

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

André Vinícius Mascarenhas Santos

**Impactos da Conexão de Geração Distribuída Baseada em Conversores Eletrônicos em
Situações de Curto-circuito**

Florianópolis

2022

André Vinícius Mascarenhas Santos

**Impactos da Conexão de Geração Distribuída Baseada em Conversores Eletrônicos em
Situações de Curto-circuito**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Santos, André Vinicius Mascarenhas

Impactos da Conexão de Geração Distribuída Baseada em
Conversores Eletrônicos em Situações de Curto-circuito /
André Vinicius Mascarenhas Santos ; orientador, Miguel
Moreto, 2022.

92 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Geração Distribuída. 3.
Conversores Eletrônicos. 4. Curto-Circuito. I. Moreto,
Miguel. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

André Vinícius Mascarenhas Santos

Impactos da Conexão de Geração Distribuída Baseada em Conversores Eletrônicos em Situações de Curto-circuito

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 29 de Abril de 2022.



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 29/04/2022 13:33:42-0300
CPF: 948.850.100-63
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 29/04/2022 13:33:28-0300
CPF: 948.850.100-63
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Antonio Felipe da Cunha de Aquino
Data: 29/04/2022 14:30:34-0300
CPF: 044.652.117-59
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Vitor Fernando Couto
Data: 30/04/2022 23:31:06-0300
CPF: 050.348.459-89
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Vitor Fernando Couto, M. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado à minha querida família, pelo amor, apoio e compreensão dados ao longo de toda a minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelos dons e graças que me concede todos os dias.

Agradeço imensamente à minha família, meus pais André e Solange e à minha irmã Bruna, que sempre me deram todo o apoio, amor e carinho necessários, assim como a todos meus demais familiares.

Agradeço também aos professores e colegas de curso, por todas as experiências e aprendizados adquiridos ao longo desses anos na graduação.

Agradeço ao Prof. Moreto, pela ajuda na escolha do tema deste trabalho e por sempre estar disponível e ser prestativo no auxílio e na orientação.

Agradeço ao Vitor Fernando Couto, que cordialmente disponibilizou o sistema teste utilizado para realizar as simulações neste trabalho.

Agradeço também a todos os meus amigos e pessoas com quem tive contato ao longo desses anos e que, de alguma forma, influenciaram a minha vida ou contribuíram para o meu desenvolvimento e formação nesse período na faculdade. Devo isto a todos vocês.

RESUMO

O aumento da demanda e a necessidade de reestruturação dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica têm impulsionado, no mundo todo, o desenvolvimento da chamada geração distribuída. Mas como as redes de distribuição convencionais foram projetadas para operar com fluxo de potência unidirecional, a conexão de geração distribuída nas redes de distribuição necessita ser acompanhada de uma série de estudos que avaliem os possíveis impactos na operação e na proteção dos sistemas envolvidos. Em especial, as tecnologias de geração distribuída baseadas em conversores eletrônicos necessitam de estudos mais aprofundados. Esse trabalho busca analisar os impactos que a conexão de geradores distribuídos baseados em conversores eletrônicos pode provocar nas redes em situações de curto-circuito, o que compreende um dos fatores que mais preocupa pesquisadores e operadores de sistemas atualmente. É feita uma pesquisa bibliográfica sobre o tema e através de simulações no software MATLAB/Simulink são realizados testes de curto-circuito em um modelo de sistema de distribuição baseado no *benchmark* do CIGRÉ. São feitas simulações de faltas trifásicas e monofásicas em pontos diferentes do sistema. Os dados e formas de onda obtidos são apresentados a fim de se analisar o comportamento e a contribuição de falta dos geradores distribuídos para o sistema.

Palavras-chave: Geração distribuída. Sistemas de distribuição de energia elétrica. Inversores. Curto-circuito.

ABSTRACT

The increase in demand and the need to restructure the transmission and distribution systems of electricity has driven the development of the so-called distributed generation worldwide. But as conventional distribution networks were designed to operate with unidirectional power flow, the connection of distributed generation in distribution networks needs to be accompanied by a series of studies that evaluate the possible impacts on the operation and protection of the systems involved. In particular, inverter-based distributed generation technologies need further studies. This work seeks to analyze the impacts that the connection of distributed generators based on electronic converters can cause in networks in short-circuit situations, which comprises one of the factors that most worries researchers and system operators nowadays. A bibliographic research is carried out on the subject and, through simulations in the MATLAB/Simulink software, short-circuit tests are carried out in a distribution system model based on the CIGRÉ benchmark. Simulations of three-phase and single-phase faults are performed at different points in the system. The data and waveforms obtained are presented in order to analyze the behavior and fault contribution of the distributed generators to the system.

Keywords: Distributed generation. Electric distribution systems. Inverters. Short-circuit.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema elétrico de potência convencional	19
Figura 2 – Configuração de um sistema de GD com compensação de energia.....	21
Figura 3 – Geração Distribuída Solar FV por Classe de Consumo	23
Figura 4 – Inversor monofásico tipo fonte de tensão.	28
Figura 5 – Implementação de chaves eletrônicas para inversores.....	28
Figura 6 – Configuração de inversor em ponte completa e meia-ponte.....	29
Figura 7 – Trem de pulsos produzidos na técnica PWM (linha preta).....	30
Figura 8 – Diagrama de inversor com modulação PWM, controle em malha aberta.....	31
Figura 9 – Modelo do PSCAD/EMTDC de Turcotte (2010) para o sistema em estudo	34
Figura 10 – Resultados da simulação de Plet <i>et al</i> (2010) para múltiplos inversores	35
Figura 11 – Sistema simples com conexão de IBDG utilizado em Tu e Chaitusaney (2012)..	37
Figura 12 – Diagrama de blocos de um IBDG típico utilizado em Darwish <i>et al</i> (2013).....	37
Figura 13 – Modelo de gerador fotovoltaico	41
Figura 14 – Modelo de microturbina.....	42
Figura 15 – Modelo de célula a combustível.....	43
Figura 16 - Modelo de máquina DFIG conectada à rede	44
Figura 17 – Sistema de controle de um IBDG no modo controle de potência	45
Figura 18 – Bloco limitador de corrente para o modo controle de potência	47
Figura 19 – Bloco controlador de corrente para o modo controle de potência	47
Figura 20 – Sistema de controle para o modo controle de tensão.	48
Figura 21 – Bloco limitador de corrente para o modo controle de tensão.....	49
Figura 22 - Topologia do sistema utilizado nas simulações.....	52
Figura 23 – Blocos gerador diesel (a) e gerador principal (b).....	54
Figura 24 – Bloco transformador trifásico	55
Figura 25 – Bloco transformador de aterramento.....	56
Figura 26 – Bloco unidade fotovoltaica	57
Figura 27 - Bloco unidade eólica.....	58
Figura 28 – Bloco gerador eólico baseado em DFIG	58
Figura 29 – Bloco carga RLC paralelo.....	59
Figura 30 – Modelo de linha de transmissão PI	60
Figura 31 – Topologia simplificada do sistema – Simulações sem GD.....	62

Figura 32 – Tensões – Simulação de curto-circuito monofásico sem a presença de GD no sistema	64
Figura 33 – Correntes – Simulação de curto-circuito monofásico sem a presença de GD no sistema	65
Figura 34 – Tensões – Simulação de curto-circuito trifásico sem a presença de GD no sistema	67
Figura 35 – Correntes – Simulação de curto-circuito trifásico sem a presença de GD no sistema	68
Figura 36 – Topologia simplificada do sistema – Simulações com uma unidade de GD conectada	70
Figura 37 – Tensões – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de uma unidade de GD no sistema	72
Figura 38 – Correntes – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de uma unidade de GD no sistema	73
Figura 39 – Tensões – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de uma unidade de GD no sistema.....	75
Figura 40 – Correntes – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de uma unidade de GD no sistema.....	76
Figura 41 – Topologia simplificada do sistema – Simulações com todas as unidades de GD conectadas.....	78
Figura 42 – Tensões – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema	80
Figura 43 – Correntes – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema	81
Figura 44 – Tensões – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema	83
Figura 45 – Correntes – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros dos geradores	54
Tabela 2 – Parâmetros do transformador.....	55
Tabela 3 – Parâmetros do transformador de aterramento.....	56
Tabela 4 – Parâmetros das cargas do sistema.....	59
Tabela 5 – Parâmetros das linhas do sistema	60
Tabela 6 – Correntes rms nas barras do sistema – Cenário 1	63
Tabela 7 – Correntes rms nas barras do sistema – Cenário 2	71
Tabela 8 – Correntes rms nas barras do sistema – Cenário 3	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída
CA – Corrente Alternada
BJT – *Bipolar Junction Transistor*
CGH – Central Geradora Hidrelétrica
CIGRÉ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*
CC – Corrente Contínua
DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*
EN – *European Standards*
GD – Geração Distribuída
IBDG – *Inverter Based Distributed Generator*
IEC – *International Electrotechnical Commission*
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*
MOSFET – *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*
MPPT – *Maximum Power Point Tracking*
MT – Média Tensão
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PLL – *Phase Locked Loop*
PR – Proporcional-Ressonante
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
pu – por unidade
PWM – *Pulse Width Modulation*
REN – Resolução Normativa
RMS – *Root Mean Square* (Valor Eficaz)
VSC – *Voltage Source Converter*
VSI – *Voltage Source Inverter*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivo Geral.....	16
1.1.2	Objetivos Específicos	17
1.2	JUSTIFICATIVA	17
1.3	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO.....	18
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	19
2.1	NORMAS EXISTENTES	21
2.2	HISTÓRICO E REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL.....	22
2.3	PRINCIPAIS TECNOLOGIAS EMPREGADAS	24
2.4	BENEFÍCIOS E IMPACTOS DA INSTALAÇÃO DE GD	24
2.5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA EM INVERSORES	26
2.6	INVERSORES.....	27
2.7	COMPORTAMENTO DE INVERSORES EM SITUAÇÕES DE CURTO-CIRCUITO ³¹	
3	IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO	33
3.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: CONTRIBUIÇÃO DE FALTA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS BASEADOS EM INVERSORES.....	33
3.2	ALGUNS MODELOS DE GERADORES DISTRIBUÍDOS.....	41
3.2.1	Modelo de Gerador Fotovoltaico.....	41
3.2.2	Modelo de Microturbina	42
3.2.3	Modelo de Célula a Combustível.....	43
3.2.4	Modelo de Gerador DFIG.....	43
3.3	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DOS INVERSORES	44
3.3.1	Modo Controle de Potência	45

3.3.2	Modo Controle de Tensão	48
4	MODELAGEM DO SISTEMA	50
4.1	SOFTWARE UTILIZADO	50
4.2	MODELO DE SISTEMA UTILIZADO	50
4.3	MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA.....	53
4.3.1	Geradores	53
4.3.2	Transformador	54
4.3.3	Transformador de Aterramento	55
4.3.4	Unidades Fotovoltaicas	56
4.3.5	Unidade Eólica	57
4.3.6	Cargas	59
4.3.7	Linhas de Distribuição	60
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	61
5.1	CENÁRIOS TESTADOS.....	61
5.2	SIMULAÇÕES E RESULTADOS OBTIDOS	62
5.2.1	Simulações de Falta sem a Presença de GD	62
5.2.1.1	<i>Curto-Circuito Monofásico</i>	64
5.2.1.2	<i>Curto-Circuito Trifásico</i>	67
5.2.2	Simulações de Falta com a Presença de GD (Uma Unidade)	69
5.2.2.1	<i>Curto-Circuito Monofásico</i>	72
5.2.2.2	<i>Curto-Circuito Trifásico</i>	75
5.2.3	Simulações de Falta com a Presença de GD (Todas as Unidades)	77
5.2.3.1	<i>Curto-Circuito Monofásico</i>	80
5.2.3.2	<i>Curto-Circuito Trifásico</i>	83
	CONCLUSÃO.....	86
	REFERÊNCIAS	88
	ANEXO A – Estrutura Interna do Bloco Solar Farm	91
	ANEXO B – Estrutura Interna do Bloco DFIG Wind Turbine1	92

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos tem se tornado notável o aumento da preocupação de vários países com a diversificação das suas matrizes energéticas e com a estruturação dos sistemas elétricos em geral, principalmente em decorrência do crescimento do consumo de energia elétrica em todo o mundo e também em razão dos desafios enfrentados pelos governos e operadores na ampliação e reestruturação dos sistemas de transmissão e distribuição (Jenkins *et al*, 2010).

Em face disso, e também por conta das cada vez mais relevantes preocupações ambientais, tem crescido o interesse das sociedades pelo uso de fontes renováveis de energia e pela utilização de tecnologias e estratégias que proporcionem uma maior eficiência energética, como por exemplo, a geração distribuída e a cogeração (Salgado, 2015).

Nesse sentido, a geração distribuída (GD) tem recebido um papel de destaque desde meados da década de 90. Ela se caracteriza, principalmente, pela descentralização da geração de energia em pequenas centrais distribuídas de pequeno porte (até cerca de 10 MW), interconectadas com as subestações, redes de distribuição ou junto dos próprios consumidores (cargas), recebendo uma atenção especial de governos e operadores de sistemas no mundo inteiro (Jenkins *et al*, 2010) (Barker e de Mello, 2000).

Adicionalmente, o avanço das tecnologias na área de eletrônica de potência, nomeadamente envolvendo inversores e conversores estáticos em geral, permite que se aprimore a qualidade da energia elétrica e a eficiência envolvendo a utilização de geração distribuída. Os geradores distribuídos baseados em inversores – IBDG (da sigla: *Inverter Based Distributed Generators*) convertem a energia gerada inicialmente em corrente contínua (DC) para corrente alternada (AC), para assim poderem ser injetadas na rede, tendo a vantagem de possuírem controle flexível de parâmetros e alta eficiência (Tu e Chaitusaney, 2012).

Mas a instalação de geração distribuída, principalmente se feita em larga escala, deve ser avaliada com cuidado, para que os impactos da inserção da mesma nos sistemas de potência não causem a degradação da qualidade de energia, da confiabilidade e da segurança do sistema (Barker e de Mello, 2000). Vários estudos mostram que a conexão de geradores distribuídos pode alterar de maneira significativa a operação das redes. Pode haver impactos observáveis no fluxo de potência da rede, na regulação de tensão, nos níveis de curto-circuito, no sistema de proteção e na qualidade de energia, por isso a implantação deve sempre ser

acompanhada e analisada cuidadosamente pelos operadores da rede (Boljevic e Conlon, 2008).

Um dos principais impactos provocados pela instalação de GD em uma rede é a alteração do comportamento do sistema durante as situações de falta, onde se faz importante avaliar a contribuição dos geradores distribuídos para as correntes de curto-circuito. A contribuição de curto-circuito de uma única unidade de GD geralmente não se mostra tão significativa, mas quando tratamos da contribuição agregada de vários geradores operando simultaneamente, a alteração dos níveis de curto-circuito pode ser suficiente para provocar o funcionamento impróprio dos sistemas de proteção (Baran e El-Markaby, 2005).

Além disso, quando se trata de geradores distribuídos baseados em inversores, o estudo do comportamento do sistema em situações de faltas se torna ainda mais importante, já que a análise de curto-circuito se torna mais complexa, devido à maior dificuldade em se representar os IBDGs computacionalmente e incluí-los nos modelos e métodos de cálculo analíticos existentes (Plet *et al*, 2010).

Por conta disso, entende-se que o estudo dos impactos da instalação de geração distribuída nos sistemas de potência se faz importante, especialmente em se tratando de geradores baseados em inversores (IBDG's) e no que se refere aos impactos nos níveis de curto-circuito dos sistemas e à capacidade desses geradores de contribuírem para as correntes de falta, o que, por consequência, pode acabar afetando os sistemas de proteção e a qualidade energética das redes.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos do estudo desenvolvido neste Trabalho de Conclusão de Curso.

1.1.1 Objetivo Geral

O principal objetivo deste trabalho é analisar os impactos da inserção de geradores distribuídos baseados em inversores nos níveis de curto-circuito de redes de distribuição típicas, através de revisão da bibliografia, cálculos e simulações de diferentes situações de falta em software apropriado para análise de sistemas dinâmicos. Para tanto são estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

1.1.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma revisão teórica sobre os temas-chave relacionados a esse estudo, quais sejam: geração distribuída, inversores e geradores baseados em inversores.
- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os artigos e demais publicações existentes sobre o problema em questão, analisando seus resultados e conclusões.
- Fazer um estudo do software a ser utilizado e do sistema teste e seus componentes, incluindo os geradores distribuídos.
- Realizar simulações no sistema teste para diferentes situações de curto-circuito

1.2 JUSTIFICATIVA

A justificativa para realização deste trabalho de conclusão de curso é o notável crescimento da utilização de geração distribuída em todo o mundo nos últimos anos, especialmente daquelas cuja conexão com a rede se faz por meio de inversores. Segundo dados da ABSOLAR, por exemplo, já há no Brasil cerca de 10 GW de potência instalada em geração distribuída solar fotovoltaica, aproximadamente o dobro dos cerca de 5GW em geração solar centralizada (ABSOLAR, 2022).

Essas novas modalidades de geração se fazem cada vez mais importantes no cenário mundial atual, visto que as formas convencionais de geração e transmissão de energia enfrentam desafios de expansão e suprimento da demanda, sendo que, em um futuro próximo a tendência é de que o número, a abrangência e a capacidade instalada de unidades de geração distribuída sejam cada vez maiores em todo o mundo.

O desenvolvimento tecnológico de dispositivos de eletrônica de potência também tem ajudado a impulsionar a utilização de unidades de geração distribuída dos mais variados tipos, com uma maior eficiência e flexibilidade de controle, e como os estudos e metodologias envolvendo a instalação desses dispositivos nas redes ainda são recentes e os impactos em situações de curto-circuito podem ter grandes consequências na proteção e na concepção dos

sistemas de energia, entende-se que estudos desse tipo possuem hoje uma importância significativa.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

Capítulo 2: É feita uma revisão teórica sobre alguns dos temas-chave relacionados ao tema em estudo, para que se tenha um entendimento mais claro e sólido sobre os fundamentos teóricos por trás do assunto. Faz-se uma revisão sobre geração distribuída, normas e regulamentações relacionadas ao tema, principais tecnologias, benefícios e impactos associados e geradores baseados em inversores. Também é feita uma revisão geral sobre inversores, princípios de funcionamento, tecnologias existentes e estratégias associadas.

Capítulo 3: Faz-se uma descrição do problema a ser analisado e uma revisão bibliográfica sobre os impactos da instalação de geradores distribuídos baseados em inversores nas situações de curto circuito, através da análise de diversos artigos científicos que tratam do tema, comparando seus resultados e conclusões.

