduzido (MATHWORKS, 2020).

4.2.2 Método de busca por solução ou solucionador local

O uso de um solucionador local permite que todos os estados da rede física, que seriam contínuos de outra forma, sejam representados como estados discretos, sendo atualizados a cada etapa do passo de tempo escolhido (MATHWORKS, 2020). Existem três métodos de busca por solução local que podem ser aplicados ao *Simscape: Backward Euler*, *Trapezoidal Rule* e *Partitioning Solver*. O método *Backward Euler*, além de conservar a tendência de amortecer oscilações, é mais robusto e mais estável que o método *Trapezoidal Rule*. O método

Partitioning Solver também é mais robusto que o *Trapezoidal Rule*, entretanto, é incapaz de simular certos modelos, como por exemplo modelos que utilizam o operador *delay*, que é o caso desta simulação (MATHWORKS, 2020).

Desta forma, o solucionador escolhido utiliza o método *Backward Euler*. Este método numérico calcula o próximo valor de y usando a inclinação y' de uma linha tangente a y . Sendo assim, se y' é uma função rampa com inclinação unitária, o método numérico utiliza as equações 4.3 e 4.4, onde a variável n corresponde ao número de amostras (MATHWORKS, 2020).

$$y'(n) = y'(n - 1) + \Delta t \cdot 1 \quad (4.3)$$

$$y(n) = y(n - 1) + \Delta t \cdot x(n) \quad (4.4)$$

4.2.3 Formulação de equações

Este parâmetro especifica como o solucionador trata variáveis representadas por formas de onda senoidais, como por exemplo tensão e corrente alternadas. Utilizando o modo de simulação "tempo", o tamanho do passo se torna limitado a uma fração de um período da frequência nominal. Este modo é utilizado quando existem vários valores de frequência em uma mesma simulação. Já no modo "tempo e frequência" a representação de variáveis dependentes da frequência como ondas senoidais permite que o passo da simulação seja maior (MATHWORKS, 2020). Essa configuração portanto é útil para a análise do sistema teste quando não há o intuito de inserir faltas programadas. Já com uma falta programada, no momento do curto, a corrente de falta tende a valores consideravelmente elevados. A natureza transitória deste instante inviabiliza o modo de simulação "tempo e frequência", que requer a linearidade do modelo.

4.3 Linhas

Para modelar os trechos de linha no software, é preciso obter os valores de resistência do segmento (R_{seg}), indutância do segmento (L_{seg}), indutância mútua (L_m), capacitância linha-linha (C_L), capacitância linha-terra (C_g) e resistência mútua (R_m).

O valor da indutância é dado através do arranjo da equação 4.1, apresentado na equação 4.5.

$$L[H] = \frac{X_L[\Omega]}{2\pi f} \quad (4.5)$$

Para o cálculo do valor da capacitância na unidade desejada (farad), nota-se que $1[\text{siemens}] = 1[\Omega^{-1}]$. Dessa forma, a capacitância é dada através de um arranjo da equação 4.2, representado na equação 4.6.

$$C[F] = \frac{1}{\frac{1}{X_C[S]} 2\pi f} = \frac{X_C[S]}{2\pi f} \quad (4.6)$$

Após a conversão para as unidades desejadas, os valores estão dispostos na tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros de linha convertidos para as unidades desejadas.

Trecho	R_1 [Ω/km]	L_1 [mH/km]	C_1 [$\mu F/km$]	R_0 [Ω/km]	L_0 [mH/km]	C_0 [$\mu F/km$]	D [km]
L1	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	2,82
L2	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	4,42
L3	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,61
L4	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,56
L5	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	1,54
L6	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,24
L7	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	1,67
L8	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,32
L9	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,77
L10	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,33
L11	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	0,49
L12	0,501	2,2790	0,1511	0,817	5,0865	0,151174914	1,3
L13	0,51	1,1650	0,01	0,658	5,1279	0,00407	4,89
L14	0,51	1,1650	0,01	0,658	5,1279	0,00407	2,99
L15	0,51	1,1650	0,01	0,658	5,1279	0,00407	2

Fonte: Autoria própria.

Agora, de posse dos valores de capacitância e indutância de sequências positiva e zero, é possível, através das relações apresentadas nas equações 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12, encontrar as grandezas citadas anteriormente para a parametrização dos trechos (MATHWORKS, 2020), apresentadas, após os devidos cálculos, na tabela 6.

$$R_{seg} = \frac{2R_1 + R_0}{3} \quad (4.7)$$

$$R_m = \frac{R_0 - R_1}{3} \quad (4.8)$$

$$L_{seg} = \frac{2L_1 + L_0}{3} \quad (4.9)$$

$$L_m = \frac{L_0 - L_1}{3} \quad (4.10)$$

$$C_L = \frac{C_1 - C_0}{3} \quad (4.11)$$

$$C_g = C_0 \quad (4.12)$$

Tabela 6 – Grandezas correspondentes aos segmentos de linha para parametrização da simulação.

Trecho	R [Ω/km]	R_m [Ω/km]	L [mH/km]	L_m [mH/km]	C_L [$\mu F/km$]	C_g [$\mu F/km$]
L1	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L2	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L3	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L4	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L5	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L6	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L7	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L8	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L9	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L10	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L11	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L12	0,6063	0,1053	3,2149	0,9358	0	0,1511
L13	0,5593	0,0493	2,4860	1,3209	0,0020	0,0040
L14	0,5593	0,0493	2,4860	1,3209	0,0020	0,0040
L15	0,5593	0,0493	2,4860	1,3209	0,0020	0,0040

Fonte: Autoria própria.

4.4 Cargas e barras

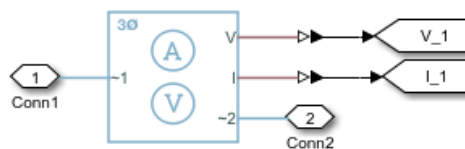
Dispostos na tabela 7 estão as potências aparentes em cada barra do sistema e respectivos fatores de potência. Ao se multiplicar a potência aparente $S[kVA]$, pelo fator de potência fp , obtém-se a potência ativa $P[W]$.

Tabela 7 – Cargas.

Barra	Potência aparente, S (kVA)		Fator de potência, f_p	
	Residencial	Comercial/Industrial	Residencial	Comercial/Industrial
1	15300	5100	0,98	0,95
2	0	0	0	0
3	285	265	0,97	0,85
4	445	0	0,97	0
5	750	0	0,97	0
6	565	0	0,97	0
7	0	90	0	0,85
8	605	0	0,97	0
9	0	675	0	0,85
10	490	80	0,97	0,85
11	340	0	0,97	0
12	15300	5280	0,98	0,95
13	0	40	0	0,85
14	215	390	0,97	0,85

Fonte: Autoria própria.

As barras presentes na rede são apenas sensores de tensão e corrente cobertos por uma máscara em um subsistema que tem a função de conectar dois pontos de interesse na rede. O sensor, abaixo da máscara, pode ser observado na imagem 12. Neste caso, este sensor está posicionado de forma a realizar a função da barra B1.

Figura 12 – Subsistema barra.

Fonte: Autoria própria.