Capítulo 4: É feita uma apresentação do estudo de caso a ser feito. São descritos os modelos computacionais a serem utilizados nas simulações práticas, detalhando o sistema teste e cada bloco utilizado.

Capítulo 5: São descritos os cenários a serem testados, apresentam-se os dados obtidos das simulações, a análise dos resultados e comparações entre os diferentes cenários.

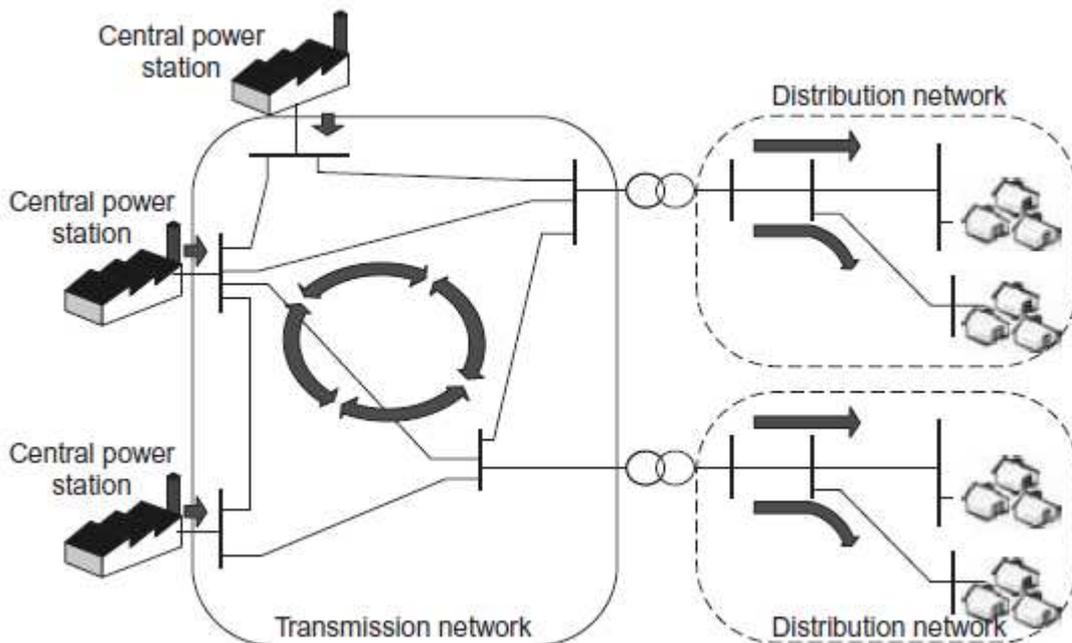
Capítulo 6: São apresentadas as conclusões alcançadas.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Até recentemente os sistemas de distribuição de energia elétrica eram constituídos quase que majoritariamente por redes operando em uma configuração radial, com fluxo de potência em um único sentido, ou seja, com a produção de energia sendo feita por grandes centrais geradoras, sendo transmitida em alta tensão por extensos trechos de linhas de transmissão (operando em tensões acima de 100 kV) até os centros de consumo. E de lá, partindo das subestações de distribuição e sendo transmitida por linhas de distribuição operando em média tensão até chegar às cargas, isto é, aos clientes. (Jenkins et al, 2010) (Turcotte e Katiraei, 2010).

A Figura 1 ilustra o esquema de um grande sistema de energia convencional.

Figura 1 – Sistema elétrico de potência convencional



Fonte: JENKINS (2010).

Mas o aumento da instalação de geração distribuída começa a alterar aos poucos essa filosofia presente até então na constituição e planejamento dos sistemas de distribuição. Isto ocorre porque a GD se caracteriza essencialmente pela instalação de unidades geradoras de pequeno porte, normalmente baseadas em fontes renováveis de energia ou mesmo utilizando

combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, ou seja, próximos aos consumidores (ANEEL, 2016).

O conceito de geração distribuída é relativamente novo e têm sido abordado e discutido por uma série de pesquisadores e profissionais da área em inúmeros artigos, revistas e publicações científicas nas últimas décadas. Por se tratar de um tema recente ainda existe muita divergência no meio científico quanto a uma definição precisa e definitiva sobre o assunto, embora as premissas e os conceitos mais básicos sejam geralmente compartilhados. Mas de fato, até mesmo os termos encontrados em artigos científicos são variados, por exemplo: “dispersed generation”, “embedded generation”, “decentralised generation”, entre outros, são todos utilizados para tratar desse mesmo conceito de geração (Ackermann *et al*, 2000).

Ackerman *et al* (2000) em seu artigo “Distributed generation: a definition” procura prover uma definição geral e simplificada sobre o tema e chega à seguinte: “Geração distribuída é toda fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou ao próprio consumidor”. Nesta definição a tecnologia utilizada, a área do empreendimento, o raio de alcance da fonte, os impactos ambientais causados e os modos de operação utilizados não são relevantes para a mesma.

Em geral, analisando as várias abordagens utilizadas em diferentes artigos, entende-se que a geração distribuída seja toda fonte de energia elétrica descentralizada, sem origem convencional proveniente da concessionária, podendo ser produzida pelos próprios consumidores e até mesmo injetada na rede de distribuição, de forma a prover para a rede a energia excedente produzida em troca de benefícios para o consumidor.

No caso brasileiro, a única forma de benefício disponível para os consumidores, até então, é a conversão da energia injetada em créditos de energia, através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Para se obter uma remuneração em troca do fornecimento de energia o gerador distribuído precisa ser enquadrado como produtor de geração distribuída (ANEEL, 2016).

A título de ilustração a Figura 2 apresenta uma configuração usual de um sistema de geração distribuída conectado à rede de distribuição e exemplifica o sistema de compensação de energia, através do qual o consumidor pode injetar energia na rede em troca de créditos de energia.

Figura 2 – Configuração de um sistema de GD com compensação de energia.



Fonte: ANEEL (2016).

2.1 NORMAS EXISTENTES

Com o crescimento da utilização de sistemas de geração distribuída surge a necessidade natural de se criarem normas e regulações para orientar e padronizar a implantação e operação desses sistemas, prezando pela máxima segurança, confiabilidade e eficiência dos mesmos.

Como consequência, normas regulatórias locais impostas pelos operadores de rede ou outros organismos começam a surgir de forma natural em diversos países. Com base em resoluções normativas emitidas pelos órgãos reguladores e outros agentes públicos as próprias concessionárias de energia locais têm estabelecido as suas normas e padronizações, com o esclarecimento dos requisitos necessários ao acesso dos geradores distribuídos às suas respectivas redes de energia (Leite, *et al*).

Mas há também um esforço mundial para a normatização de requisitos mínimos para a conexão desses sistemas às redes de energia elétrica, visando uma padronização que possa ser utilizada como referência no mundo inteiro, sem deixar de considerar as especificidades das redes de energia de cada país.

Das normas internacionais publicadas nesse sentido, a mais reconhecida e utilizada é a norma IEEE 1547 (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*) que trata de especificações técnicas e procedimentos para a interconexão de recursos distribuídos de até 10 MVA e dos seus requisitos de teste com relação à regulação de tensão, aterramento, desconexões, monitoramento, ilhamento, variação de frequência, sincronização, interferência eletromagnética, resistência a surtos, injeção de corrente contínua, harmônicos e reconexão.

Também podemos citar a norma europeia EN 50438 (*Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution systems*), que trata da conexão de micro-geradores de até 50 kW nos sistemas de distribuição de baixa tensão, apresentando os requisitos necessários para conexão, qualidade de energia, operação, segurança e comissionamento.

Além dessas podemos citar a norma IEC 61727 (*Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*), que trata especificamente da conexão de sistemas de GD fotovoltaicos de até 10 kVA.

2.2 HISTÓRICO E REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL

No Brasil, a regulamentação da utilização e inserção de geração distribuída na rede é ainda mais recente. Em 2012, através da Resolução Normativa nº 482 a ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica, através do qual o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2016).

Alguns anos depois, com o objetivo de revisar e aprimorar a resolução anterior a ANEEL publicou a Resolução Normativa - REN nº 687 de 2015, a qual revisou a REN 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, que estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição (ANEEL, 2016).

Nessas Resoluções, para fins de normalização, a ANEEL define como geração distribuída toda central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulação da ANEEL, ou fontes

renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Dentro desses termos, para efeitos de diferenciação, a ANEEL considerou como microgeração distribuída as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

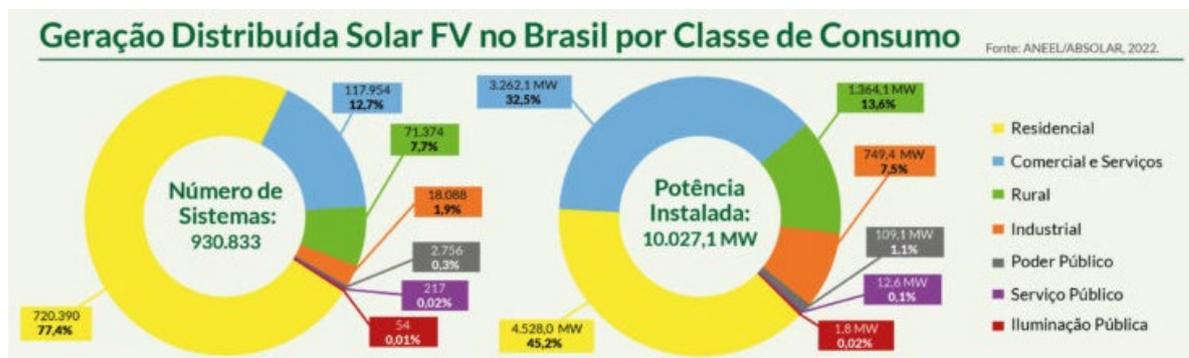
Atualmente já existe uma grande quantidade de pequenos geradores distribuídos espalhados pelo país. Segundo dados da ABGD (Associação Brasileira de Geração Distribuída) a geração distribuída já ultrapassou os 10 GW de potencia instalada operacionais em território nacional (ABGD, 2022).

Entre as fontes dos sistemas de mini e microgeração de eletricidade, a energia solar é a mais presente no País, representando 97,7% do total; seguida por termoelétrica (1,2%), Central Geradora Hidrelétrica - CGH (0,87%) e eólica (0,18%) (ABGD, 2022).

A geração distribuída nacional conta com mais de 1,17 milhão de conexões totais e está dividida entre as classes de consumo residencial (43,6%), comercial (33,2%), rural (13,9%) e industrial (7,9%) (ABGD, 2022).

A título de ilustração a Figura 3 mostra graficamente o percentual de geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo, segundo dados da ABSOLAR de 2022.

Figura 3 – Geração Distribuída Solar FV por Classe de Consumo



Fonte: ABSOLAR (2022).

2.3 PRINCIPAIS TECNOLOGIAS EMPREGADAS

Uma das principais características relacionadas à geração distribuída é a diversidade de tecnologias utilizadas para produzir energia dentro desse conceito de geração, sejam essas fontes renováveis ou não-renováveis. Entre as principais tecnologias atualmente existentes destacam-se, segundo Jenkins *et al* (2010), os painéis fotovoltaicos, células a combustível, aerogeradores, turbinas a vapor, turbinas a gás, pequenas máquinas de combustão interna (a diesel ou gás natural), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), entre outros.

Entre essas tecnologias citadas, algumas se diferenciam pela forma como se conectam à rede elétrica, especificamente aquelas que necessitam de interfaces de eletrônica de potência, isto é, de inversores para se conectar à rede, como é o caso dos painéis fotovoltaicos, das células a combustível, de alguns tipos de aerogeradores, de algumas microturbinas, entre outros. Essa interface por meio de inversores geralmente se faz necessária porque a tensão gerada por essas fontes não é diretamente compatível com a tensão da rede, mas também pode ser feita por conta da flexibilidade de controle que a utilização desses dispositivos proporciona para a extração de energia (Plet *et al*, 2010). Neste trabalho essas tecnologias de geração distribuída conectadas à rede por meio de inversores serão tratadas como geradores distribuídos baseados em inversores.

2.4 BENEFÍCIOS E IMPACTOS DA INSTALAÇÃO DE GD

A utilização de geração distribuída traz inúmeros benefícios para o sistema. Um dos principais que podemos citar é o fato de que, por ela gerar energia em um local eletricamente próximo de onde será consumida, ajuda a reduzir a utilização dos sistemas de transmissão, evitando também os custos com possíveis e necessárias expansões dos sistemas, tanto de transmissão quanto de distribuição. Ela também contribui consideravelmente para a redução do carregamento das redes e, como consequência, para a redução das perdas elétricas no sistema, uma vez que as perdas por efeito Joule são proporcionais ao quadrado das correntes envolvidas.

Outro benefício também proporcionado pela geração distribuída é o aumento da confiabilidade e da continuidade do fornecimento de energia para o consumidor, pois ao produzir a sua própria energia o consumidor pode atender sua própria carga quando a rede da concessionária não estiver indisponível, embora essa operação não seja assim tão trivial.

Além disso, além de promover o uso de fontes renováveis de energia, algumas tecnologias de geração também podem contribuir com o controle de tensão da rede através do fornecimento ou consumo de potência reativa. Em uma rede inteligente, os geradores distribuídos podem trabalhar em conjunto para melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas elétricas (Salgado, 2015).

Mas por outro lado, apesar dos inúmeros benefícios já citados, a instalação de geração distribuída, principalmente de unidades em larga escala, também pode trazer alguns problemas relevantes e impactar negativamente na operação e planejamento dos sistemas de energia. Isso ocorre porque, como os sistemas de distribuição foram originalmente projetados para operar como redes passivas, com fluxo de potência unidirecional (das estações primárias para as cargas) o aumento da instalação de geração distribuída ao longo dos sistemas de distribuição acaba produzindo o efeito de modificar as metodologias de projeto e os procedimentos de operação originais dessas redes (Borghetti *et al*, 2003).

A instalação de GD pode provocar impactos observáveis no fluxo de potência das redes, na regulação de tensão e nos níveis de curto-circuito das mesmas, principalmente nos pontos onde a capacidade dos geradores distribuídos seja grande o suficiente para ser comparável à demanda local. Dessa forma, novas conexões de GD geralmente trazem o risco de impactar negativamente na segurança e na qualidade de energia das redes e devem ser sempre analisadas e estudadas com cuidado pelos operadores das mesmas. (Boljevic e Conlon, 2008).

Sendo assim, a instalação de geradores distribuídos nas redes deve ser necessariamente acompanhada de um conjunto de estudos para avaliar os possíveis impactos que possam causar no sistema elétrico. Alguns dos principais aspectos possivelmente afetados são: estabilidade de tensão do sistema, perfil de tensão de regime permanente, transitórios de tensão, distorção harmônica, níveis de curto-circuito, filosofia dos sistemas de proteção da rede, entre outros.

Entre esses aspectos citados, destaca-se a capacidade que a geração distribuída traz de poder elevar as correntes de curto-circuito do sistema elétrico no qual está instalada. Em alguns casos, se o nível de curto-circuito se elevar demasiadamente a instalação de geração distribuída pode até se tornar inviável sob os pontos de vista técnico e econômico.

Essa elevação do nível de curto-circuito pode ser insignificante quando instalado um único gerador distribuído, mas a contribuição agregada da instalação de vários geradores distribuídos de pequeno porte ou de alguns de médio e grande porte pode provocar um

aumento significativo no nível de curto-circuito do sistema elétrico, a ponto de poder violar os limites dos equipamentos constituintes do mesmo e provocar o mal funcionamento e a perda de coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, afetando fortemente a confiabilidade do sistema (Baran e El-Markaby, 2005).

Dentro de um sistema elétrico o cálculo das correntes de curto-circuito se faz extremamente importante, porque, a partir dele pode-se determinar corretamente a capacidade de interrupção dos disjuntores do sistema, fazer-se o dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção e também determinar a capacidade e especificações técnicas dos demais equipamentos constituintes da rede (cabos, transformadores, chaves seccionadoras, etc.) para que possam suportar corretamente os esforços térmicos e dinâmicos causados pelos elevados valores das correntes de curto-circuito (Jenkins *et al*, 2010).

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA EM INVERSORES

Quando tratamos dos geradores distribuídos baseados em máquinas rotativas, que se conectam diretamente à rede de distribuição, sem necessidade da utilização de inversores, os impactos nos níveis de curto-circuito podem ser facilmente determinados através da análise em programas específicos para cálculo de curto-circuito. Para isso a rede é representada por modelos trifásicos estáticos, para os cálculos utiliza-se o conceito da matriz impedância de barra (Z_{barra}) do sistema e a teoria de componentes simétricos é tradicionalmente utilizada para facilitar a resolução das equações. Esse tipo de cálculo de curto-circuito já é estudado e utilizado a um tempo bastante considerável e possui uma extensa bibliografia e experiência de utilização adquirida ao longo dos anos que o sustenta de forma sólida (Jenkins *et al*, 2010).

Para o caso em que tratamos dos geradores baseados em inversores, diferentemente do que ocorre com os geradores rotativos diretamente conectados à rede, ainda existem poucas referências que abordam de forma ampla o cálculo das correntes de curto-circuito para esse tipo de geradores. As dificuldades se dão principalmente porque as características de resposta de falta dos inversores são fortemente influenciadas pela estratégia de controle utilizada na sua operação (Plet *et al*, 2010). Além disso, para a análise de curto-circuito envolvendo inversores, a determinação da matriz Z_{barra} se torna mais complicada em razão da dificuldade encontrada em se estimar as impedâncias dos inversores envolvidos no sistema, o que faz com que seja necessário, por vezes, recorrer à programas de transitórios

eletromagnéticos, que exigem mais custos e capacidade computacional (Nimpitiwan *et al*, 2007).

Além do mais, quando da ocorrência de faltas em redes contendo IBDGs, surge uma preocupação e dificuldades envolvendo a característica de limitação de corrente dos inversores, que, por serem baseados em semicondutores, caracterizados pela baixa inércia térmica, possuem uma contribuição para a corrente de falta relativamente baixa ($\sim 1-2$ pu) em comparação com os geradores convencionais ($\sim 5-10$ pu). Essa capacidade limitada de corrente pode, durante a ocorrência de faltas, ocasionar problemas na operação e na coordenação dos sistemas de proteção, geralmente baseados em proteção contra sobrecorrentes (Plet *et al*, 2010).

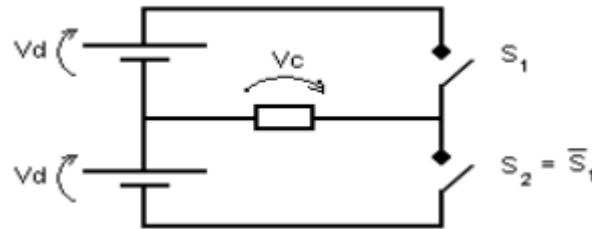
Nesse trabalho se tratará especificamente desse aspecto relacionado à instalação de geração distribuída no sistema: os impactos nos níveis de curto-circuito causados pela inserção de geração distribuída baseada em inversores nas redes de distribuição.