4.5 Geração fotovoltaica

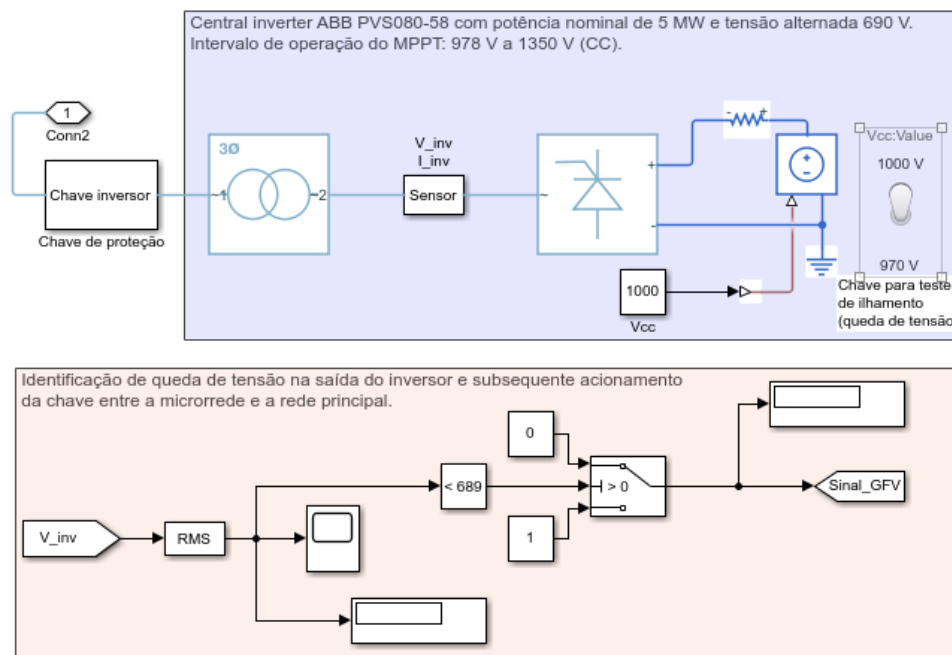
A GFV na microrrede é conectada à barra B4, e possui potência suficiente para gerir todas as cargas do sistema de forma independente. A potência instalada é estabelecida no máximo permitido pela Resolução Normativa 482, ou seja, 5 MW. Dessa forma, um inversor comercial com esta potência é escolhido como parâmetro para a modelagem do sistema. O inversor ABB PVS080-58 escolhido possui potência de 5 MW e tensão de saída de 690 V, operando em 60 Hz. A faixa de tensão de entrada aceitável para o algoritmo de controle de máxima extração de potência é de 978 V a 1350 V (FIMER, 2020). Com a intenção de aproximar o funcionamento do transformador de acoplamento ao ideal, os valores de resistência e reatância são baseados no padrão do software. Esta e outras informações relevantes sobre a parametrização deste componente estão dispostas na tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros do transformador acoplado à GFV

Conexão	$V_1[kV]$	$V_2[V]$	$Z[pu]$	$P[MW]$
3-f Dyn1	20	690	0,001+j0,01	5

Fonte: Autoria própria.

O subsistema desenvolvido para a GFV pode ser dividido em 3 partes. A figura 13 apresenta esta topologia. A primeira parte é constituída pelo grupo gerador em si, com a fonte de tensão contínua operando dentro dos limites do inversor, o próprio inversor e o transformador de acoplamento. A segunda parte é constituída pelo sistema de identificação de queda de tensão na saída do inversor e subsequente acionamento da chave entre a microrrede e a rede principal. Ou seja, caso exista queda de tensão entre os terminais de saída do inversor, a chave entre a microrrede e a rede primária é fechada, de modo a suprir as cargas de forma eficiente. A terceira parte é constituída de um subsistema de proteção contra faltas, que será discutido em detalhes na seção seguinte.

Figura 13 – Subsistema correspondente à GFV

Fonte: Autoria própria.

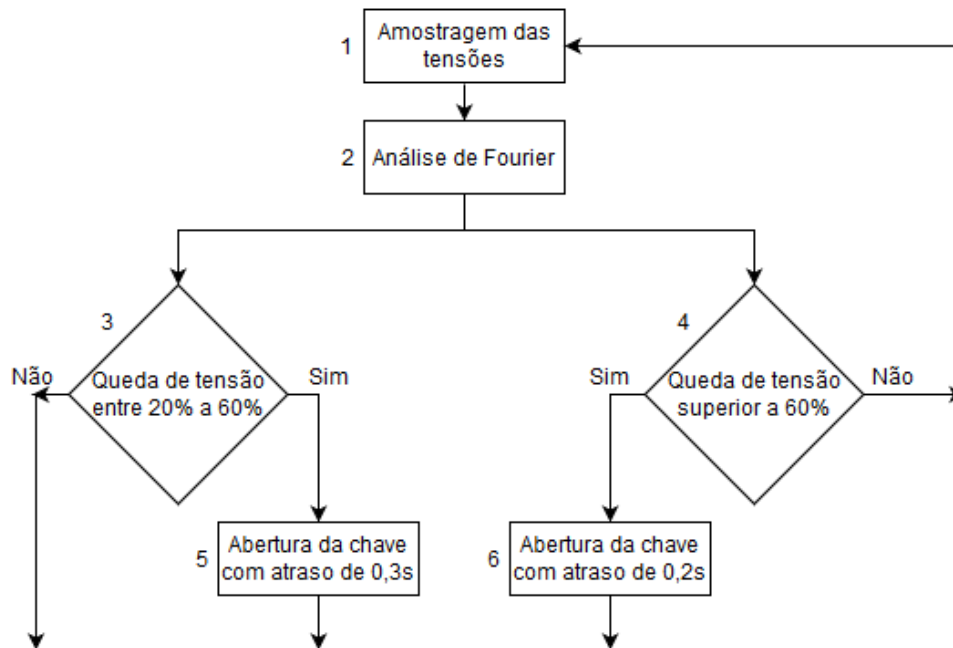
4.6 Chave de proteção do inversor

Como mencionado anteriormente, a norma ABNT NBR 16149 de 2013 estabelece a interrupção do fornecimento de energia à rede proveniente do inversor em intervalos previamente estabelecidos de acordo com a queda de tensão, levando em consideração o tempo de suportabilidade. Quando a tensão amostrada está abaixo de 80% e acima de 40% da tensão de referência, ou seja, queda de tensão de 20% a 40%, o tempo de desconexão é de 0,3s. Quando a tensão amostrada está abaixo de 40%, ou seja, queda de tensão superior a 60%, o

tempo de desconexão é de 0,2s (ABNT, 2013). Este efeito é representado graficamente pela figura 5, apresentada anteriormente.

Esta subsecção trata da simulação deste comportamento, através da criação de sistemas e subsistemas. A lógica por trás da chave de desconexão pode ser representada através de passos em um fluxograma, como na figura 14.

Figura 14 – Lógica da chave do inversor



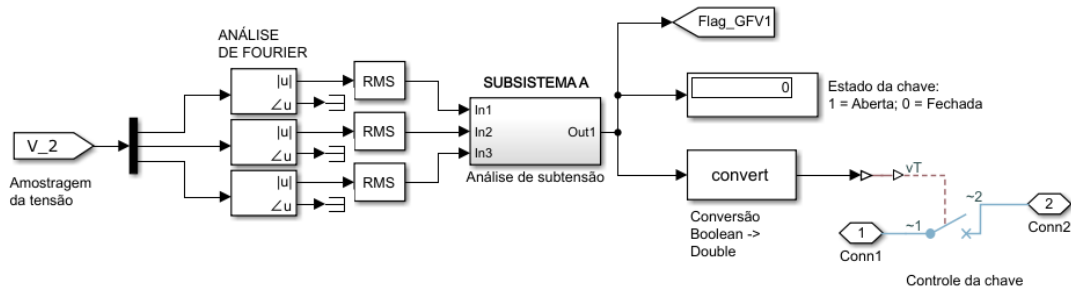
Fonte: Autoria própria.

A seguir, encontram-se as descrições pormenorizadas de cada passo.

4.6.1 Passo 1: Amostragem da tensão

Para analisar se houve queda de tensão, e se houver, qual a magnitude da queda, é preciso amostrar a tensão no ponto de conexão do inversor com a rede. Tendo em vista a possibilidade de queda de tensão em apenas uma ou duas fases, a amostragem inicial da tensão trifásica deve ser dividida por fase, para cada inversor presente no sistema. A implementação deste passo pode ser observado na figura 15.

Figura 15 – Subsistema da chave de desconexão do inversor - nível 1: Controle da chave



Fonte: Autoria própria.