2.6 INVERSORES

Inversor é a designação genérica atribuída a conversores estáticos cuja principal função é a de transformar tensão (ou corrente) contínua em tensão (ou corrente) alternada (Matakas e Komatsu, 2011). Seu princípio de funcionamento é baseado em sistemas de chaveamento que ora interrompem, ora permitem, com uma determinada frequência, a passagem de corrente elétrica gerada por uma fonte contínua. A concepção mais simples de um inversor pode ser obtida por uma fonte de tensão contínua controlada por um conjunto de chaves analógicas que podem ser conectadas em diferentes configurações (Germanos *et al*, 2020).

Um inversor monofásico do tipo fonte de tensão (que fornece tensão controlada em sua saída) pode ser implementado com duas chaves eletrônicas e uma fonte de tensão contínua dividida ao meio, como na Figura 4. Este tipo de conversor também é chamado de meia-ponte. As chaves S1 e S2 operam de modo complementar, ou seja, se S1 está ligada, S2 está desligada e vice-versa. O acionamento simultâneo de S1 e S2 provocaria um curto circuito na fonte, tendo de ser evitado. (Matakas e Komatsu, 2011).

Figura 4 – Inversor monofásico tipo fonte de tensão.

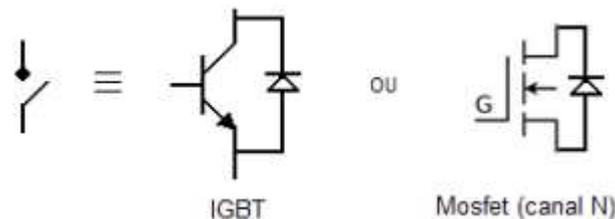


Fonte: MATAKAS (2011).

As chaves utilizadas no inversor podem ser implementadas pela associação anti-paralela de um transistor e um diodo, como mostrado na Figura 5, o que garante que elas sejam bidirecionais, isto é, tenham capacidade de condução de corrente em ambos os sentidos.

A utilização dos diodos em anti-paralelo é extremamente importante para a correta operação do inversor, pois eles proporcionam o caminho de circulação para as correntes de carga (Matakas e Komatsu, 2011).

Figura 5 – Implementação de chaves eletrônicas para inversores.



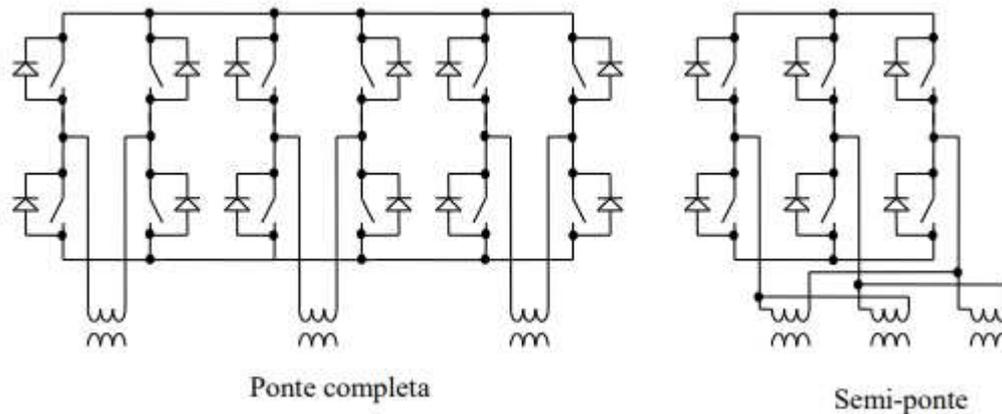
Fonte: MATAKAS (2011).

O tipo de transistor utilizado para a implementação das chaves eletrônicas dos inversores foi mudando ao longo das décadas. Primeiramente foram desenvolvidos os inversores de primeira geração que usavam transistores de junção bipolar (BJTs). Já na segunda geração fez-se o uso de transistores de efeito de campo de óxido de metal semiconductor, comumente conhecidos como MOSFETs. Depois também passaram a ser utilizados semicondutores de potência IGBTs que aliam as características de chaveamento dos transistores bipolares com a alta impedância dos MOSFETs. O controle dos transistores é usualmente feito por um oscilador, que pode ser tanto produzido por um circuito integrado como por um gerador de sinal (Germanos *et al*, 2020).

Quando se trata de inversores trifásicos, duas configurações podem ser utilizadas: usando três inversores monofásicos, o que exige 12 transistores, e é chamado de ponte

completa ou através do arranjo chamado de meia-ponte (ou semi-ponte), com seis transistores, como o mostrado na Figura 6, e que é a estrutura normalmente utilizada (Pomilio *et al*, 2021).

Figura 6 – Configuração de inversor em ponte completa e meia-ponte.

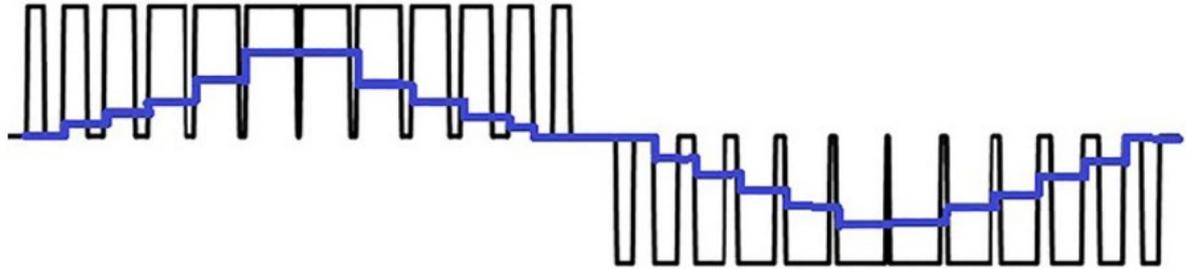


Fonte: POMILIO (2021)

Nas configurações apresentadas o inversor fornece apenas dois níveis discretos de tensão na saída, o que configura uma forma de onda quadrada. A onda quadrada produzida é uma aproximação de uma onda senoidal, mas por definição, já se pode dizer que a carga está operando em corrente alternada. Apesar de existirem equipamentos que possam operar com este tipo de onda, por conta dela conter diversos componentes de frequência harmônicos, ruídos e aquecimentos indesejados podem ser produzidos, podendo causar danos aos equipamentos. Pode-se citar o exemplo de motores de indução alimentados por ondas quadradas. Neste caso observa-se um aumento do aquecimento devido ao aumento das perdas no ferro e no cobre, o que afeta a eficiência e o torque disponível. Verifica-se também a impossibilidade do equipamento atingir sua potência máxima e caso seja alimentado frequentemente com este tipo de onda a vida útil do equipamento pode ser reduzida (Germanos *et al*, 2020).

Para resolver este tipo de problema é possível modificar a forma de onda produzida pelo inversor tornando-a mais próxima de uma onda senoidal. Em geral, inversores modernos utilizam a técnica chamada Modulação por Largura de Pulso – PWM (Pulse Width Modulation). Nesta técnica, através de chaveamentos sistemáticos, são produzidos trens de pulso de corrente na carga. A amplitude dos pulsos pode assumir até três níveis (positivo, negativo ou zero) A média temporal desses pulsos leva a uma melhor aproximação de uma onda senoidal, como mostrado na Figura 7 (Germanos *et al*, 2020).

Figura 7 – Trem de pulsos produzidos na técnica PWM (linha preta).
Média temporal dos pulsos (linha azul).



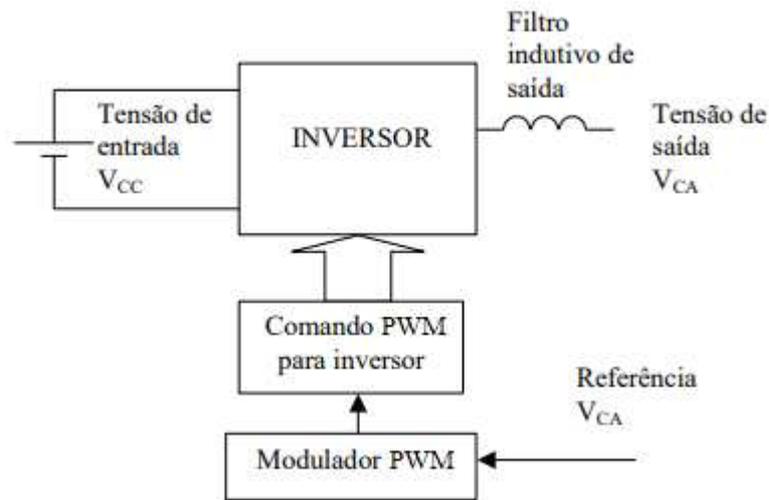
Fonte: GERMANOS (2011)

Para obter-se este trem de pulsos pode-se comparar uma tensão de referência (a imagem da tensão de saída buscada), com um sinal triangular que determina a frequência de comutação dos interruptores. A largura do pulso de saída do modulador varia de acordo com a amplitude relativa da referência em comparação com a portadora (triangular). A frequência da onda triangular (chamada portadora) deve ser no mínimo 20 vezes superior à máxima frequência da onda de referência, para que se obtenha uma reprodução aceitável da forma de onda sobre a carga. Também é efetuada uma filtragem sobre o sinal que minimiza as componentes de alta frequência (Pomilio *et al*, 2021).

A Figura 8 ilustra o diagrama de blocos de um inversor com controle em malha aberta. Nesse caso, o inversor é capaz de fornecer em sua saída uma tensão que segue a referência dada, de forma linear.

Em uma estrutura completa de controle de um inversor costuma-se fazer também uma transformação do sistema trifásico para o sistema bifásico girante, dq, sendo feito o controle da potência ativa e reativa injetadas na rede.

Figura 8 – Diagrama de inversor com modulação PWM, controle em malha aberta.



Fonte: POMILIO (2021)

2.7 COMPORTAMENTO DE INVERSORES EM SITUAÇÕES DE CURTO-CIRCUITO

A contribuição para as correntes de curto-circuito de um gerador baseado em inversor é consideravelmente diferente daquela fornecida por geradores síncronos ou de indução, principalmente pelo fato de o inversor, por conta de sua estrutura e princípio de funcionamento, não apresentar uma inércia mecânica ou circuitos magnéticos significativos (Trujillo, 2017).

De forma típica, os inversores proporcionam uma limitação da corrente de curto-circuito que é suprida pelo gerador durante a ocorrência de uma falta, justamente para evitar que possam ocorrer danos nos elementos que compõem o circuito do inversor. Isso faz com que a contribuição de falta de geradores baseados em inversores seja consideravelmente mais baixa que a de máquinas rotativas convencionais (Borghetti *et al*, 2003).

Essa limitação de corrente é proporcionada principalmente pelo sistema de controle presente no inversor, e não em decorrência da relação X/R acumulada até o local do curto-circuito, pelo fato de a parcela indutiva apresentada por um inversor típico ser relativamente baixa. Mas mesmo em casos nos quais a relação X/R pode apresentar valores maiores, a contribuição para a corrente de curto-circuito permanece condicionada à rápida ação de controle do inversor (Trujillo, 2017).

De acordo com Wei *et al* (2013), a contribuição de corrente de curto-circuito de um gerador baseado em inversor é praticamente constante e, portanto, pode ser aproximada por um equivalente de Norton, o qual é representado por uma fonte equivalente de corrente conectada em paralelo com uma impedância tendendo a infinito.

A magnitude da fonte de corrente depende do local onde ocorre a falta, e por conta da impedância da fonte tender a infinito, a representação da contribuição de corrente de curto-circuito do inversor como uma corrente de valor múltiplo da corrente nominal se torna uma consideração razoável. O fator multiplicativo depende principalmente do tipo falta e das configurações do inversor.

Vários estudos mostram que, geralmente, os inversores fornecem correntes de falta de um valor da ordem de 1,5 a 2 vezes sua corrente nominal, para curtos-circuitos desequilibrados e equilibrados, respectivamente. Porém, durante um período transitório curto, assim que a falta ocorre o valor de pico da corrente de curto-circuito pode alcançar valores de 2 a 5 vezes o valor da corrente nominal para faltas equilibradas e de até 2 vezes para faltas desequilibradas (Trujillo, 2017).

Para o caso de inversores trifásicos conectados à rede é usual representa-los como uma fonte de corrente de sequência positiva, pois o controle dos inversores é tipicamente configurado para fornecer apenas correntes de sequência positiva, ou seja, as correntes de sequência negativa e zero são nulas (Muljadi *et al*, 2013).

3 IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

Como já destacado anteriormente, é crescente a preocupação com os impactos que a instalação de geração distribuída pode causar nas redes de distribuição e nos sistemas de energia em geral, em especial no que se refere à sua capacidade de alterar os níveis de curto-circuito da rede.

O cálculo das correntes de curto-circuito em um sistema de energia é indispensável para a determinação correta das especificações técnicas dos equipamentos que o compõem, para que estes possam ser capazes de suportar os efeitos térmicos e mecânicos decorrentes de situações de falta. Também é essencial para o dimensionamento da capacidade de interrupção dos disjuntores do sistema e para a determinação e ajuste dos dispositivos de proteção em geral, para que o sistema de proteção atue conforme o projetado, preservando a correta coordenação e seletividade.

Por essas razões, os operadores de rede, concessionárias, fabricantes e pesquisadores tem se debruçado tanto sobre esse tema, também levando em consideração o crescimento da geração distribuída nas últimas décadas e o seu potencial de expansão para o futuro.

Muitas pesquisas e artigos científicos foram publicados em anos recentes tentando encontrar metodologias eficientes e trazer mais compreensão sobre este tema relativamente novo. Aqui analisaremos alguns que tratam especificamente dos impactos nos níveis de curto-circuito e contribuição para as correntes de falta de geradores distribuídos baseados em inversores nas redes de distribuição.

3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA: CONTRIBUIÇÃO DE FALTA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS BASEADOS EM INVERSORES

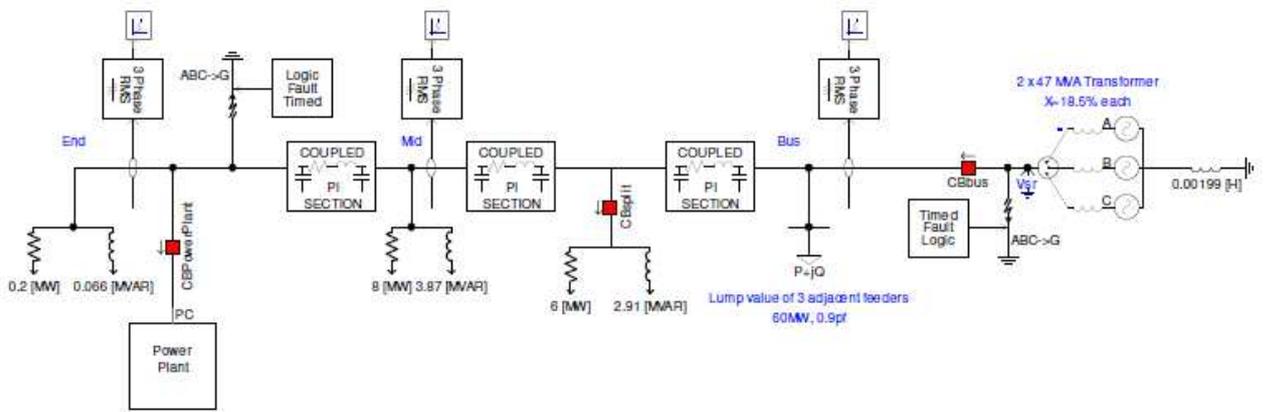
O estudo da contribuição para as correntes de falta de geradores distribuídos baseados em inversores é particularmente relevante porque a interface com a rede de distribuição feita através desse tipo de equipamento é relativamente nova. Através da análise de diferentes publicações podemos perceber que ainda não há na indústria e no meio acadêmico uma metodologia e convicções fortemente consolidadas sobre a melhor forma de tratar esses dispositivos e calcular seu comportamento em situações de falta como há, por exemplo, nos estudos de curto-circuito envolvendo máquinas rotativas conectadas diretamente

com a rede, sobre as quais se tem uma experiência prática de décadas e uma vasta bibliografia produzida.

Em Turcotte e Katiraei (2010), por exemplo, é feita uma análise através de simulações sobre a contribuição de falta de um gerador distribuído de 7,5 MW baseado em inversor e inserido em um sistema de distribuição típico utilizado no Canadá. Para fins de comparação, também se simulou nesse estudo o comportamento de falta de um gerador distribuído baseado em máquina rotativa síncrona.

Foi desenvolvido um modelo do sistema em estudo para simulações no PSCAD/EMTDC, o qual inclui uma subestação com 2 transformadores de 47 MVA cada, que fornecem energia para o sistema, uma linha que se estende por 25 quilômetros e com uma carga total de cerca de 15 MW distribuídos. Os alimentadores adjacentes foram considerados como uma única carga no final da linha de cerca de 60 MW. O modelo foi construído para dois cenários de falta, um de falta trifásica na subestação e um para faltas no final da linha. A Figura 9 ilustra o modelo utilizado para as simulações.

Figura 9 – Modelo do PSCAD/EMTDC de Turcotte (2010) para o sistema em estudo

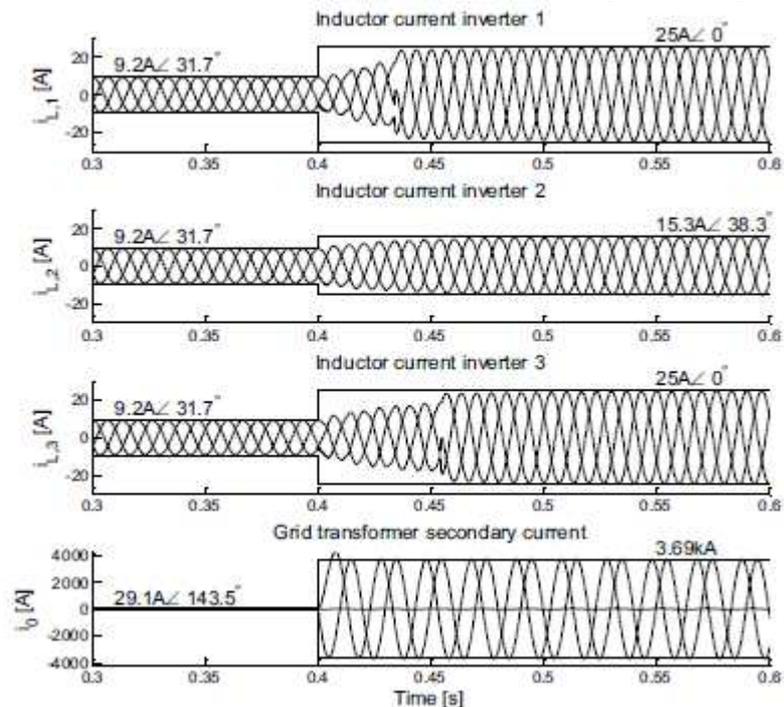


Fonte: TURCOTTE E KATIRAEI (2010).