4.6.2 Passo 2: Análise de Fourier

A análise de Fourier da amostra é necessária devido à possibilidade da existência de harmônicos no sistema elétrico. Um Harmônico, neste âmbito, pode ser definido como o conteúdo do sinal em uma frequência específica, múltipla da frequência base do sistema (MAYORAL *et al.*, 2017). A análise de harmônicos consiste no cálculo das magnitudes e fases das componentes fundamentais de ondas periódicas. O teorema de Fourier determina que uma onda periódica não senoidal pode ser decomposta como uma soma de ondas senoidais através da aplicação da série de Fourier, conforme a equação 4.13, onde a_0 é o valor médio da função $x(t)$, a_n e b_n são os coeficientes de Fourier, n corresponde ao número de harmônicos, t é o tempo e T o período (MATHWORKS, 2020).

$$x(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(nt) + b_n \sin(nt)] \quad (4.13)$$

Assim como a amostragem das tensões, o passo correspondente à análise de Fourier pode ser observado na figura 15.

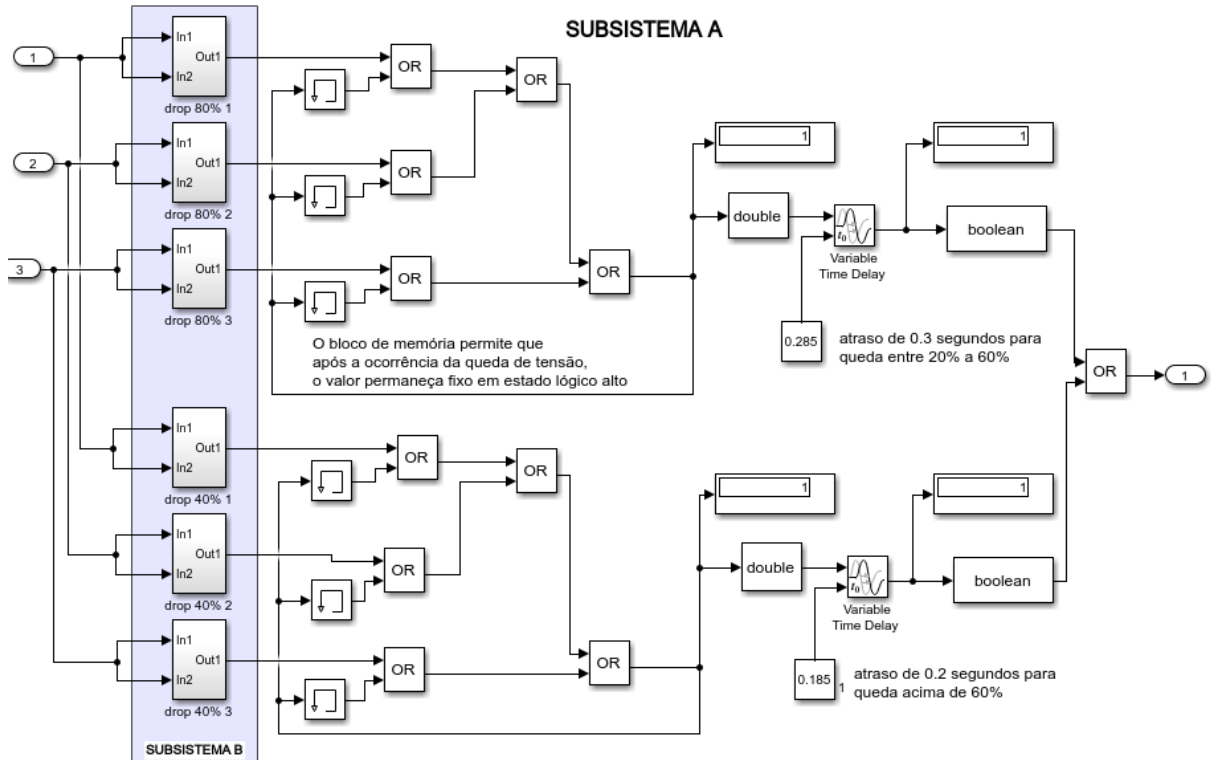
4.6.3 Passos 3 e 4: Análise da queda de tensão

Após a amostragem e tratamento dos dados obtidos, estes são direcionados ao primeiro subsistema, chamado aqui de subsistema A (figura 16), que tem como objetivo executar a lógica que alterna o estado da chave. Para executar a lógica, é preciso analisar a queda de tensão, portanto, este subsistema encaminha os dados, novamente, para um segundo subsistema, chamado aqui de subsistema B (figura 17). Em suma :

- Subsistema A: Processamento e atraso do sinal de abertura da chave proveniente do subsistema B.
- Subsistema B: A tensão amostrada constantemente é submetida à análise de subtensão, sendo comparada ao seu valor nominal dentro das faixas requeridas pela norma com o

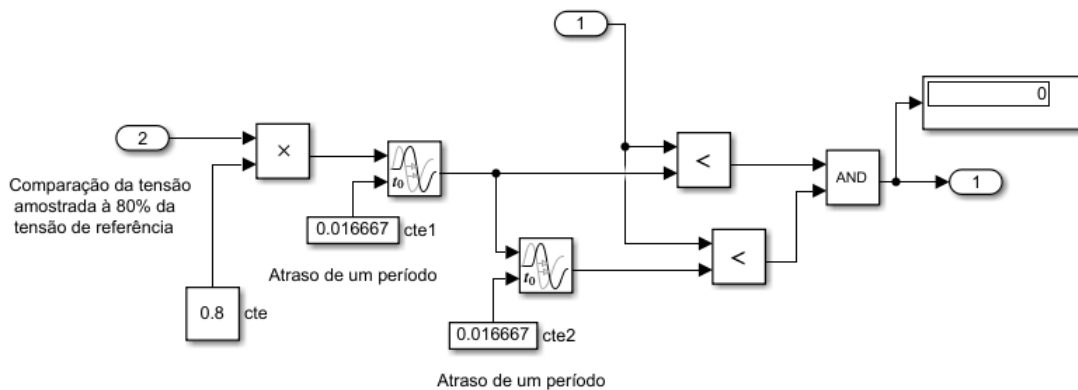
atraso de dois períodos ($T = 1/f = 1/60[Hz] = 0,016s$). Este pequeno atraso de dois períodos é necessário para que perturbações extremamente breves não interfiram no funcionamento da chave.

Figura 16 – Subsistema da chave de desconexão do inversor - nível 2: Subsistema A



Fonte: Autoria própria.

Figura 17 – Subsistema da chave de desconexão do inversor - nível 3: Subsistema B



Fonte: Autoria própria.

4.6.4 Passos 5 e 6: Abertura da chave

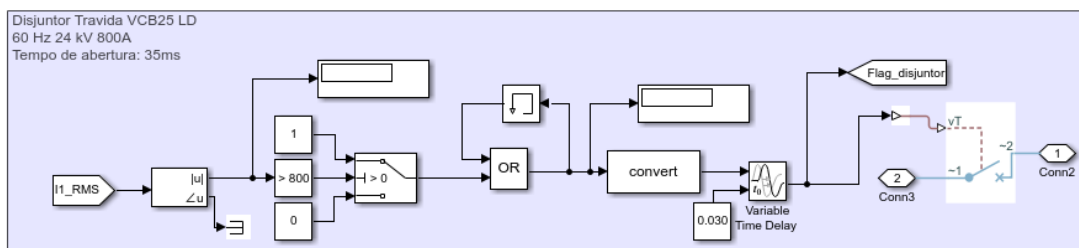
Caso a comparação entre a tensão nominal e tensão medida retorne estado lógico alto (1), existe perturbação significativa na rede. Após a identificação desta perturbação, o estado lógico permanece alto através do uso de blocos de memória, e sofre atraso correspondente ao

tempo de suportabilidade definido pela norma. Após o atraso, o sinal é enviado para o controle da chave, no nível 1 do subsistema, como visto na imagem da figura 15.