Após as simulações realizadas com e sem a inclusão do gerador distribuído no sistema, instalado no final da linha, observou-se que, para o curto-circuito aplicado na subestação, a contribuição foi praticamente irrelevante. Para o curto-circuito aplicado no final da linha, por conta da atuação rápida do dispositivo de proteção, a contribuição de falta do gerador distribuído também se mostrou bem baixa. Depois, com a retirada do dispositivo de proteção pode-se avaliar que o gerador contribuiu para a falta com uma corrente máxima de aproximadamente 140% o valor da sua corrente nominal, o que se considerou um valor razoável e dentro dos padrões aceitáveis.

Em Plet *et al* (2010) é realizado um estudo de caso onde são analisadas as respostas de falta para os cenários tanto de um único inversor conectado à rede quanto para o caso de múltiplos inversores conectados. Para o caso mais complexo, de múltiplos inversores, foram feitas simulações através do software PSCAD/EMTDC envolvendo três inversores conectados à rede e utilizando o modelo de testes padrão CIGRÉ para os sistemas europeus de distribuição residencial de baixa tensão. Na simulação os inversores estão operando com potência nominal, cada um conectado a uma barra diferente, e no tempo $t_f = 0,4$ s é aplicada uma falta bifásica à terra com impedância de falta de $0,01\Omega$ em um dos nós do sistema. Os resultados obtidos na simulação para as correntes de falta em cada um dos inversores e para o secundário do transformador da rede é mostrado na Figura 10.

Figura 10 – Resultados da simulação de Plet *et al* (2010) para múltiplos inversores



Fonte: PLET *et al* (2010).

Os resultados mostraram que, após a falta, para os inversores 1 e 3 as correntes no indutor de saída ultrapassaram o valor limite estabelecido pelo sistema de controle dos inversores, assumindo um valor de 25 A, imposto por um bloco limitador de corrente. Essa estratégia empregada de limitação de corrente mostrou-se útil para proteger os inversores de correntes elevadas durante o curto-circuito.

Em Brucoli *et al* (2007) é feito o estudo do comportamento de falta de uma micro rede em situação de ilha, suprida por um gerador baseado em inversor. A micro rede é modelada e simulada no PSCAD para duas condições de falta: uma de falta balanceada trifásica e outra de falta bifásica à terra. A rede em estudo possui tensão de fase de 240 V, frequência de 50 Hz, sistema trifásico com neutro, com duas cargas resistivas de 6,9 kW cada uma e conectadas ao longo da linha. A rede é suprida por um único gerador baseado em inversor de 15 kVA e corrente nominal RMS de 20,83 A.

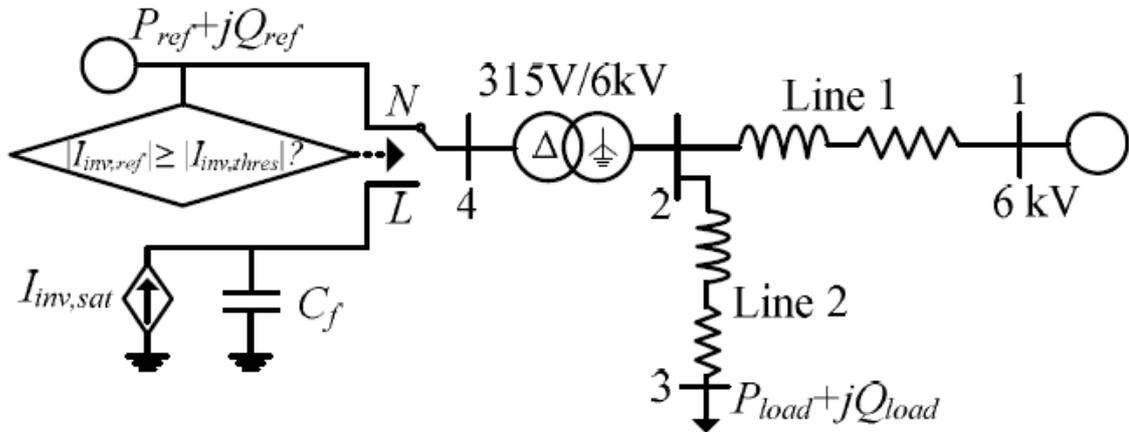
Os resultados mostraram que para os dois tipos de falta testados o inversor contribuiu com uma corrente de falta de duas vezes o valor de sua corrente nominal. Nesse cenário, esquemas tradicionais de proteção contra sobrecorrente poderiam não ser muito efetivos. Em compensação, a variação das tensões nas fases respondeu de forma distinta para cada um dos tipos de falta. Para a falta trifásica as tensões nas três fases decaíram para um nível de sub-tensão uniforme, já a situação de falta fase-fase-terra produziu elevadas sobre-tensões nas fases não atingidas.

Esse estudo também procurou desenvolver uma proposta de modelo de inversor operando em uma micro rede, consistindo em uma fonte de corrente controlada em paralelo com uma impedância, para ser utilizado em métodos numéricos de análise de falta. Os resultados numéricos calculados para os dois cenários de falta foram comparados com aqueles obtidos através das simulações no PSACAD/EMTDC e o modelo mostrou-se eficaz, tendo resultados aproximados aos das simulações.

Em Tu e Chaitusaney (2012), é feita uma análise sobre como os diferentes modos de controle dos inversores afetam a respostas de falta dos geradores distribuídos conectados à rede por esses dispositivos. Após fazer uma exposição sobre os fundamentos teóricos e os cálculos envolvendo os diferentes modos de controle os autores propõem um algoritmo baseado em técnicas de análise de fluxo de potência para calcular a corrente de falta de um sistema incluindo os geradores distribuídos baseados em inversores (IBDG, da sigla em inglês). É mostrado que os IBDG podem ser representados como uma fonte PQ ou uma fonte de corrente, dependendo da relação entre a corrente de referência do inversor e a corrente de limiar do bloco controlador de corrente.

Utilizando esses modelos são realizadas simulações no Matlab/Simulink para mostrar as alterações nas correntes de falta devidas à conexão de IBDG em um sistema simples, tal qual é mostrado na Figura 11.

Figura 11 – Sistema simples com conexão de IBDG utilizado em Tu e Chaitusaney (2012)



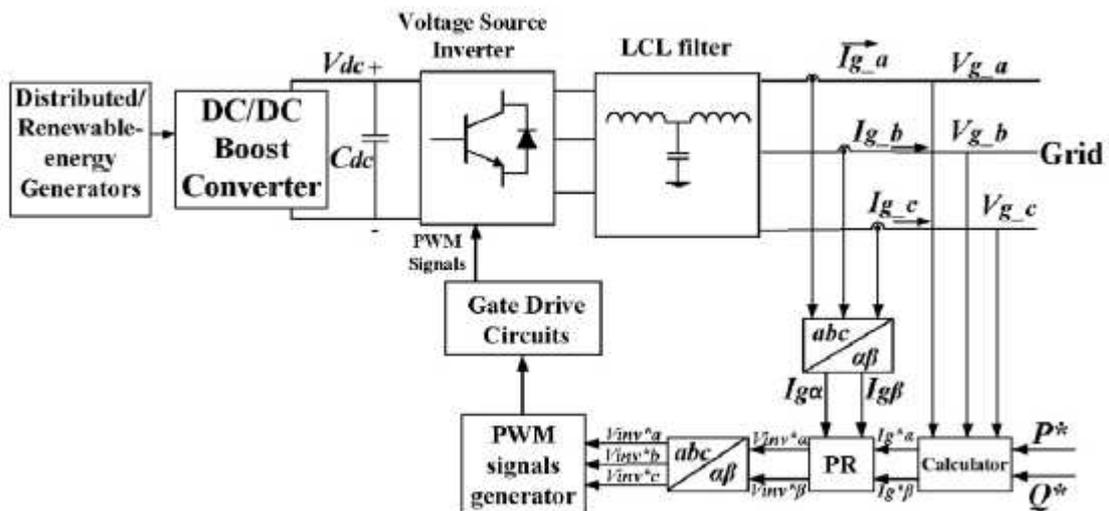
Fonte: TU e CHAITUSANEY (2012).

Em seguida é aplicado o algoritmo proposto para calcular as correntes de falta e os resultados são comparados com os obtidos através das simulações. A comparação mostra que os resultados se aproximam consideravelmente.

Apesar de só levarem em consideração um sistema pequeno e simples, os autores entendem que a metodologia proposta é eficaz e concluem que a variação das respostas de falta do sistema com a inclusão dos IBDG depende do tipo de controle utilizado e do nível de penetração desses geradores na rede.

Em Darwish *et al* (2013) é implementado um modelo de IBDG trifásico típico, como mostrado na Figura 12.

Figura 12 – Diagrama de blocos de um IBDG típico utilizado em Darwish *et al* (2013).



Fonte: DARWISH *et al* (2013).

Nesse artigo é proposta a utilização de um sistema de controle de corrente utilizando um controlador proporcional-ressonante (PR), sobre o qual se argumenta que introduz um ganho infinito na frequência fundamental e ajuda a diminuir o erro em regime permanente, reduzindo os impactos da inserção dos geradores distribuídos sobre o sistema de proteção.

O sistema testado é constituído por uma rede com tensão de linha de 380 V e frequência de 50 kHz, um inversor com potência de saída de 10 kVA e tensão DC de 650 V. São realizadas simulações no sistema utilizando primeiro um controlador PR de ciclo único e depois um controlador PR de ciclo duplo. Constata-se que os impactos da instalação de geradores distribuídos na rede em condições de falta dependem fortemente da estratégia de controle utilizada, principalmente quando o nível de penetração dos geradores for elevado. No caso em que se utilizou um controlador com ciclo único, apesar de este ser simples de implementar, notou-se que o comportamento do sistema se apresentou lento e instável, o que poderia impactar de forma negativa na operação do sistema de proteção. Utilizando o controlador com ciclo duplo se observou uma melhora no comportamento do sistema sob falta, diminuindo-se os picos de corrente nos períodos transitórios durante a falta e aumentando a estabilidade do sistema, apesar de esse tipo de controle exigir uma complexidade maior para ser implementado.

Em Nimpitiwan *et al* (2007) é feita uma análise de curto-circuito através de simulações dinâmicas em um modelo de sistema de sub-transmissão de 69 kV.

A proposta feita no artigo foi de investigar e comparar os impactos nas situações de falta com a inserção no sistema tanto de geradores distribuídos baseados em inversores quanto de geradores distribuídos baseados em máquinas rotativas síncronas. O modelo dos GDs baseados em inversores utilizados na simulação foram parametrizados com potência ativa de até 6 MW, tensão trifásica de saída de 12,47 kV e tensão DC de entrada de 5 kV. O modelo dos geradores distribuídos síncronos foi parametrizado com potência de 5 MVA e tensão de saída de 4,16 kV. O modelo de sistema utilizado nas simulações foi projetado com 25 barras, 14 linhas de sub-transmissão e 15 cargas, com 4 geradores distribuídos instalados em pontos diferentes.

Após realizadas as simulações para várias situações de falta (vários tipos de falta e em pontos diferentes do sistema) concluiu-se que, de forma geral, a instalação de geradores distribuídos na rede convencional elevou as correntes de falta ao longo de todo o sistema. Uma implicação é que essa situação poderia alterar a coordenação e a forma como os relés de proteção do sistema reagem às faltas, sendo necessário reajustar as configurações dos relés,

disjuntores e fusíveis para se adequarem ao novo cenário. As simulações também mostraram que o aumento nas correntes de falta se mostrou ligeiramente maior para o caso da instalação de geradores distribuídos baseados em máquinas síncronas do que para o caso dos geradores baseados em inversores. Para o primeiro caso as correntes de falta alcançaram 1,24 vezes o valor das correntes de falta sem a instalação de nenhum GD, já para o segundo caso alcançaram 1,20 vezes esse valor. Ou seja, a elevação nas correntes de falta quando da instalação de GDs baseados em máquina síncronas se mostrou 20% maior do que para a instalação de GDs baseados em inversores.

Em Borghetti *et al* (2003) é feito um estudo sobre o impacto de geradores distribuídos conectados às redes de distribuição onde também se faz uma comparação entre os geradores conectados diretamente à rede e os geradores conectados através de interfaces utilizando eletrônica de potência, visando principalmente analisar os impactos sobre os sistemas de proteção.

O artigo ilustra o comportamento dinâmico de diferentes tipos de modelos utilizados para realizar simulações envolvendo alguns tipos comuns de GDs, tais como: microturbinas, células combustíveis e plantas fotovoltaicas, bem como apresenta um modelo para o sistema de controle utilizado na conexão desses geradores com a rede, o qual se baseia no controle de potência ativa e reativa.

Através de simulações é investigado o comportamento dinâmico de sistemas de distribuição, tanto de baixa como de média tensão, envolvendo os modelos citados de GDs baseados em inversores (chamados de geradores estáticos) e também GDs baseados em máquinas rotativas, depois da ocorrência de perturbações típicas na rede, como curtos-circuitos e manobras operacionais. Os autores procuram estudar os impactos gerais observáveis e a contribuição desses geradores para as correntes de falta. São testados vários cenários diferentes, envolvendo diversos tipos de faltas aplicadas em diferentes pontos do sistema. Como exemplo, o resultado obtido para o caso de uma falta trifásica em uma barra de média tensão do sistema é mostrado na Tabela 1. São analisadas as contribuições para a corrente de falta de duas tecnologias de GDs (estáticos e rotativos) e para dois níveis de potência de curto-circuito (P_{cc}).

Os resultados obtidos mostraram que a contribuição para a falta dos geradores baseados em inversores se mostrou cerca de sete vezes menor que a contribuição dos geradores baseados em máquinas rotativas, todos de mesmo porte.

Esse resultado se mostra, de forma surpreendente, completamente distinto daquele obtido por Nimpitiwan *et al* (2007), onde a diferença entre a contribuição dos dois tipos de geradores se mostrou quase insignificante. Essa diferença de resultados pode ser explicada pelo método de controle dos inversores utilizado em cada um dos estudos. Enquanto em Nimpitiwan se utilizou uma estratégia de controle com potência ativa e tensão de saída constantes (controle PV), em Borghetti se utilizou uma estratégia baseada potências ativa e reativa constantes (controle PQ). Isso ajuda a mostrar a importância da estratégia de controle escolhida para os inversores nos resultados envolvendo situações de curto-circuito envolvendo geração distribuída.

Seguindo essa mesma linha, em Baran e El-Markaby (2005), por exemplo, são analisados os diferentes tempos de resposta de geradores distribuídos em situações de curto-circuito em razão da estratégia de controle utilizada.

Os autores apresentam e discutem os diferentes tipos de controle mais utilizados e também propõem um método de cálculo para estender a técnica de análise de faltas convencional para incluir os geradores distribuídos baseados em inversores. O método proposto se mostra interessante pois, por fornecer o perfil rms da corrente de falta em análise, pode ser utilizado para estimar tanto os valores de pico quanto os transitórios da mesma.

As simulações são feitas com base em um modelo de sistema protótipo IEEE de 34 nós, que representa um longo alimentador servindo vários pontos de carga. O sistema é modificado para incluir um GD de 750 kVA do tipo célula-combustível, com um controlador para regular a potência ativa e o fator de potência. O sistema é testado para faltas equilibradas e desequilibradas e para os casos com um GD e com dois GDs conectados. Parte-se do princípio que a corrente de falta máxima suportável pelos inversores é de até duas vezes sua corrente nominal. Os resultados mostraram alguns pontos interessantes, como a averiguação de uma diferença no tempo de resposta do inversor às faltas em decorrência da estratégia de controle utilizada, mostrando que para o caso de controle por tensão, o pico de corrente durante a falta e também o tempo de restabelecimento das condições normais do sistema se mostraram mais rápidos que para o caso de controle por corrente. Já os valores de corrente de falta dos inversores obtidos nas simulações se mostraram dentro dos limites aceitáveis estabelecidos para o caso com um gerador distribuído conectado, mas um pouco acima destes limites para o caso com dois geradores.

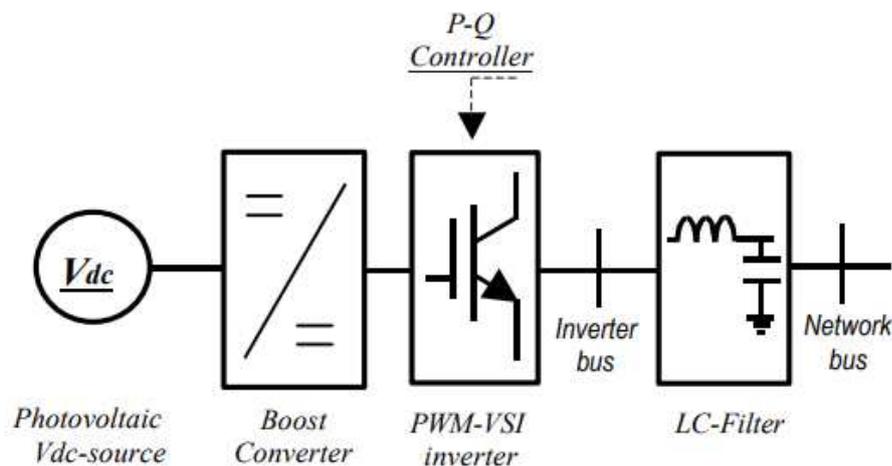
3.2 ALGUNS MODELOS DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

Foi visto que existe atualmente uma grande variedade de tecnologias utilizadas na implementação de geração distribuída. Dessa forma, os geradores distribuídos conectados às redes, e aqui especificamente, aqueles baseados em conversores eletrônicos, podem aparecer sob uma variedade de formas, tais quais: geradores fotovoltaicos, microturbinas, células a combustível, entre outras. Nesta seção são apresentados exemplos de modelos simplificados utilizados para representar alguns desses tipos de geradores distribuídos, retirados de Borghetti *et al* (2003) e outras fontes, trazendo também informações sobre seus respectivos sistemas de controle, através dos quais se pode controlar a produção de potência ativa e reativa dos mesmos, dentre outros parâmetros. Modelos como esses podem ser usados inclusive para nortear a análise matemática ou a implementação computacional desses tipos de geradores distribuídos.