4.7 Disjuntor e chave de manobra

Além da chave de proteção do inversor, foi também modelado um disjuntor específico para a proteção no ponto de conexão entre a microrrede e a rede de distribuição primária. Este disjuntor atua através da análise constante da corrente que flui sobre o modelo, com a capacidade de identificar um surto proveniente de um curto-circuito. Com o objetivo de comparar o funcionamento deste dispositivo à situações reais, os parâmetros do disjuntor comercial Travida VCB25 LD serviram como base para o modelo. Este disjuntor opera em 60 Hz, com tensão e correntes nominais de, respectivamente, 24 kV e 800 A (TRAVIDA, 2020). Após a identificação do surto, o tempo de abertura do dispositivo, segundo a fabricante, não ultrapassa 35 ms. A figura 18 apresenta o subsistema que opera o gatilho do disjuntor.

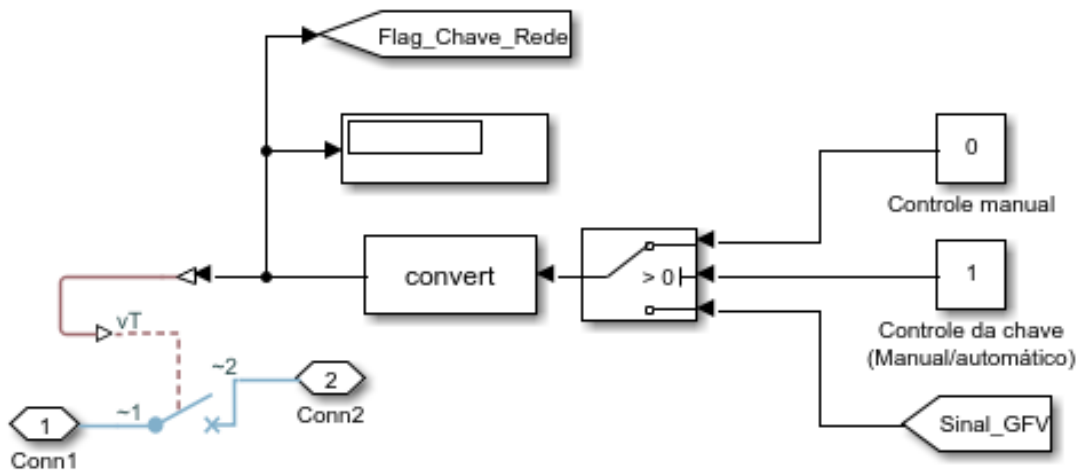
Figura 18 – Subsistema disjuntor.



Fonte: Autoria própria.

Quanto à chave de manobra que possibilita alternar entre operação ilhada e conectada, existem dois modos de controle, dessa forma o controle se torna descentralizado. O primeiro é feito manualmente, ou seja, existe um comando manual que abre a chave instantaneamente em qualquer momento desejável. O segundo ocorre automaticamente, quando é detectada subtensão na saída do inversor. O subsistema que realiza o monitoramento da subtensão e possibilita essa forma de controle foi apresentado anteriormente na figura 13. Após a identificação de subtensão, o sinal resultante é enviado para outro subsistema, exposto na figura 19, que conclui o procedimento de abertura ou fechamento da chave de manobra.

Figura 19 – Subsistema da chave de manobra entre operações.



Fonte: Autoria própria.

4.8 Sobre a simulação

A modelagem de dispositivos como transformadores e fontes de tensão ocorre através da parametrização correta de blocos já existentes na biblioteca do *software*. Todos os subsistemas que possuem tarefas específicas apresentados aqui, como as chaves, barras ou o controle do sistema de forma geral, em contrapartida, foram desenvolvidos pelo autor a partir da combinação de funções e configurados como máscaras, facilitando a manipulação dos blocos resultantes.

O posicionamento correto de todos os subsistemas discutidos neste capítulo pode ser observado em detalhes na figura 28, localizada no apêndice A.

5 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

5.1 Níveis de tensão

Para os fins deste trabalho, os níveis de tensão em situação ilhada e não-ilhada tem como referência as informações dispostas no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), pertinentes à qualidade da energia elétrica. Neste âmbito, para determinar se os níveis de tensão nas barras do sistema são aceitáveis, toma-se nota da recomendação quanto às tensões contratadas:

”A tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão [...]”(ANEEL, 2018, p. 7).

Dessa forma, a fim de verificar se os níveis de tensão estão dentro dos limites aceitáveis, os valores obtidos pelos medidores presentes nos subsistemas de cada barra, discutidos anteriormente, estão dispostos nas tabelas 9 e 10. A tabela 9 apresenta os valores de tensão de linha RMS para cada barra, quando a chave de manobra se encontra em estado fechado. Ou seja, existe contribuição da rede principal.

Tabela 9 – Níveis de tensão e corrente para o sistema em operação não-ilhada.

Barra	Tensão (kV)	Corrente (A)
1	19,98	601,1
2	19,96	13,33
3	19,92	13,04
4	19,96	68,36
5	19,94	37,83
6	19,92	16,24
7	19,84	2,577
8	19,84	65,27
9	19,83	26,03
10	19,81	9,724
11	19,81	9,723

Fonte: Autoria própria.

A tabela 10 apresenta os valores de tensão de linha RMS (*Root Mean Square*) para cada barra, quando a chave de manobra se encontra em estado aberto. Ou seja, somente com a contribuição da GFV.

Tabela 10 – Níveis de tensão e corrente para o sistema em operação ilhada.

Barra	Tensão (kV)	Corrente (A)
1	19,98	588,3
2	19,92	0,8829
3	19,92	2,143
4	19,96	81,17
5	19,94	37,83
6	19,92	16,24
7	19,84	2,577
8	19,84	65,26
9	19,83	26,03
10	19,81	9,723
11	19,81	9,721

Fonte: Autoria própria.

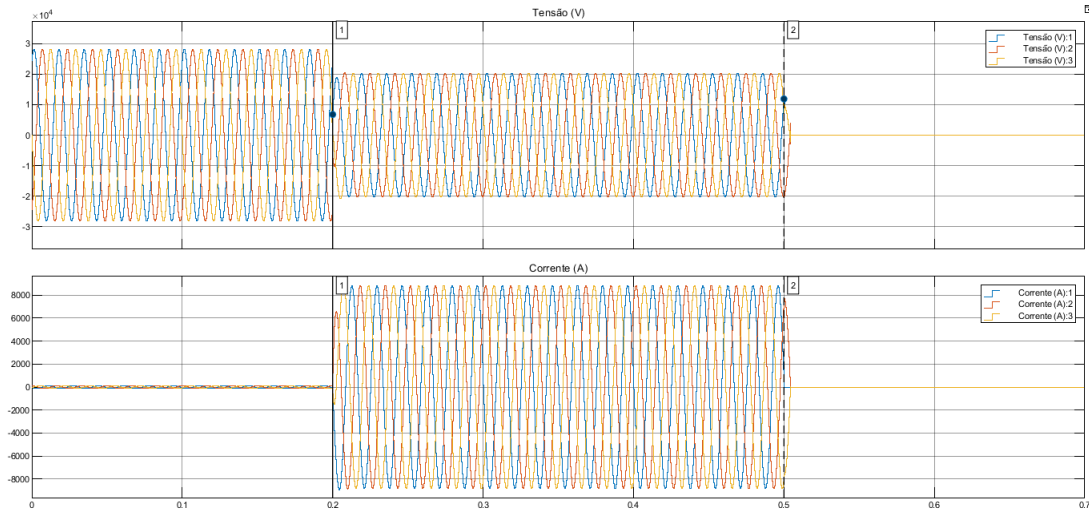
Constata-se, então, que os níveis de tensão em ambos os modos de operação estão dentro dos limites aceitáveis, como determinados pela norma.

5.2 Operação da chave de proteção do inversor

A seguir, são apresentados os efeitos dos testes realizados sobre a chave, quando aplicadas faltas à barra B3. Todas as faltas foram programadas para que tenham início em 0,2 segundos de simulação, com a microrrede em operação ilhada.

A figura 20 demonstra o efeito de uma falta trifásica com resistência fase-neutro de 1Ω , assim escolhida para que a queda de tensão ocorra convenientemente entre 20% e 60% da tensão nominal. Ou seja, no momento da falta, a tensão atinge o valor de 13,48 kV, correspondendo a uma queda de 32,46%. Portanto, após o momento da aplicação da falta programada para 0,2 segundos, observa-se queda de tensão e elevação da corrente. Após o devido tempo de suportabilidade definido pela chave (neste caso, 0,3 segundos), o circuito é aberto, e após 0,5 segundos observam-se tensão e corrente nulas.

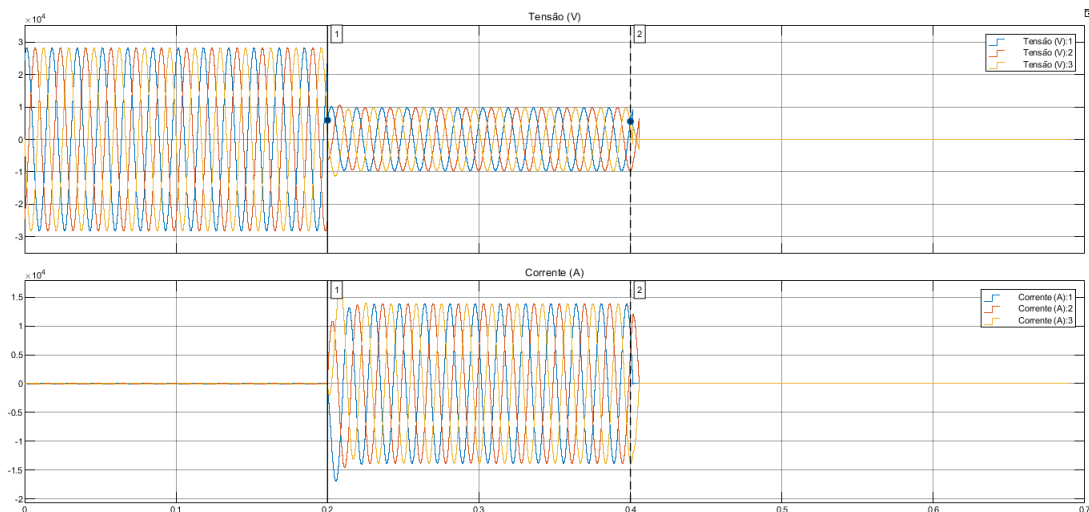
Figura 20 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito trifásico com resistência 1Ω .



Fonte: Autoria própria.

Ao se ajustar o valor da resistência fase-neutro para $1 \cdot 10^{-4} \Omega$, o valor da tensão no momento da falta decresce para 6864 V, ou seja há queda de tensão de 65,61%. Esta situação se enquadra na categoria de queda de tensão superior a 60% do valor nominal. Dessa forma, na figura 21 pode-se observar comportamento semelhante ao caso anterior (figura 20), mas com o descolamento do tempo de atuação da chave para 0,4 segundos de simulação. Isso acontece pois o tempo de suportabilidade para essa faixa de tensão é de 0,2 segundos.

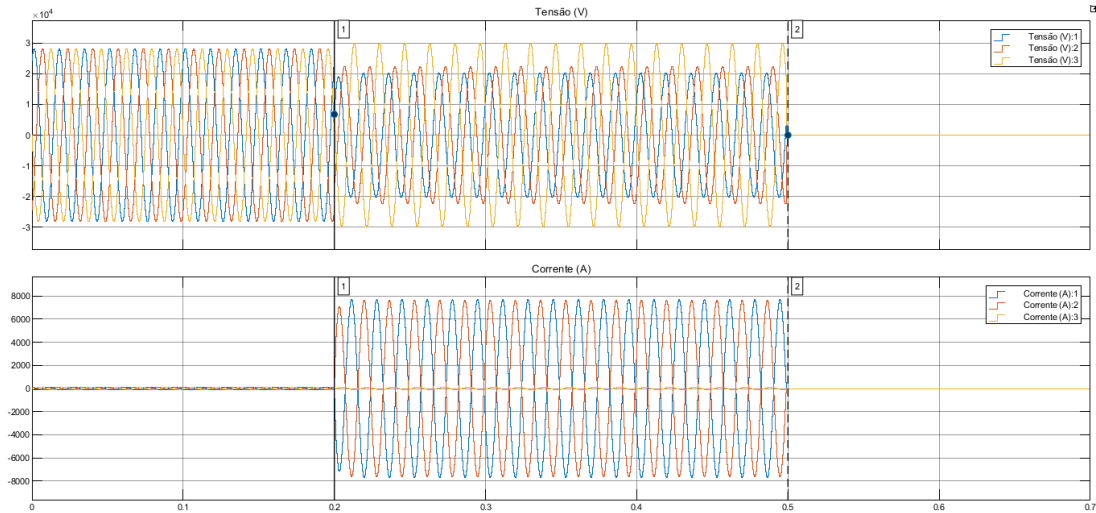
Figura 21 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito trifásico com resistência $10^{-4}\Omega$.



Fonte: Autoria própria.

A figura 22 demonstra o efeito de uma falta entre as fases 1 e 2, com resistência fase-neutro de 1Ω , assim escolhida para que a queda de tensão ocorra convenientemente entre 20% e 60% da tensão nominal. Após o momento da aplicação da falta em 0,2 segundos e o devido tempo de suportabilidade definido pela chave (neste caso, 0,3 segundos), o circuito é aberto, e após 0,5 segundos observa-se tensão e corrente nulas.

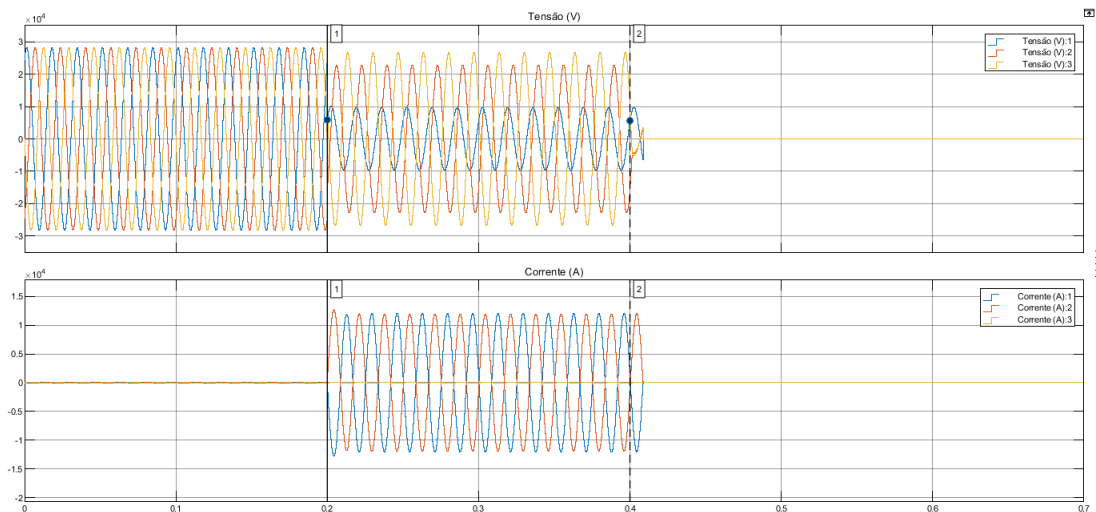
Figura 22 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito entre as fases 1 e 2 com resistência 1Ω .



Fonte: Autoria própria.