3.2.1 Modelo de Gerador Fotovoltaico

Como mostrado na Figura 13, um possível modelo de gerador distribuído fotovoltaico é constituído pelos seguintes componentes: uma fonte de tensão contínua, um conversor DC-DC do tipo *booster*, um inversor do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*) com modulação PWM e um filtro LC, através do qual ele se conecta ao barramento da rede. O controle da produção de potência ativa e reativa é feito através de um controlador PQ atuando sobre o inversor.

Figura 13 – Modelo de gerador fotovoltaico



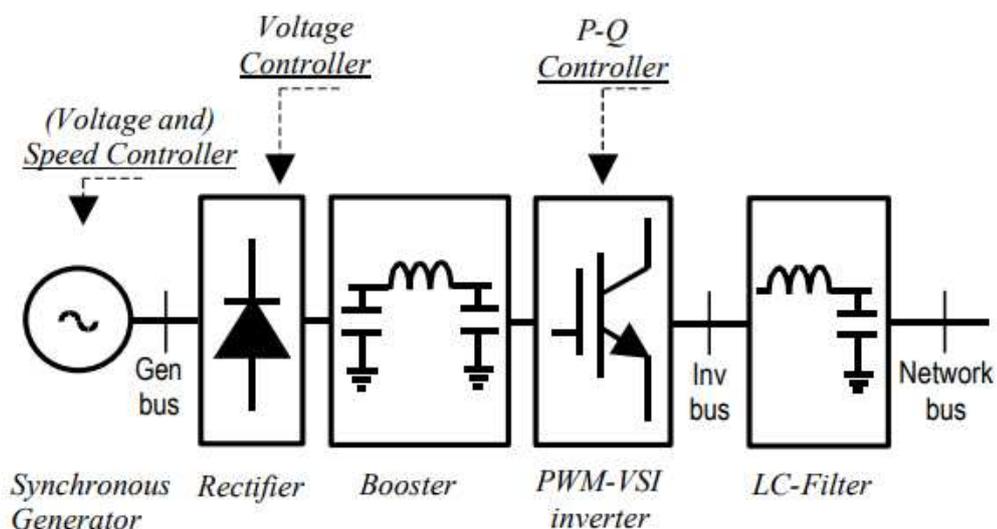
Fonte: BORGHETTI *et al* (2003).

3.2.2 Modelo de Microturbina

Como mostrado na Figura 14 o modelo de microturbina é composto por um gerador síncrono, um retificador, um conversor do tipo *booster*, um inversor do tipo VSI com modulação PWM e um filtro LC conectando a saída do inversor à rede. Aqui nota-se que, diferentemente de outras tecnologias de GD, a energia é gerada inicialmente em corrente alternada, convertida para corrente contínua para depois ser reconvertida em alternada. Esse processo é feito para que se possa converter a frequência da tensão gerada (dependente da velocidade da turbina) em uma frequência compatível com a tensão da rede, de modo que a velocidade da microturbina não precise ter um valor fixo, podendo operar em uma grande faixa de velocidades. Também, através do inversor, pode-se ter maior controle sobre certos parâmetros da energia injetada na rede. Esse modelo esquemático de microturbina apresentado prevê os seguintes controles:

- Controle da injeção de potência ativa e reativa na rede, através do inversor;
- Controle de velocidade do gerador síncrono;
- Controle da tensão contínua na saída do retificador.

Figura 14 – Modelo de microturbina

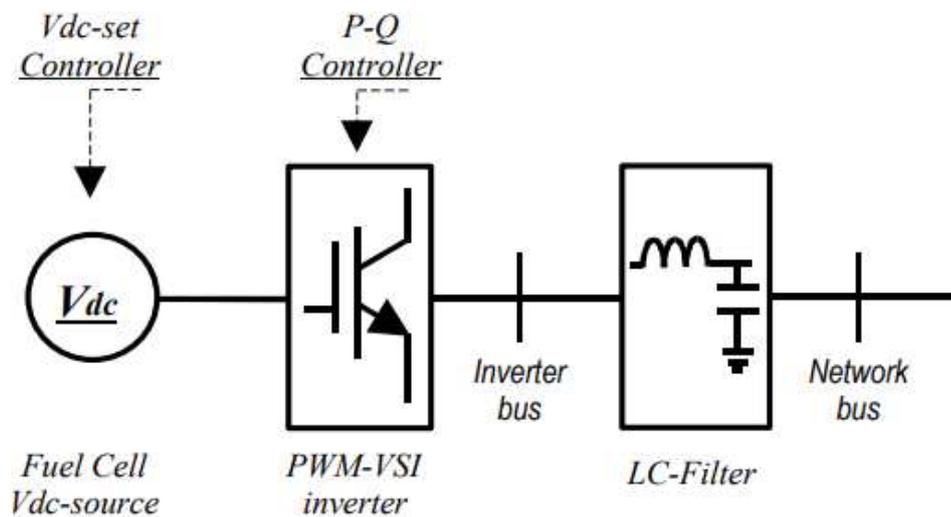


Fonte: BORGHETTI *et al* (2003).

3.2.3 Modelo de Célula a Combustível

Na Figura 15 é apresentado um modelo de gerador do tipo célula a combustível, que se baseiam na conversão da energia interna de determinados combustíveis, geralmente células de hidrogênio, em energia elétrica, através de uma reação química. O modelo em questão é composto por uma fonte de tensão DC, um inversor VSI com modulação PWM, que faz a interface DC-AC do conjunto, e um filtro LC conectando o inversor à rede.

Figura 15 – Modelo de célula a combustível



Fonte: BORGHETTI *et al* (2003).

3.2.4 Modelo de Gerador DFIG

A máquina DFIG (*Doubly-fed induction Generator*) ou máquina de indução duplamente alimentada consiste em uma máquina elétrica de indução com rotor bobinado, onde os enrolamentos do rotor e do estator são ligados à rede de distribuição (Trujillo, 2017).

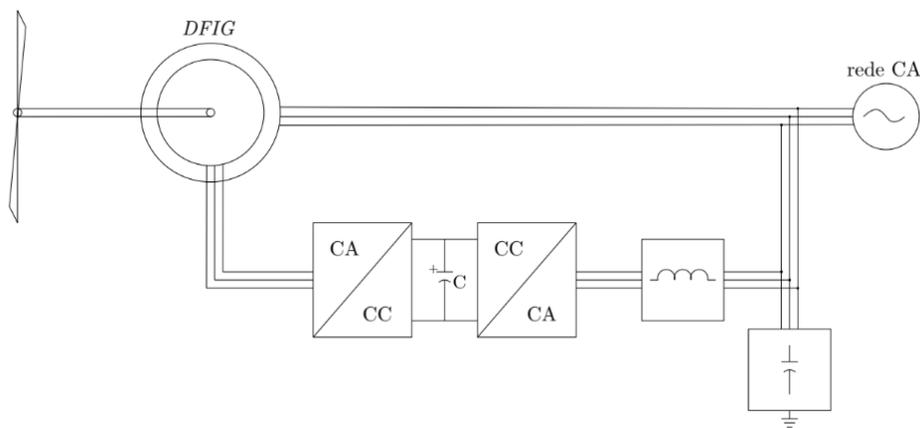
É popularmente utilizada em sistemas de geração eólica, onde é acompanhada por uma interface de eletrônica de potência que controla as correntes no rotor para possibilitar a variação da velocidade necessária para obter a máxima eficiência em ventos variáveis.

O controle do DFIG se baseia no uso de um conversor de frequência bidirecional constituído por dois conversores de tensão VSC (*Voltage Source Converter*), acoplados via um elo CC-CC (Trujillo, 2017). Um dos conversores conecta o rotor ao barramento CC e é

chamado de Conversor do Lado da Máquina, enquanto o outro conecta o barramento CC à rede, e é chamado de Conversor do Lado da Rede (Tavares, 2003). Ambos os conversores VSCs fornecem correntes de amplitude, fase e frequência controladas para a rede e o rotor. O estator é conectado diretamente na rede (Trujillo, 2017). Na estrutura do DFIG o circuito do estator é conectado diretamente à rede.

A Figura 16 mostra o esquema de conexão típico de uma máquina DFIG à rede, com os conversores e o elo CC-CC mencionados.

Figura 16 - Modelo de máquina DFIG conectada à rede



Fonte: TAVARES (2003).

3.3 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DOS INVERSORES

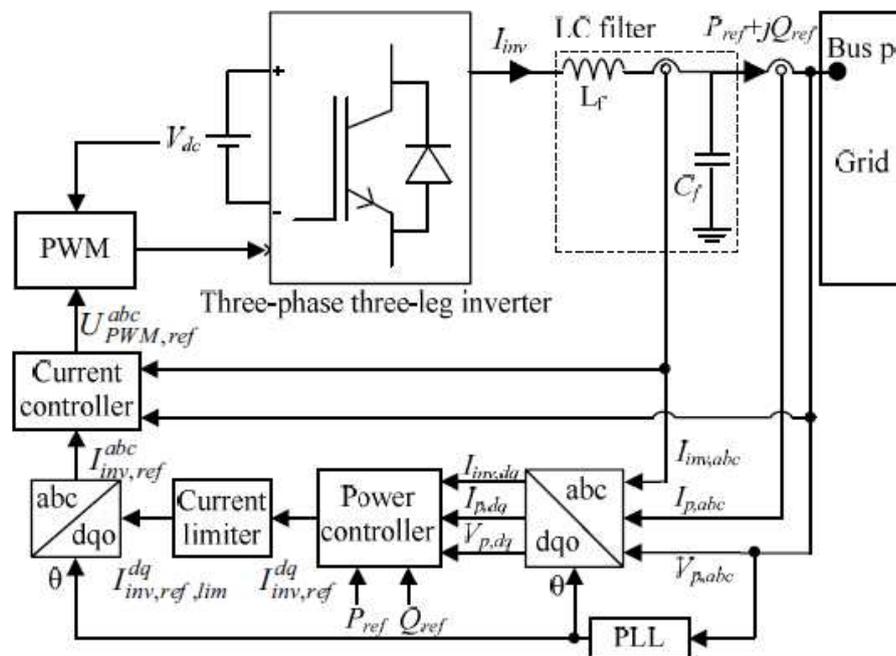
O comportamento de um inversor durante um curto-circuito, isto é, sua resposta de falta, é fortemente dependente da estratégia de controle utilizada para fazer sua conexão ao sistema elétrico (Plet et al, 2010). De forma geral, existem duas formas de controle de geradores baseados em inversores que são mais amplamente utilizadas: modo de controle de potência e modo de controle de tensão. A primeira é geralmente utilizada em situações de conexão dos inversores à rede elétrica, já a segunda é mais indicada para situações de ilhamento, onde o gerador baseado em inversor é a única fonte de tensão suprindo todas as cargas do sistema (Tu e Chaitusaney, 2012).

3.3.1 Modo Controle de Potência

Nesse modo, o sistema de controle atua sobre o inversor de forma a regular a potência complexa de saída em um determinado valor desejado.

A Figura 17 mostra a estrutura de um sistema de controle de um inversor trifásico conectado à rede, para o modo de controle de potência e implementado para o sistema de referência estacionário (Tu e Chaitusaney, 2012).

Figura 17 – Sistema de controle de um IBDG no modo controle de potência



Fonte: TU e CHAITUSANEY (2012).

Nesse sistema de controle a potência complexa injetada na barra “p” é regulada para assumir um determinado valor desejado (S_{ref}), determinado pelos operadores.

O controle das potências ativa e reativa requer conhecimento do ângulo de fase da componente fundamental de sequência positiva da tensão da rede, isto é, necessita-se sincronizar o inversor com a rede em que ele será conectado, o que é feito através da utilização de um bloco PLL (*Phase Locked Loop*) (Plet et al, 2010).

O sistema opera da seguinte maneira: para um dado valor desejado de potência complexa temos que $S_{ref} = P_{ref} + jQ_{ref}$. O controlador utiliza como entrada os valores de P_{ref} e Q_{ref} , além dos valores da tensão e corrente de saída na barra p ($V_{p,abc}$ e $I_{p,abc}$) e o valor da corrente de saída do inversor ($I_{inv,abc}$).

O valor da tensão de saída ($V_{p,abc}$) e das correntes ($I_{p,abc}$) e ($I_{inv,abc}$) são convertidos para o sistema de referência síncrono, ou seja, transformados de coordenadas abc para coordenadas dq0. Com a tensão de saída no referencial síncrono ($V_{p,dq}$) juntamente com os valores de P_{ref} e Q_{ref} , determina-se a corrente de saída de referência, também no referencial síncrono, através da equação (1) (Tu e Chaitusaney, 2012).

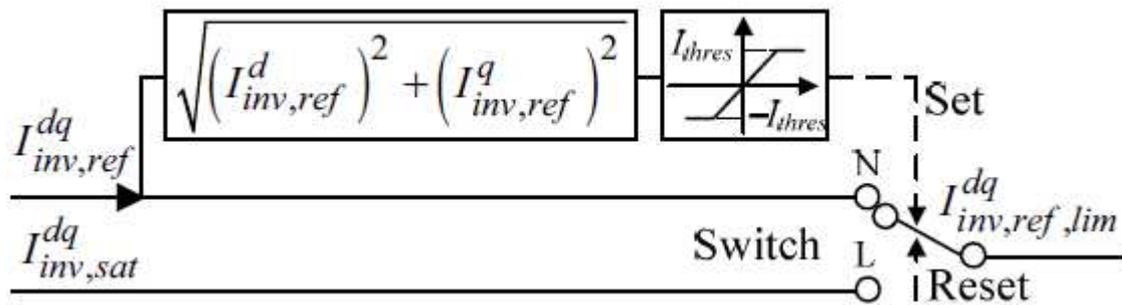
$$\begin{bmatrix} I_{p,ref}^d \\ I_{p,ref}^q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \frac{1}{(V_p^d)^2 + (V_p^q)^2} \begin{bmatrix} V_p^d & V_p^q \\ V_p^q & -V_p^d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Com os valores obtidos na equação (9), juntamente com ($I_{p,dq}$) e ($I_{inv,dq}$), obtém-se a corrente de referência do inversor ($I_{inv,ref}^{dq}$), através da equação (2). Essa corrente atua como sinal de saída do bloco controlador de potência (Tu e Chaitusaney, 2012).

$$\begin{bmatrix} I_{inv,ref}^d \\ I_{inv,ref}^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{p,ref}^d \\ I_{p,ref}^q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{inv}^d \\ I_{inv}^q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_p^d \\ I_p^q \end{bmatrix} \quad (2)$$

O bloco limitador de corrente é utilizado por conta da característica comum dos inversores de serem sensíveis ao sobreaquecimento, o que decorre da baixa inércia térmica das chaves eletrônicas utilizadas na sua construção (Plet et al, 2010). Por conta disso, os inversores são tipicamente projetados para suprirem uma corrente máxima de apenas duas vezes o valor da sua corrente nominal. Assim, é comum que se implemente um bloco limitador de corrente, como aquele mostrado na Figura 18. Nesse bloco, quando algum componente da corrente $I_{inv,ref}^{dq}$ atinge o valor limite I_{tresh} a chave é comutada da posição “N” para a posição “L” pelo sinal “Set/Reset”, e o limitador passa a fornecer a corrente de saturação $I_{inv,sat}^{dq}$ (Tu e Chaitusaney, 2012).

Figura 18 – Bloco limitador de corrente para o modo controle de potência

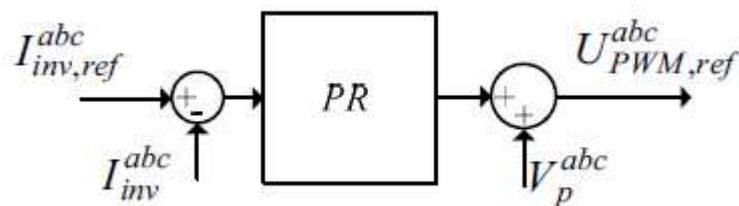


Fonte: TU e CHAITUSANEY (2012).

O bloco de controle de corrente opera no sistema de referência natural (*Natural Reference Frame*), dessa forma, o valor de $I_{inv,ref}^{dq}$ que sai do bloco limitador de corrente é convertido de volta para coordenadas abc. Apesar de facilitar o entendimento e a implementação, o sistema de referência natural possui baixa performance quando são utilizados controladores PI. Para se diminuir o erro de estado estacionário são utilizados compensadores do tipo PR (Proporcional-Ressonante).

Por fim, a tensão $V_{p,abc}$ é somada à saída do compensador PR para minimizar os distúrbios provenientes de variações na tensão da rede (Plet et al, 2010) e gerar a tensão de referência do bloco PWM, o qual controla os sinais de comutação do inversor para produzir a potência complexa desejada na saída. A estrutura do bloco controlador de corrente é mostrado na Figura 19.

Figura 19 – Bloco controlador de corrente para o modo controle de potência



Fonte: TU e CHAITUSANEY (2012).

O filtro LC de saída é utilizado para filtrar os componentes indesejados de frequência do espectro da corrente de saída, apesar de sua inclusão tornar um pouco mais complicado o projeto e o ajuste dos parâmetros do controlador (Tu e Chaitusaney, 2012).

Para o sistema de controle apresentado o gerador baseado em inversor pode ser representado como uma fonte PQ. No caso de ocorrência de uma falta na rede as tensões do

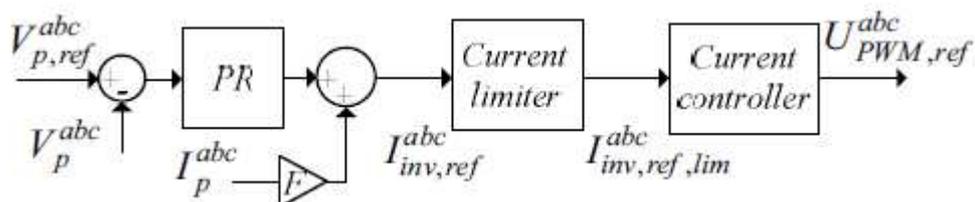
sistema se alteram, inclusive na barra p onde o inversor está conectado. O inversor, configurado para o modo controle de potência, tentará manter a potência injetada na barra p, o que faz com que as correntes fornecidas pelo IBDG durante a falta também se alterem em função da alteração na tensão da rede. O valor da corrente $I_{inv,ref}$ em função das potências de referência e da tensão na barra p (V_p) é dado pela equação (3) (Tu e Chaitusaney, 2012).

$$I_{inv,ref} = \frac{P_{ref} - jQ_{ref}}{\sqrt{3}V_p^*} + j\omega C_f \frac{V_p}{\sqrt{3}} \quad (3)$$

3.3.2 Modo Controle de Tensão

O modo controle de tensão é utilizado geralmente em inversores operando em situação de ilha (*islanding operation*), ou seja, situações onde o inversor é a única fonte de tensão disponível em uma rede. Nesse caso, a prioridade se torna fazer com que o gerador baseado em inversor forneça tensão (magnitude e frequência) estável para o sistema, ou seja que ele funcione como uma fonte de tensão. Para isso implementa-se um sistema de controle onde a tensão de saída é mantida constante, em magnitude e fase (Tu e Chaitusaney, 2012). Uma opção de sistema de controle desenvolvido para o modo controle de tensão é mostrada na Figura 20.