Ao se ajustar o valor da resistência fase-neutro para $1 \cdot 10^{-4} \Omega$, o valor das tensões das fases 1 e 2 no momento da falta sofrem queda superior a 60% do valor nominal. Dessa forma, na imagem 23 existe o descolamento do tempo de atuação da chave para 0,4 segundos de simulação. Isso acontece pois o tempo de suportabilidade para essa faixa de tensão é de 0,2 segundos.

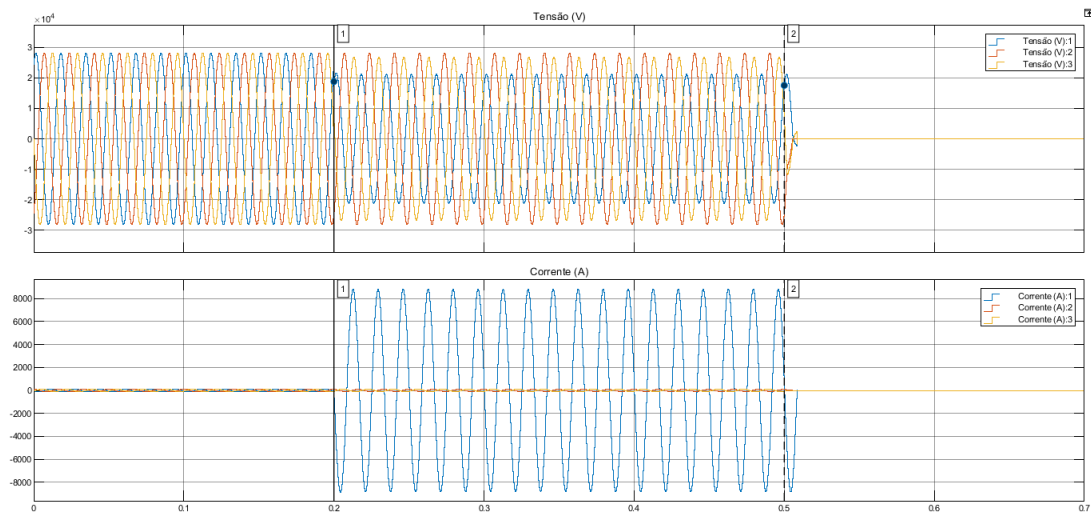
Figura 23 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito entre as fases 1 e 2 com resistência $10^{-4}\Omega$.



Fonte: Autoria própria.

A figura 24 demonstra o efeito de uma falta entre a fase 1 e o terra, com resistência fase-neutro de 1Ω , assim escolhida para que a queda de tensão ocorra convenientemente entre 20% e 60% da tensão nominal. Após o momento da aplicação da falta em 0,2 segundos e o devido tempo de suportabilidade definido pela chave (neste caso, 0,3 segundos), o circuito é aberto, e após 0,5 segundos observa-se tensão e corrente nulas.

Figura 24 – Operação da chave do inversor sob curto-circuito fase 1-terra com resistência 1Ω .

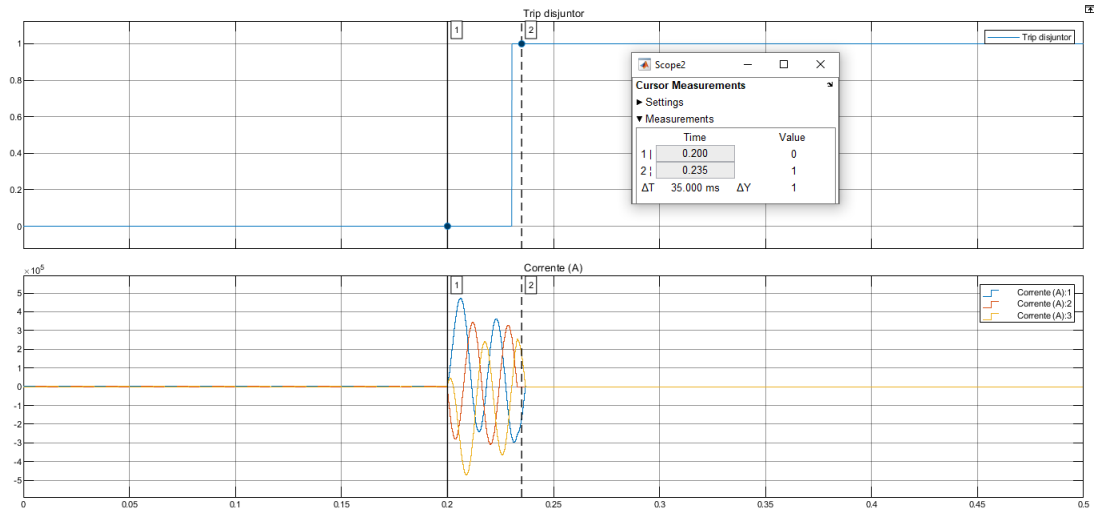


Fonte: Autoria própria.

5.3 Operação do disjuntor

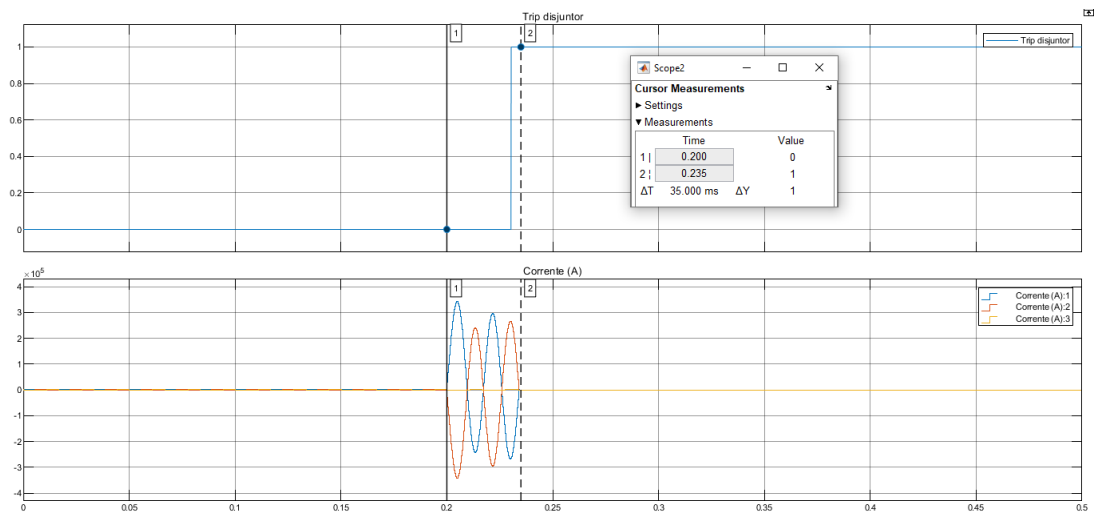
Com o intuito de testar o funcionamento do disjuntor, foram aplicadas faltas trifásicas, fase-fase e fase-terra à barra B1. A abertura do disjuntor utilizado como base para a modelagem, segundo o catálogo do fabricante, ocorre em um período de tempo menor ou igual a 35ms após a detecção da falta. Todas as faltas foram programadas para que tenham início no instante 0,2 segundos da simulação, que no total, tem duração de 0,5 segundos para este teste. As figuras 25, 26 e 27 demonstram o comportamento da corrente antes, durante e depois do curto ser identificado pelo disjuntor. A diferença entre as imagens é o tipo de falta que representam: a figura 25 demonstra o efeito de um curto-circuito trifásico; a figura 26 demonstra o efeito de um curto-circuito entre as fases 1 e 2; e a figura 27 demonstra o efeito de um curto-circuito entre a fase 1 e o terra.