Figura 20 – Sistema de controle para o modo controle de tensão.



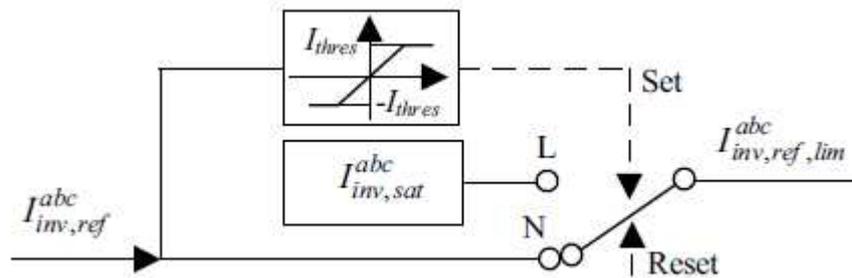
Fonte: TU e CHAITUSANEY (2012).

A estrutura de controle é aplicada sobre o mesmo inversor mostrado para o caso controle de potência. Os parâmetros envolvidos também são os mesmos do caso anterior. Contudo, nesse caso, diferente do primeiro, o controle é feito diretamente no sistema de referência natural, não necessitando converter os parâmetros para coordenadas dq0.

A maioria das entradas do controlador são as mesmas do caso controle de potência ($V_{p,abc}$, $I_{p,abc}$ e $I_{inv,abc}$), mas no lugar da potência complexa inclui-se a tensão de referência desejada na barra p ($V_{p,abc,ref}$). A saída do controlador é a mesma tensão de referência já vista, aplicada ao bloco PWM. A corrente de saída aplicada na barra p ($I_{p,abc}$) é usada para realimentar o controlador de corrente através de um fator F (onde $0 \leq F \leq 1$), de modo a melhorar a performance dinâmica e a estabilidade do inversor (Tu e Chaitusaney, 2012).

O bloco controlador de corrente se mantém o mesmo do caso anterior, já a estrutura do limitador de corrente é levemente alterada, não necessitando nenhuma transformação nos parâmetros de entrada, como mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Bloco limitador de corrente para o modo controle de tensão.



Fonte: TU e CHAITUSANEY (2012).

Durante a ocorrência de uma falta o controlador atua individualmente em cada fase, por conta do controle no referencial natural. Desse modo a tensão se mantém no valor pré-definido nas fases saudáveis, mesmo durante a ocorrência de faltas desbalanceadas. Por outro lado, como a corrente instantânea em cada fase é limitada haverá o surgimento de formas de onda distorcidas no caso de ocorrência de grandes quedas de tensão devido à falta.

Para o modo controle de tensão muitos autores consideram a possibilidade de representar o inversor como uma fonte de corrente constante, obtendo resultados bem precisos para o caso em que o inversor é a única fonte de tensão do sistema. No entanto, essa representação não pode ser utilizada para o caso do inversor conectado à rede, onde se utiliza o modo controle de potência (Tu e Chaitusaney, 2012).

4 MODELAGEM DO SISTEMA

Neste capítulo será apresentado o estudo de caso proposto para analisar os impactos decorrentes da conexão de geradores distribuídos baseados em inversores em situações de curto-circuito. Serão apresentados o software e o modelo de sistema elétrico utilizados para realizar as simulações, bem como apresentadas as características e detalhamentos dos diferentes blocos componentes do sistema.

No capítulo subsequente serão descritos os diferentes cenários e aspectos a serem testados e, por fim, apresentados e analisados os resultados obtidos nas simulações.

4.1 SOFTWARE UTILIZADO

Para realizar as modelagens e simulações propostas neste trabalho e obter os dados e resultados esperados utiliza-se a ferramenta computacional MATLAB/Simulink.

O Simulink é uma ferramenta de simulação integrada ao software MATLAB, que permite modelar, simular e analisar sistemas dinâmicos. Dessa forma ele permite projetar e testar uma grande variedade de sistemas, tais como sistemas elétricos, sistemas de controle, sistemas de processamento de sinais, sistemas de comunicação, entre outros.

Diferente do MATLAB, que se constitui em uma ferramenta de cálculo que opera através de linhas de comandos, o Simulink utiliza uma interface gráfica, em que os modelos são criados sob a forma de diagramas de blocos, que podem ser obtidos da própria biblioteca do programa ou criados de forma personalizada, facilitando a iteratividade e a interface com o usuário. Mas as duas ferramentas são interligadas e geralmente utilizadas em conjunto, permitindo inclusive que os modelos utilizados no Simulink sejam desenvolvidos através de linhas de comando no MATLAB (Coelho e Pinho, 2015).

4.2 MODELO DE SISTEMA UTILIZADO

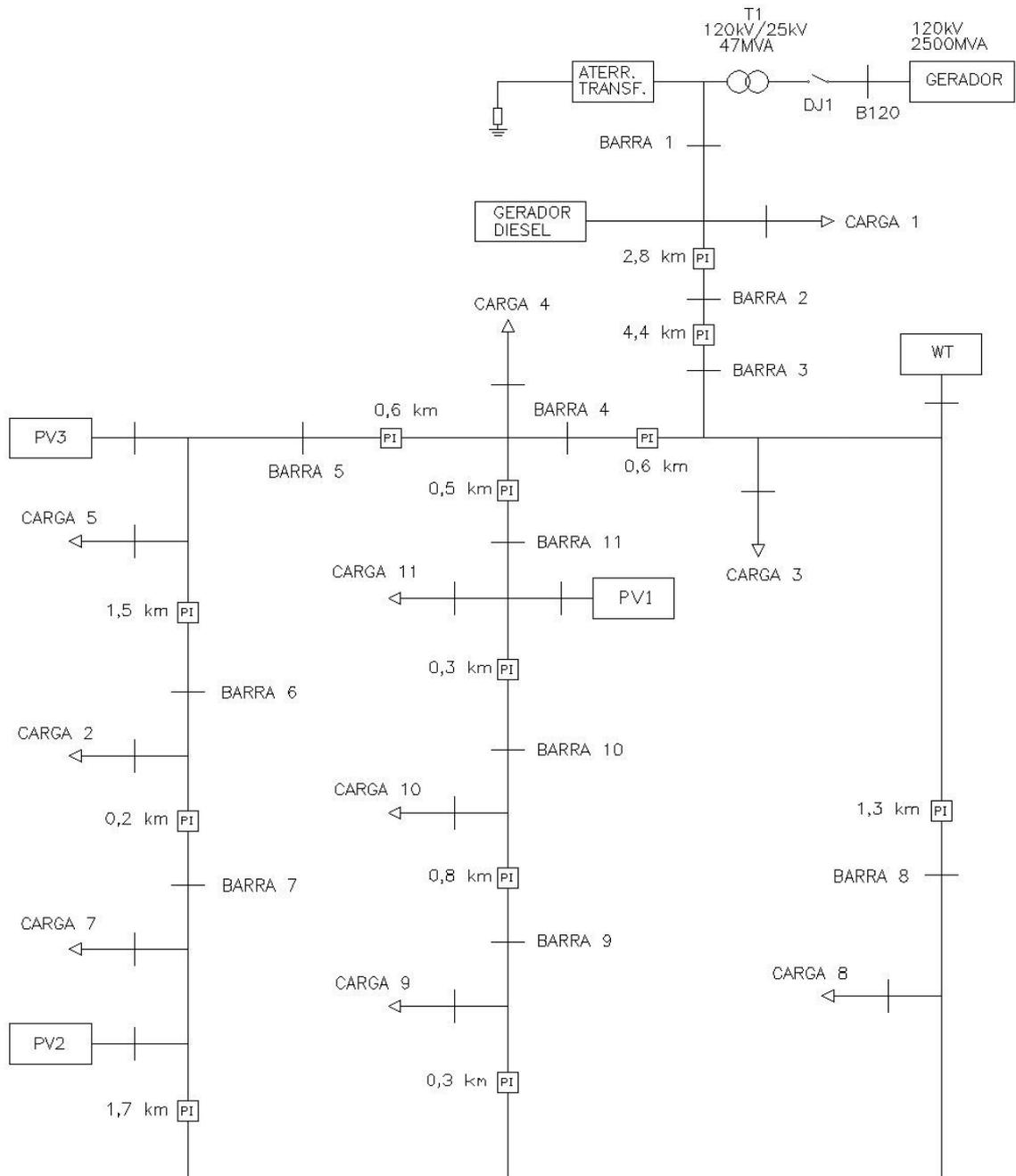
Existe hoje uma série de modelos de referência desenvolvidos para simular e analisar sistemas elétricos de potência. Estes modelos foram criados ao longo do tempo com o intuito de padronizar os testes e avaliações de desempenho de sistemas e possibilitar a comparação justa do desempenho entre diversos métodos de proteção e controle. Alguns dos modelos mais utilizados por acadêmicos e profissionais do mundo todo são os modelos de referência criados

pelo CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*). Os modelos desenvolvidos pelo CIGRÉ são reconhecidos em todo o mundo e se constituem como uma ferramenta de grande importância no auxílio de estudos envolvendo sistemas elétricos de potência em geral, fornecendo modelos de sistemas com possibilidade de análise das condições operativas no domínio do tempo a partir de softwares de análises dinâmica, como ATP, PSCAD, MATLAB/SIMULINK, entre outros.

O modelo de sistema utilizado neste trabalho foi desenvolvido e disponibilizado por Vitor Fernando Couto e foi adaptado a partir do modelo de referência *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, desenvolvido pela CIGRE Task Force C6.04.02 com vista a estabelecer uma base comum para testes envolvendo a integração de recursos energéticos distribuídos, facilitando a análise e abordando de forma abrangente diferentes tecnologias de recursos de geração distribuída em níveis de alta, média e baixa tensão, no grau desejado de detalhe (CIGRE, 2014).

Uma topologia simplificada do sistema elétrico teste utilizado para as simulações neste trabalho é apresentada a seguir na Figura 22.

Figura 22 - Topologia do sistema utilizado nas simulações



Fonte: Elaboração Própria com base no sistema de referência.

As principais características do sistema utilizado são elencadas a seguir:

- Sistema de distribuição com tensão nominal de 25 kV;
- O transformador da subestação é de 120 kV / 25 kV com secundário em estrela aterrado e potência nominal de 47 MVA;
- A conexão do sistema ao alimentador pode ser controlada através do disjuntor DJ1, ou seja, o sistema permite operar em situação de “ilhamento”.
- O sistema é constituído por 11 barras;
- Possui 10 cargas trifásicas distribuídas ao longo da rede;
- Possui 3 unidades de geração fotovoltaica distribuídas ao longo do sistema, cada uma com potência nominal de 100 kW;
- Possui 1 unidade de geração eólica conectada ao sistema com capacidade instalada de 9 MW;
- Possui 1 unidade de gerador diesel conectada ao sistema.

4.3 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Cada um dos blocos componentes do sistema foi modelado com base nos parâmetros e referências disponibilizados pelo CIGRÉ. A tensão de referência original, de 20kV/50Hz, foi adaptada para 25kV/60Hz, por motivos de compatibilidade com os modelos do MATLAB. A modelagem utiliza vários blocos próprios para a simulação de sistemas de energia disponíveis na biblioteca do Simulink, inserindo-se os parâmetros pertinentes em cada um deles. Os princípios de modelagem e as principais características e parâmetros de cada um dos blocos componentes do sistema são mostrados a seguir:

4.3.1 Geradores

O sistema conta com dois blocos geradores, um representando a geração principal em alta tensão (120 kV) que fornece energia para o sistema conectando-se com este através do transformador T1, e outro que representa um gerador diesel conectado à rede de média tensão (25 kV) através da barra 1.

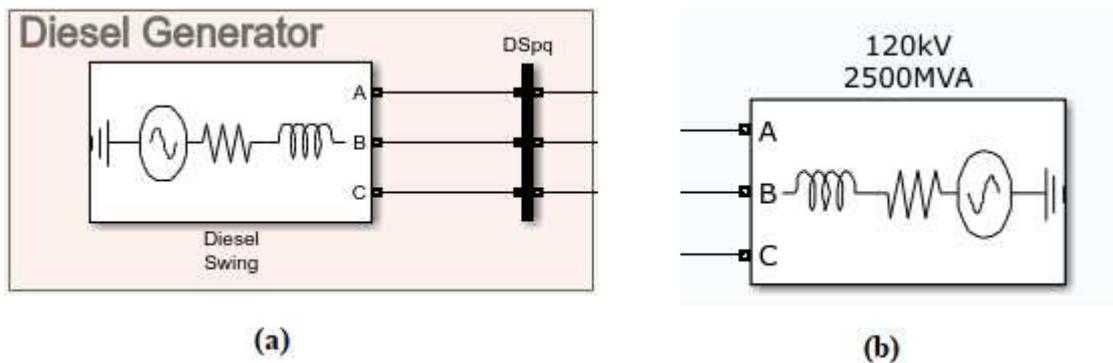
Para modelar os geradores se utilizou o bloco “*Three-Phase Source*” do simulink, o qual é implementado utilizando-se uma fonte de tensão trifásica em série com uma impedância RL. Os parâmetros dos dois geradores são indicados na Tabela 1 e uma representação dos blocos é mostrada na Figura 23 a seguir:

Tabela 1 – Parâmetros dos geradores

Parâmetro	Gerador Principal	Gerador Diesel
Tensão de fase	120 kV	25 kV
Ângulo da fase A	0°	0°
Potência	2500 MVA	100 MVA
Frequência	60 Hz	60 Hz
Resistência da fonte	0,8929 Ω	0,8929 Ω
Indutância da fonte	16,58 μH	16,58 μH
Razão X/R	7	7

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 23 – Blocos gerador diesel (a) e gerador principal (b)



Fonte: Retirado do Simulink. Elaboração Própria.

4.3.2 Transformador

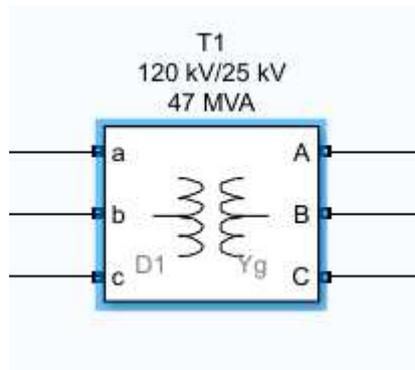
O sistema conta com um transformador (T1) que faz o papel de um transformador de uma subestação abaixadora, através do qual a tensão da rede de transmissão (125 kV) é rebaixada para o nível da rede de distribuição em MT (25 kV). Para modelar o transformador T1 da subestação utilizou-se o bloco “*Three-Phase-Transformer*” da biblioteca do simulink, que implementa um transformador trifásico através da combinação de três transformadores monofásicos. Os parâmetros do bloco T1 são mostrados na Tabela 2 e uma ilustração do bloco é mostrado na Figura 24 a seguir:

Tabela 2 – Parâmetros do transformador

Parâmetro	Transformador trifásico T1
Potência nominal	47 MVA
Frequência	60 Hz
Tensão primário / Tensão secundário	120 kV / 25 kV
Resistência primário / Resistência secundário	0,0026 pu / 0,0026 pu
Indutância primário / Indutância secundário	0,08 pu / 0,08 pu
Resistência de magnetização R_m	500 pu
Indutância de magnetização L_m	500 pu
Conexão enrolamento primário (terminais ABC)	Y- aterrado
Conexão enrolamento secundário (terminais abc)	Delta

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 24 – Bloco transformador trifásico



Fonte: Retirado do Simulink. Elaboração Própria.

4.3.3 Transformador de Aterramento

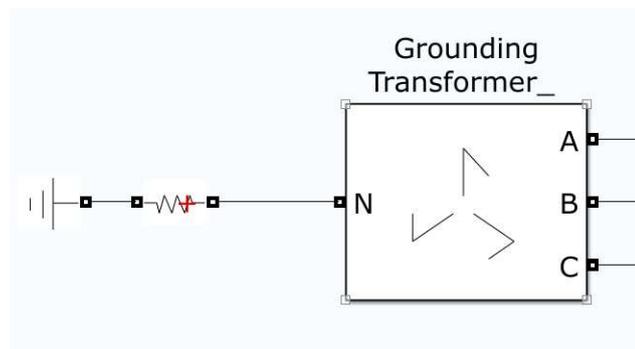
O sistema também conta com um bloco denominado “Transformador de Aterramento”, o qual implementa um transformador usado para prover um neutro dentro do sistema trifásico. O transformador consiste de três transformadores de dois enrolamentos conectados em zigue-zague. Nesse sistema o neutro do transformador de aterramento é conectado à terra através de um resistor de 3,3 ohms. Os parâmetros do bloco são mostrados na Tabela 3 e uma ilustração do bloco é mostrado na Figura 25

Tabela 3 – Parâmetros do transformador de aterramento

Parâmetro	Transformador de Aterramento
Potência nominal	100 MVA
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	25 kV
Resistência de sequência zero	0,025 pu
Reatância de sequência zero	0,75 pu
Resistência de magnetização	500 pu
Reatância de magnetização	500 pu

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 25 – Bloco transformador de aterramento

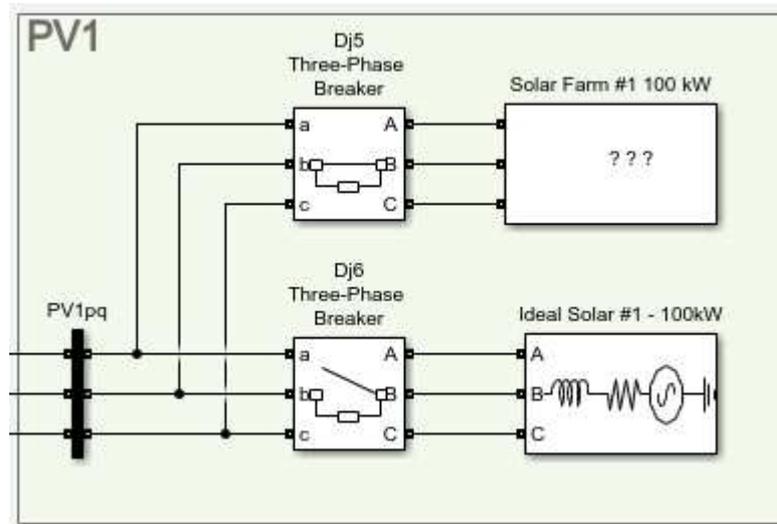


Fonte: Retirado do Simulink. Elaboração Própria.

4.3.4 Unidades Fotovoltaicas

O sistema conta com três unidades de GD fotovoltaicas (PV1, PV2 e PV3), conectadas em pontos diferentes e que fazem o papel dos geradores baseados em inversores conectados ao sistema. Cada unidade fotovoltaica é composta por outros sub-blocos como mostrado na Figura 26: um bloco representando o gerador baseado em inversor de forma detalhada (*Solar Farm*) e um bloco representando um gerador solar simplificado, sem as características proporcionadas pela interface de eletrônica de potência (*Ideal Solar*), ambos com capacidade de 100 kW. Além desses blocos cada unidade conta com dois disjuntores (*Three Phase Breaker*) para realizar a comutação entre uma fonte ou outra.

Figura 26 – Bloco unidade fotovoltaica



Fonte: Retirado do Simulink. Elaboração Própria.

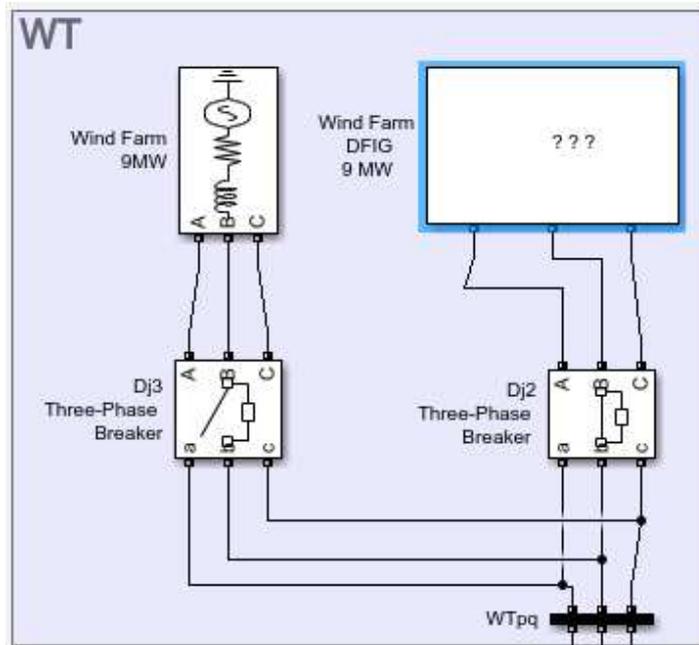
O bloco “*Solar Farm*”, que atua como um IBDG pode ser aberto em outros blocos que revelam a sua estrutura interna. A estrutura do bloco é mostrada no Anexo A.

Internamente, o bloco é formado por uma rede de módulos fotovoltaicos, que atua como fonte primária DC, um controlador MPPT baseado em técnicas de condutância incremental e regulador integral, uma estrutura que atua como conversor *boost* implementado com transistor IGBT, um bloco VSC (*Voltage Source Converter*) trifásico de três níveis, que atua como inversor, um bloco VSC Control e uma malha de controle atuando sobre o inversor e uma estrutura elevadora de tensão que eleva a tensão de saída do inversor para que seja compatível com a tensão da rede (MathWorks, 2021).

4.3.5 Unidade Eólica

O sistema também conta com uma unidade de GD eólica (WT) de 9 MW (6 turbinas eólicas de 1,5 MW cada) conectada à rede e que, assim como o caso anterior é composta por outros sub-blocos. A estrutura se assemelha à das unidades fotovoltaicas, como ilustrado na Figura 27, possuindo um bloco que representa um gerador eólico simplificado (*Wind Farm*), um outro bloco (*Wind Farm DFIG*) que representa um gerador eólico detalhado, com passo de velocidade controlado baseado em um sistema DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*) e por fim dois disjuntores para fazer a comutação entre os geradores.

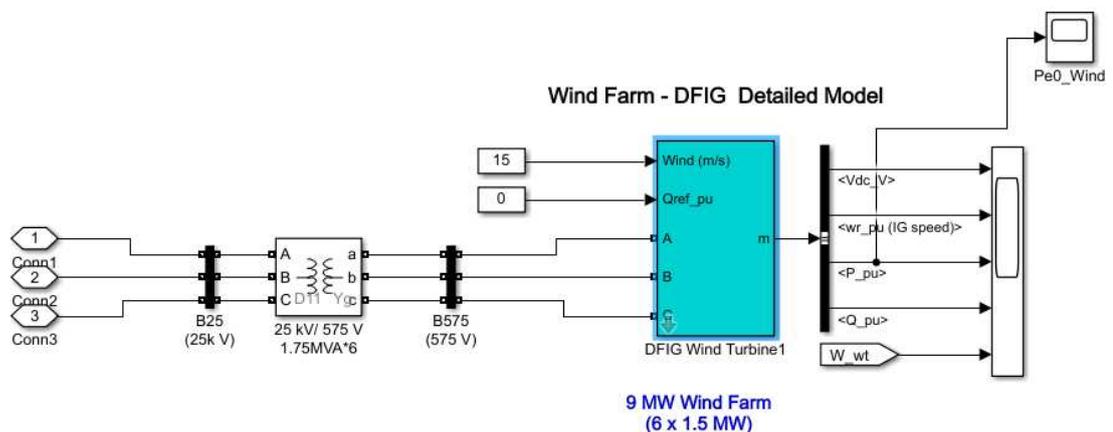
Figura 27 - Bloco unidade eólica



Fonte: Retirado do Simulink. Elaboração Própria.

A estrutura interna do bloco “*Wind Farm DFIG*” é mostrada na Figura 28. Observando a estrutura interna podemos observar que o bloco inclui um transformador para conectá-lo à rede, entradas que permitem selecionar a velocidade do vento que é aplicada e a potência reativa de referência, e também um sub-bloco denominado “*DFIG Wind Turbine1*” o qual implementa efetivamente o gerador eólico DFIG (Gerador de Indução Duplamente Alimentado), incluindo em sua estrutura os conversores eletrônicos. A estrutura do bloco “*DFIG Wind Turbine1*” é mostrada no Anexo B (Mathworks, 2021).

Figura 28 – Bloco gerador eólico baseado em DFIG



Fonte: MATHWORKS, 2021

4.3.6 Cargas

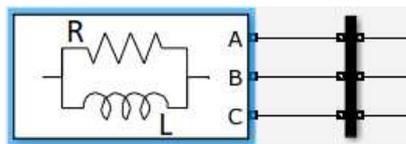
O sistema possui 10 cargas trifásicas distribuídas ao longo da rede. Todas são modeladas a partir do bloco “*Three-Phase Parallel RLC Load*” do simulink, que implementa uma carga trifásica com carga RLC em paralelo. A potência reativa capacitiva (Q_C) é nula em todas as cargas. Uma ilustração do bloco com parâmetros comuns à todas as cargas é mostrada na Figura 29 e os valores de potência ativa e reativa de cada uma das cargas do sistema são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros das cargas do sistema

Carga	Potência Ativa (P)	Potência Reativa Indutiva (Q_L)
Carga 1	10 MW	1,5 Mvar
Carga 2	548 kW	137 kvar
Carga 3	499 kW	209 kvar
Carga 4	431 kW	108 kvar
Carga 5	727 kW	182 kvar
Carga 7	76 kW	47 kvar
Carga 8	587 kW	147 kvar
Carga 9	574 kW	355 kvar
Carga 10	543 kW	161 kvar
Carga 11	330 kW	83 kvar

Fonte: Elaboração Própria.

Figura 29 – Bloco carga RLC paralelo



Tensão nominal: 25 kV

freq. nominal: 60 Hz

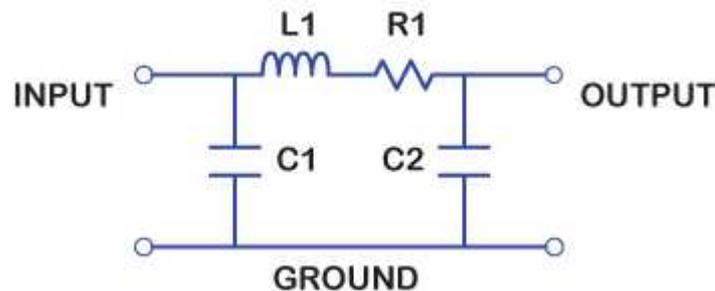
Configuração: delta

Fonte: Retirado do Simulink. Elaboração Própria.

4.3.7 Linhas de Distribuição

O sistema ainda conta com 12 blocos que representam trechos das linhas do sistema, sendo modelados através do bloco “*Three Phase PI Section Line*”. Esse bloco implementa uma linha de transmissão trifásica em modelo π (PI), com uma impedância RL série entre os terminais de entrada e saída e duas capacitâncias shunt em paralelo, uma em cada terminal, como ilustrado na Figura 30. Cada trecho de linha do sistema tem o seu comprimento indicado na topologia da Figura 22, enquanto que os valores de resistência, indutância e capacitância por quilômetro são comuns a todos os trechos e indicados na Tabela 5.

Figura 30 – Modelo de linha de transmissão PI



Fonte: http://www.sigcon.com/Pubs/news/3_18.htm

Tabela 5 – Parâmetros das linhas do sistema

Parâmetro	Sequência positiva	Sequência zero
Resistência (ohms/km)	0,510	0,658
Indutância (H/km)	0,0012	0,0051
Capacitância (F/km)	$10,097 \times 10^{-9}$	$4,0744 \times 10^{-9}$

Fonte: Elaboração Própria.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

No capítulo anterior fez-se a apresentação do modelo de sistema elétrico utilizado para a realização das simulações de falta propostas, assim como de características e parâmetros de alguns dos seus componentes. A seguir serão introduzidas as situações de falta aplicadas ao sistema teste para a obtenção de dados referentes ao comportamento de curto-circuito do mesmo, em especial envolvendo geradores distribuídos baseados em inversores. Os dados obtidos serão apresentados e analisados, procurando avaliar a contribuição de falta dos geradores distribuídos e os impactos observáveis provenientes da sua conexão no sistema.

As simulações foram realizadas no Simulink, utilizando o bloco “*Three-Phase Fault*” (MathWorks, 2021), que permite simular um curto-circuito entre qualquer fase do sistema e a terra, e aplica-lo sobre o sistema teste utilizado em diferentes situações. Para todas as simulações de curto-circuito realizadas a resistência de falta considerada foi de 0,001 ohm, e a resistência do solo foi de 1 ohm. A falta ocorre no instante $t = 1s$ e as medidas são feitas até o instante $t = 2s$.

5.1 CENÁRIOS TESTADOS

Para avaliar o impacto da inserção de IBDGs no comportamento de falta do sistema julgou-se pertinente avaliar três cenários distintos: primeiro a resposta de curto-circuito do sistema sem a presença dos geradores distribuídos (cenário 1), a fim de se obterem valores de referência que pudessem ser utilizados como base de comparação para os demais resultados. Depois, considerou-se realizar as simulações com a presença de um IBDG conectado ao sistema (cenário 2), para avaliar a contribuição de falta de um gerador distribuído conectado individualmente, e por fim, realizaram-se as simulações com a presença de todos os geradores distribuídos disponíveis conectados ao sistema (cenário 3), para avaliar a contribuição de múltiplos geradores conectados e realizar uma comparação e avaliação dos resultados.

Em todos os cenários as faltas foram realizadas no mesmo ponto do sistema, na barra 3, para facilitar a comparação entre as diferentes situações. Os tipos de falta testados, em todos os cenários, foram: uma falta monofásica (fase-terra), pela razão de esse ser o tipo mais comum de falta, sendo responsável por cerca de 60% das ocorrências nas redes (Kindermann, 1997), e uma falta trifásica à terra, por ser um tipo de falta equilibrada e que atinge as três fases simultaneamente.

5.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS OBTIDOS

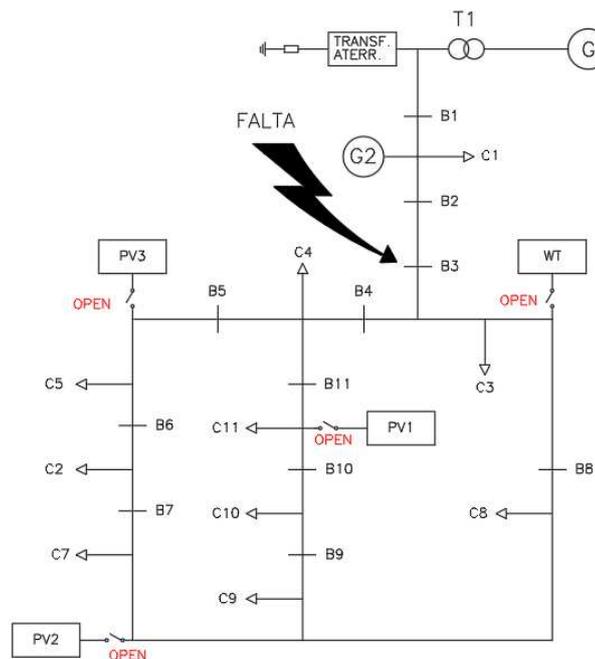
5.2.1 Simulações de Falta sem a Presença de GD

Para essa primeira situação, sem a presença de IBDGs no sistema realizou-se a desconexão dos geradores distribuídos presentes no mesmo através da abertura dos disjuntores que conectam os geradores ao sistema antes de rodar a simulação de falta. Assim, foram desconectadas as fontes fotovoltaicas (PV1, PV2 e PV3) e a fonte eólica (WT).

Foram considerados os seguintes cenários de falta: a ocorrência de curto-circuito dos tipos trifásico e fase-terra (falta na fase A), ocorrendo na barra 3. As medidas de tensão e corrente foram feitas para as três fases nas barras 1, 3 e 7. As medidas das correntes aqui indicadas são das correntes que “atravessam” as barras, que no software de simulação funcionam como um instrumento de medição, sem analisar o sentido das correntes no sistema.

Uma topologia simplificada do sistema indicando o local de ocorrência das faltas é mostrada na Figura 31. Neste cenário os disjuntores dos geradores distribuídos são mantidos abertos. O gerador principal é indicado pela letra “G”, as cargas do sistema são indicadas pela letra “C”, as barras pela letra “B”. O gerador diesel é indicado como “G2”.

Figura 31 – Topologia simplificada do sistema – Simulações sem GD



Fonte: Elaboração Própria.

Na simulação deste primeiro cenário, assim como nos demais, os dados obtidos no Simulink foram exportados para o *workspace* do Matlab, a partir do qual, através das ferramentas de plotagem de gráficos, foram obtidas as formas de onda das tensões e correntes para as três fases medidas nas barras 1, 3 e 7. A simulação foi feita para um curto-circuito monofásico na fase A e em seguida para um curto-circuito trifásico. Os resultados são mostrados nas Figura 32, Figura 33, Figura 34 e Figura 35. O curto-circuito ocorre no instante $t = 1s$, como pode ser notado ao observar as formas de onda obtidas.

Também foram obtidos, para cada uma das fases, os valores das correntes rms (valor eficaz) que passam em cada uma das 11 barras do sistema e para as seguintes situações: antes da ocorrência das faltas, pós-falta monofásica e pós-falta trifásica. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 6. Os valores rms foram obtidos através de medidas do próprio Simulink tomando os valores entre $t = 0$ e 1 segundo para a situação pré-falta e entre $t = 1,5$ e 2 segundos para as situações pós-falta (para evitar o período transitório).

Tabela 6 – Correntes rms nas barras do sistema – Cenário 1

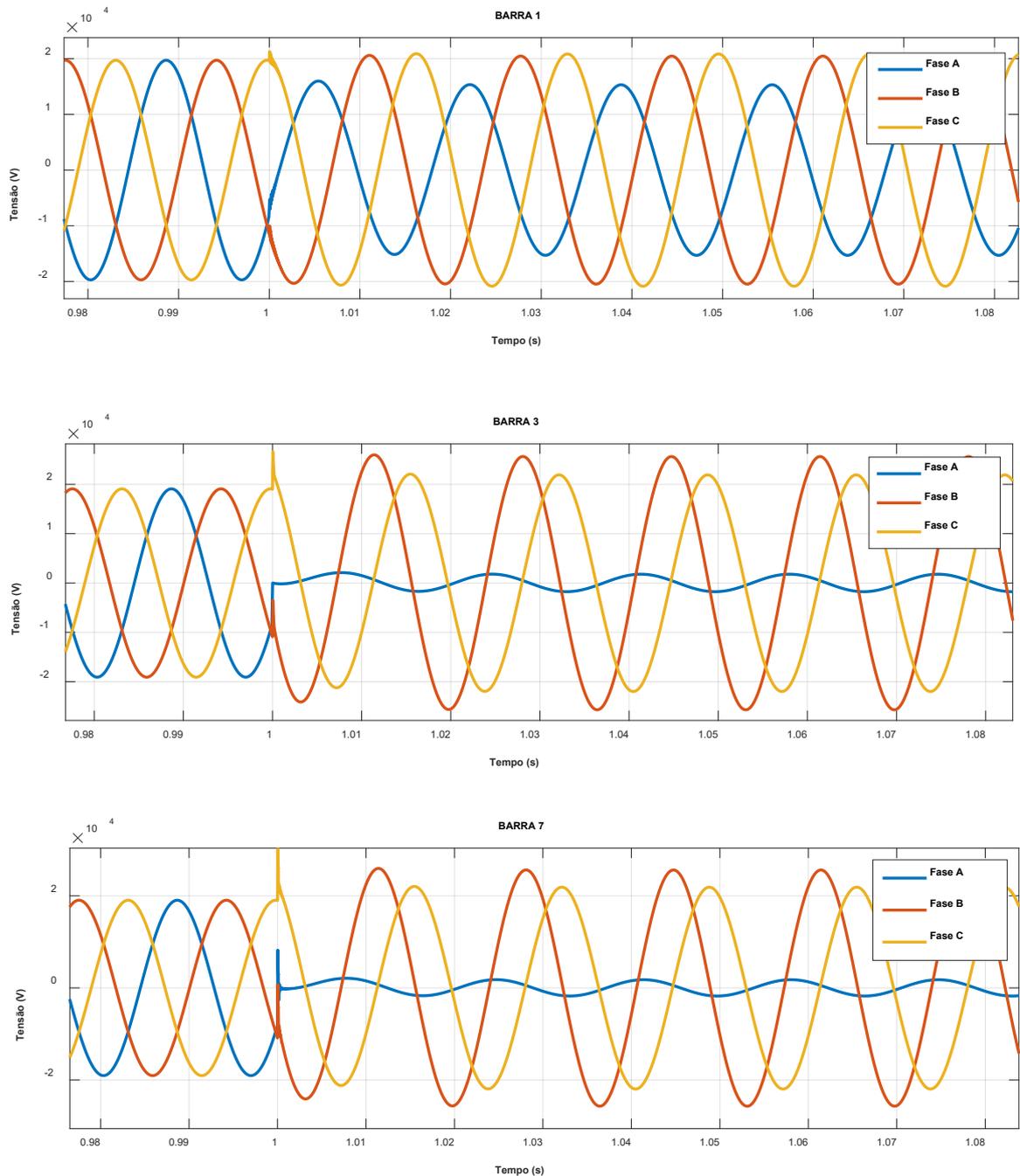
Barra	I _{RMS} PRÉ-FALTA (A)			I _{RMS} PÓS-FALTA MONOFÁSICA (A)			I _{RMS} PÓS-FALTA TRIFÁSICA (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	680,750	680,751	680,751	914,406	877,660	624,871	1632,216	1632,217	1632,216
2	97,933	97,933	97,932	1296,608	92,322	88,218	2230,629	2230,629	2230,629
3	98,005	98,004	98,004	1296,707	92,353	88,333	2230,667	2230,667	2230,666
4	53,191	53,191	53,191	33,601	50,120	47,944	17,409	15,735	1,676
5	23,078	23,078	23,078	14,569	21,753	20,805	7,015	6,328	0,690
6	6,950	6,950	6,950	4,392	6,547	6,270	2,576	2,324	0,254
7	5,306	5,306	5,306	3,349	4,990	4,784	0,627	0,576	0,058
8	33,143	33,143	33,143	20,954	31,226	29,879	11,874	10,735	1,140
9	1,779	1,779	1,779	1,153	1,678	1,615	1,799	1,627	0,174
10	13,287	13,287	13,287	11,984	12,513	8,423	0,539	5,119	5,658
11	20,574	20,574	20,574	18,548	19,380	13,003	0,730	6,939	7,667

Fonte: Elaboração Própria.