Figura 25 – Corrente no disjuntor sob curto-circuito trifásico em modo de operação não-ilhado



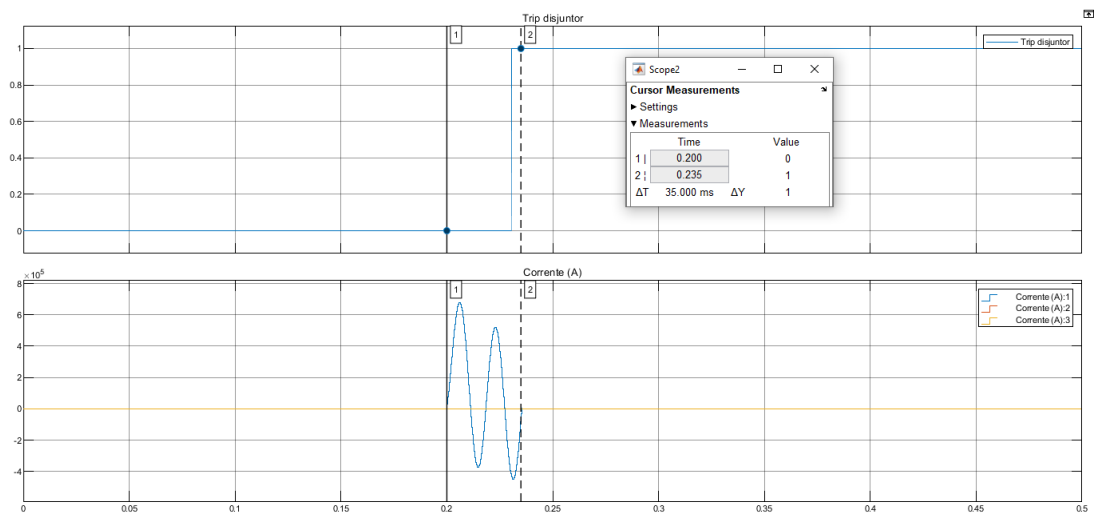
Fonte: Autoria própria.

Figura 26 – Corrente no disjuntor sob curto-circuito entre as fases 1 e 2 em modo de operação não-ilhado



Fonte: Autoria própria.

Figura 27 – Corrente no disjuntor sob curto-circuito fase 1-terra em modo de operação não-ilhado



Fonte: Autoria própria.

Em todos estes casos, o disjuntor operou como esperado. Ou seja, após a identificação da falta no instante 0,2 segundos de simulação, há um atraso inferior a 35 ms no mecanismo de interrupção da corrente, que após esse momento, atinge valores nulos. Deve-se notar que devido à escala aplicada às figuras, a corrente antes do momento da falta aparenta estar muito próxima à zero, mas este não é o caso, pois se comparada à corrente de falta, essa corrente é apenas muito menor, e quando visualizada nesta escala se torna irrisória.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho entregou de forma descritiva e replicável um modelo computacional parametrizável de uma microrrede com conexão à uma fonte primária de energia elétrica e geração distribuída fotovoltaica, com sistema integrado de proteção. Este modelo, em sua forma parametrizável, permite a análise imediata de mudanças provocadas por faltas e demais perturbações, alteração na topologia da rede, alteração nos níveis de tensão dos geradores e alocação ou remoção de cargas, em conformidade com os critérios do programador.

Vale ressaltar a relevância deste trabalho devido a presença da chave de proteção e desconexão do inversor, projetada dentro dos limites estabelecidos pela ABNT NBR 16149, e do sistema de controle que permite a visualização de perturbações na rede através da análise de formas de onda e grandezas elétricas amostradas de forma contínua, aplicações ainda não exploradas profundamente e de forma sistêmica por outros softwares comerciais, por se tratar de uma norma específica. Desta forma, os objetivos iniciais deste trabalho foram cumpridos.

Através da simulação, constata-se o grande potencial que a geração distribuída baseada em inversores apresenta para o aperfeiçoamento de uma rede de distribuição. Com o devido sistema de controle e proteção, da implantação de uma microrrede surge a possibilidade de resolver problemas relacionados à continuidade do fornecimento de energia elétrica em situações adversas. Ou ainda, da entrega de energia à regiões remotas ou de difícil acesso.

Dentre as maiores dificuldades enfrentadas durante o desenvolvimento da simulação, destacam-se as limitações computacionais, tanto de máquina quanto do software. Um problema encontrado com frequência foi o nível elevado de complexidade requerido para se alterar a parametrização dos subsistemas durante o período ativo de simulação, enquanto o solucionador está compilando os resultados.

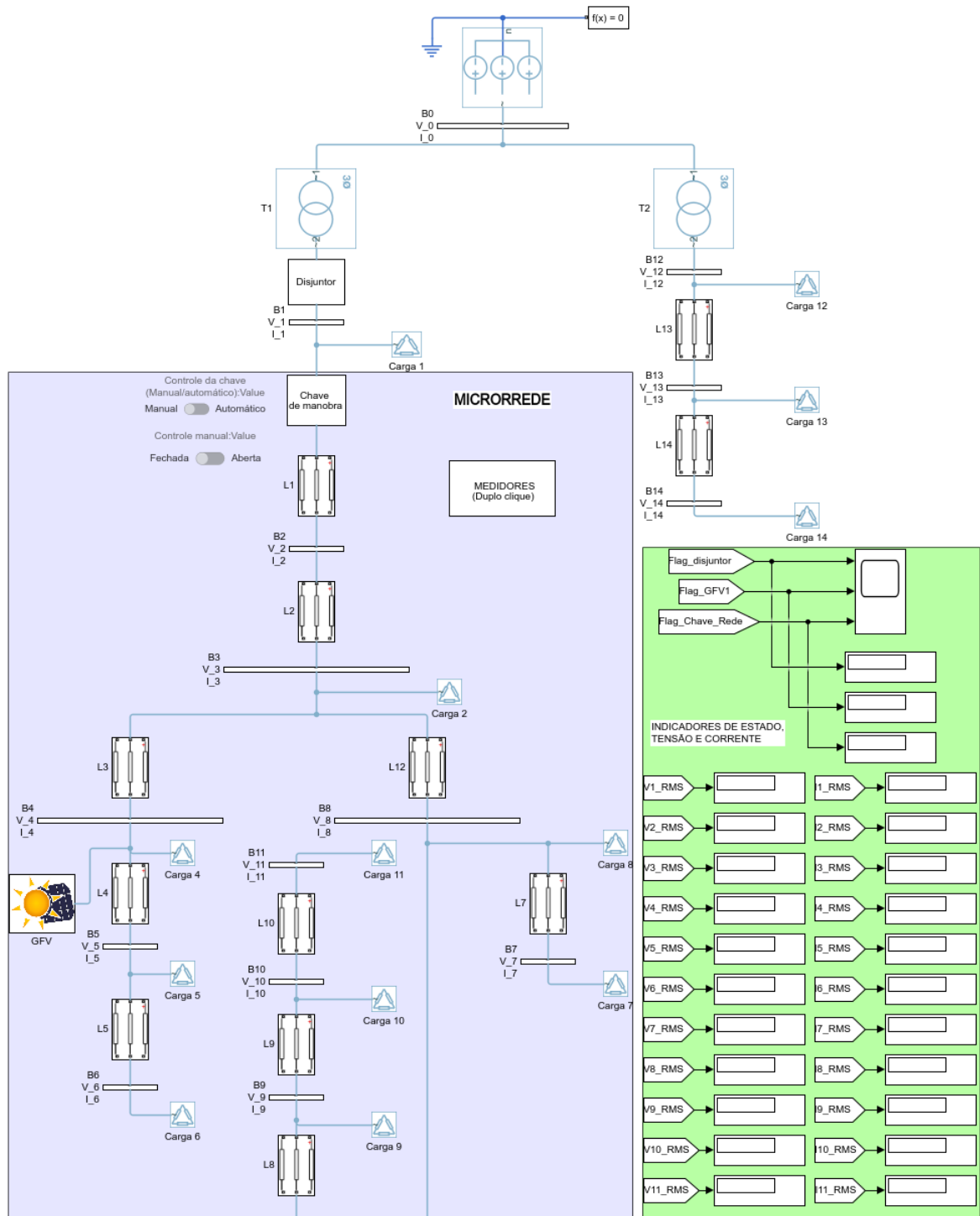
Sugestões para trabalhos futuros incluem a implementação de um sistema de acumulação de energia, como um banco de baterias, por exemplo, para que seja possível aproveitar todo e qualquer excedente da produção de energia fotovoltaica. Neste trabalho, como o foco não foi a análise de curvas de geração fotovoltaica diárias, a tensão CC de entrada no inversor é considerada, na maior parte, constante. Neste caso, não foi necessário implementar um algoritmo de extração de máxima potência (MPPT), tendo em vista que o índice de modulação do inversor permanece constante. Se, contudo, o objetivo de uma pesquisa futura seja analisar curvas de geração em períodos de tempo específicos, levando em consideração a irradiação solar, seria preciso implementar um algoritmo MPPT.

Apêndices

APÊNDICE A – MODELO FINAL

Este apêndice é dedicado à figura do modelo em sua totalidade, ou seja, a primeira camada, com todos os subsistemas, medidores e indicadores.

Figura 28 – Modelo final.



Fonte: Autoria própria.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (PRODIST Módulo 2)**. [S.l.], 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-2>. Acesso em: 15 mar. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. [S.l.], 2012. 12 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)**. [S.l.], 2015. 219 p. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015674_2.pdf. Acesso em: 15 mar. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico nacional: Qualidade da Energia Elétrica (PRODIST Módulo 8)**. [S.l.], 2018.
- ANDERSON, P. M. **Power system protection**. [S.l.]: McGraw-Hill, c1999., 1998. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/book/5264125>. Acesso em: 25 abr. 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR Sistemas fotovoltaicos (FV)-Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Geração distribuída atinge 201,7 mil conexões no Brasil**. 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/geracao-distribuida-atinge-2017-mil-conexoes-no-brasil.html>. Acesso em: 02 set. 2020.
- BARRADAS, H. M.; BUZO, R. F.; LEAO, F. B. Analysis of voltage and short-circuit current on photovoltaic generation dominated distribution systems. In: **SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium**. [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. p. 1–6. ISBN 9781538633632.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de Engenharia para Sitemas Fotovoltáicos**. Rio de Janeiro, 2014. 530 p. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 25 abr. 2019.
- CHAE, W.; KIM, J.; CHO, J.; PARK, J. Optimal interconnection device for distributed energy resources of customer. **2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)**, p. 878–882, Junho 2012. ISSN 2329-5759.
- CIGRÉ. **CIGRÉ Brasil - Institucional**. 2020. Disponível em: <http://www.cigre.org.br/zpublisher/materias/institucional.asp?id=15946>. Acesso em: 02 mar. 2020.

FIMER. **Central inverter PVS980-58**. 2020. Disponível em: http://solar.fimer.com/sites/default/files/FIMER_PVS980-58-from4348to5000_EN_RevA_.pdf. Acesso em: 02 mar. 2020.

FURLAN, R. H. **Análises e ajustes adaptativos da proteção aplicada a um sistema de distribuição na presença de geração distribuída**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-12072019-110437/pt-br.php>. Acesso em: 14 jun. 2020.

HAO, M.; ZHEN, X. A control strategy for voltage source inverter adapted to multi — mode operation in microgrid. In: **2017 36th Chinese Control Conference (CCC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 9163–9168. ISSN 1934-1768.

HATZIARGYRIOU, N. **Microgrid Protection**. [S.l.]: IEEE, 2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6690580>. Acesso em: 02 fev. 2020.

HATZIARGYRIOU, N. D. *et al.* Microgrids - Large scale integration of microgeneration to low voltage grids. In: Conseil International des Grands Réseaux Electriques. **CIGRE 2006**. Paris, France, 2006. Disponível em: <https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-00526633>. Acesso em: 17 fev. 2020.

HONGKAI, L.; CHENGHONG, X.; JINGHUI, S.; YUEXI, Y. Green power generation technology for distributed power supply. In: **2008 China International Conference on Electricity Distribution**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–4. ISSN 2161-7481.

IEEE. **About IEEE Xplore Digital Library**. 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/xpl/aboutUs.jsp>. Acesso em: 03 mar. 2020.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, p. 1–54, July 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Ieee recommended practice for the planning and design of the microgrid. **IEEE Std 2030.9-2019**, p. 1–46, 2019.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60909-0: Short circuit currents in three-phase ac systems - Part 0: calculation of currents**. [S.l.], 2001.

JANKOVIC, Z.; NOVAKOVIC, B.; BHAVARAJU, V.; NASIRI, A. Average modeling of a three-phase inverter for integration in a microgrid. In: **2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 793–799. ISSN 2329-3721.

KASIKCI, I. **Short Circuits in Power Systems : A Practical Guide to IEC 60909-0**. [S.l.]: Wiley-VCH, 2017. Second edition. ISBN 9783527341368.

KRUPA, A. A.; MORAES, F. A.; FRITZEN, P. C. Study on fault currents contributed by distributed photovoltaic generation. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–3.

MATHWORKS. **Implement PV array modules - Simulink**. 2019. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>. Acesso em: 06 jul. 2019.

MATHWORKS. **Simscape Electrical Reference**. 2020. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/simulink/simulink_ref.pdf. Acesso em: 30 mar. 2020.

MAYORAL, E. H. *et al.* Fourier analysis for harmonic signals in electrical power systems. In: **Fourier Transforms-High-tech Application and Current Trends**. [S.l.]: IntechOpen, 2017.

MOÇAMBIQUE, N. E. M. **Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos**. 134 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18153/tde-26072012-091641/en.php>. Acesso em: 30 mar. 2019.

MURTY, P. Chapter 10 - distribution system. In: MURTY, P. (Ed.). **Electrical Power Systems**. Boston: Butterworth-Heinemann, 2017. p. 203 – 227. ISBN 978-0-08-101124-9. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081011249000103>. Acesso em: 30 mar. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da operação - Capacidade instalada de geração**. 2019. Disponível em: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 23 abr. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da Operação**. 2020. Disponível em: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 01 set. 2020.

PATIL, R. R.; PATIL, S. P.; PATIL, S. D.; MULLA, A. M. Designing of z-source inverter for photovoltaic system using matlab/simulink. In: **2017 International Conference on Circuit ,Power and Computing Technologies (ICCPCT)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2a edição. p. 80, 2017. ISSN 15164136. Disponível em: http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html. Acesso em: 25 abr. 2019.

PETEAN, D. **Metodologia para Avaliação da Influência de Geradores Distribuídos nos Níveis de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia**. 1–145 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

SALAM, M. A.; SETHULAKSHMI, S. Control for grid connected and intentional islanded operation of distributed generation. In: **2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. **Electric distribution systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2018.

SCHWAEGERL, C.; TAO, L. The microgrids concept. In: **Microgrids: Architectures and control**. [S.l.]: Wiley, 2013. p. 1–24.

STRUNZ, K.; ABBASI, E.; ABBEY, C.; ANDRIEU, C.; ANNAKAGE, U. Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources - task force c6.04.02. **CIGRE, Technical Brochure 575**, 2014.

TRAVIDA. **Vacuum circuit breaker VC B25 LD**. 2020. Disponível em: http://www.tavrida.com/upload/iblock/bda/TES_VCB15_25_Booklet_DataSheet_EN_3.pdf. Acesso em: 26 mar. 2020.

TU, D. V.; CHAITUSANEY, S. Impacts of inverter-based distributed generation control modes on short-circuit currents in distribution systems. In: **2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1645–1650.

TURCOTTE, D.; KATIRAEI, F. Fault contribution of grid-connected inverters. In: **2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.

VILLALVA, M. **Energia Solar Fotovoltaica**. [S.l.]: Marcombo, 1983. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=M4diDwAAQBAJ>. Acesso em: 15 mar. 2019.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Intentional islanding of distributed generation. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1496–1502 Vol. 2. ISSN 1932-5517.