Para o cenário 1, com o sistema operando sem unidades de geração distribuída conectadas, podemos perceber que antes da falta as correntes nas barras do sistema se encontram bem equilibradas, possuindo valores eficazes praticamente iguais para as três fases, como se pode perceber ao se analisar a Tabela 6. Nas seções seguintes são apresentadas as formas de onda de tensão e corrente para o cenário 1 na ocorrência de faltas monofásica e trifásica, bem como a análise dos resultados obtidos.

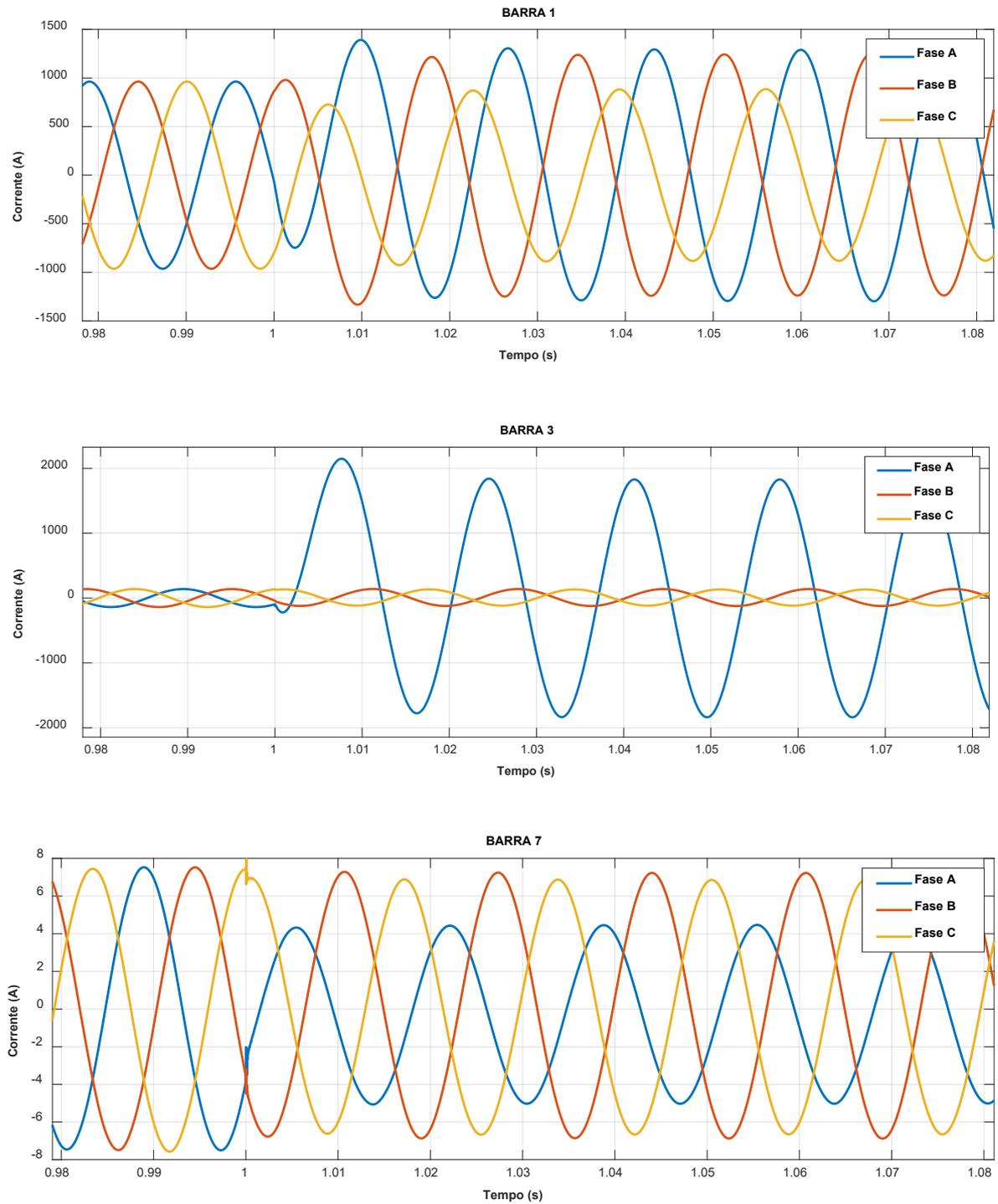
5.2.1.1 Curto-Circuito Monofásico

Figura 32 – Tensões – Simulação de curto-circuito monofásico sem a presença de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Figura 33 – Correntes – Simulação de curto-circuito monofásico sem a presença de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Podemos observar a resposta do sistema à falta monofásica através da análise das Figura 32 e Figura 33.

Ao analisar a Figura 32 podemos perceber que no momento da ocorrência da falta monofásica as tensões nas fases B e C sofrem um leve aumento, enquanto que a tensão na fase A decai (por conta do curto-circuito entre a fase A e a terra). Tanto os aumentos quanto o decaimento são menos perceptíveis na barra 1, já que esta se encontra mais próxima do gerador principal, e mais acentuados nas barras 3 e 7.

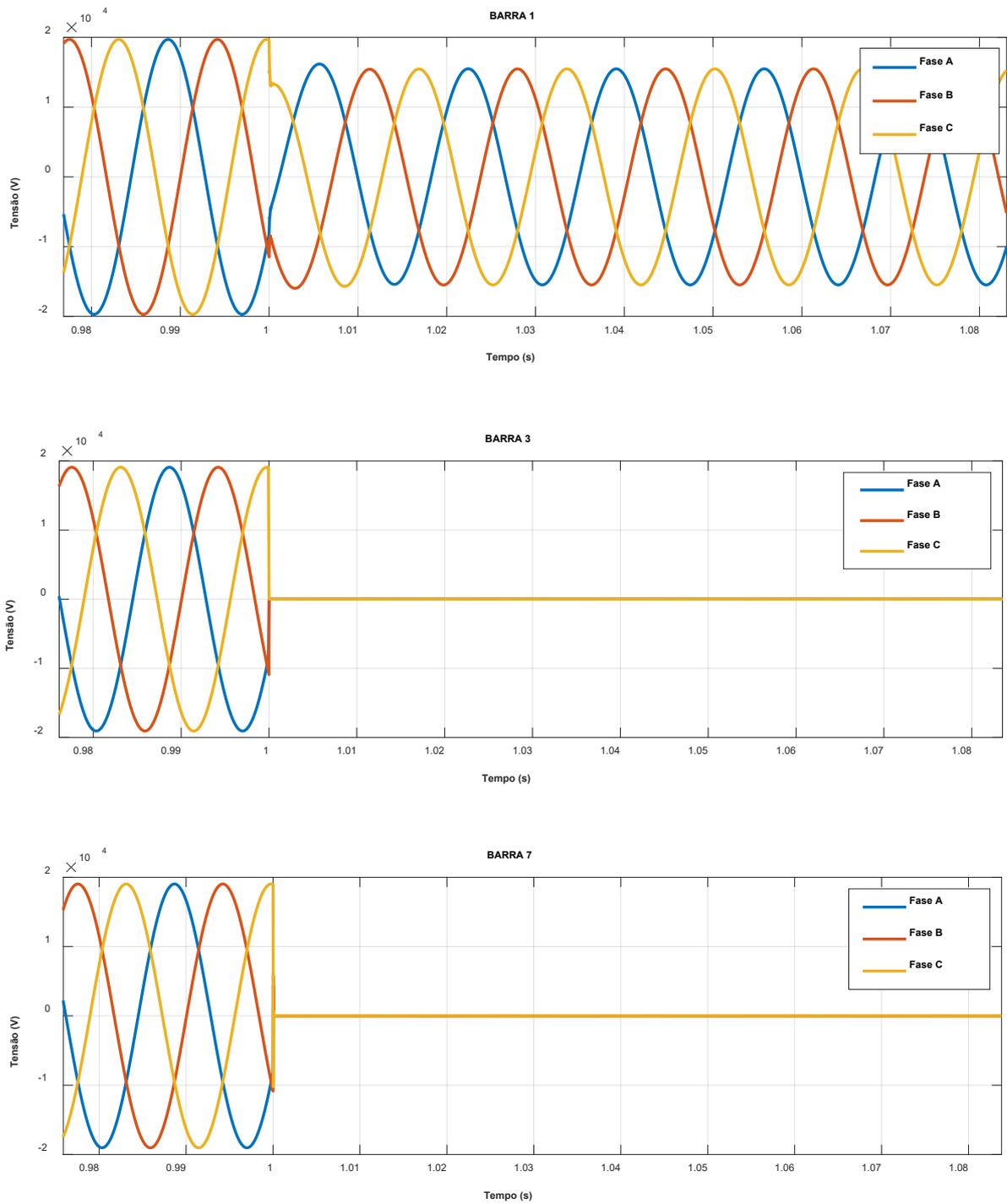
O comportamento das correntes pode ser observado na Figura 33. No momento da falta, a corrente na fase A da barra 3 sofre uma grande elevação, de cerca de 10 vezes seu valor anterior, o que era esperado já que o curto-circuito ocorre nesta barra entre a fase A e a terra. As correntes nas demais fases da barra 3 se mantêm sem variação significativa, também por conta do gerador principal ser modelado como um gerador ideal.

Na barra 1 percebe-se uma ligeira elevação das correntes nas fases A e B, enquanto que na fase C ela sofre um leve rebaixamento. Na barra 7 percebe-se um leve rebaixamento das correntes nas fases B e C, e um rebaixamento mais acentuado da corrente na fase A.

Observando-se esses comportamentos podemos avaliar como o sistema responde à falta monofásica sem nenhuma unidade de GD conectada e estabelecer uma base de comparação para os demais cenários.

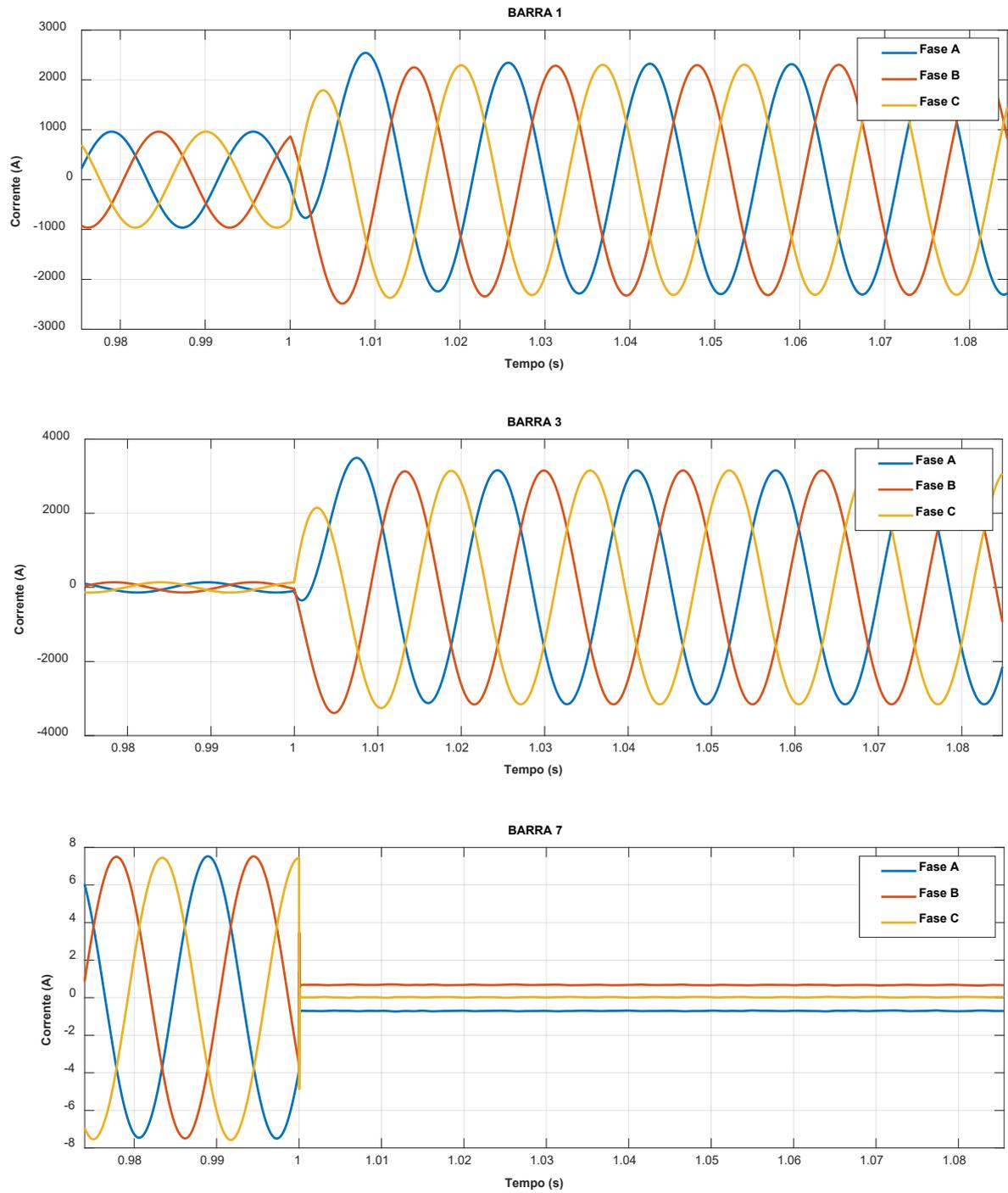
5.2.1.2 Curto-Circuito Trifásico

Figura 34 – Tensões – Simulação de curto-circuito trifásico sem a presença de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Figura 35 – Correntes – Simulação de curto-circito trifásico sem a presença de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

O comportamento do sistema após o curto-circuito trifásico pode ser observado nas Figura 34 e Figura 35. Após a falta trifásica nota-se que ocorre um rebaixamento nos níveis de tensão em todas as três barras analisadas, o qual se mostra equilibrado entre as fases, ou seja, o valor das tensões, apesar de sofrer um rebaixamento, se mantém praticamente iguais nas três fases após a falta. O rebaixamento é relativamente pequeno na barra 1, mas bem acentuado nas barras 3 e 7, onde o valor das tensões cai praticamente a zero, o que se explica pela proximidade com o local de ocorrência da falta trifásica, que coloca as três fases no mesmo potencial da terra.

Para as correntes, percebe-se uma elevação também equilibrada nas três fases das barras 1 e 3, sendo mais acentuada na barra 3, local de ocorrência da falta.

Na barra 7 as correntes nas três fases caem consideravelmente, o que se explica pelo fato de o sistema suprir corrente principalmente para o local da falta, enquanto que as barras mais distantes da falta e do gerador principal recebem correntes muito reduzidas. Isso também pode ser percebido ao analisar a Tabela 6, onde as correntes nas barras 1, 2 e 3 apresentam valores bem elevados, enquanto que nas demais fases os valores das correntes se apresentam bem reduzidos, em algumas barras próximas de zero.

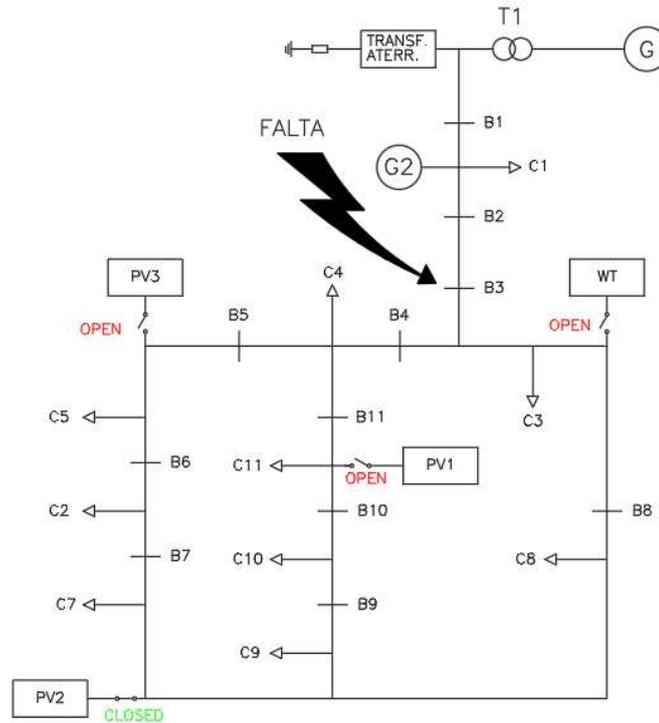
Na tabela 6 percebeu-se também um desequilíbrio ocorrendo entre as correntes pós-falta trifásica nas barras de número 4 a 11, o que se considerou uma inconsistência, mas não se conseguiu descobrir a razão deste desequilíbrio, que foi percebido também para os demais cenários.

5.2.2 Simulações de Falta com a Presença de GD (Uma Unidade)

Para essa segunda situação realizou-se a conexão ao sistema de um dos geradores distribuídos presentes no mesmo, para observar o impacto provocado pela conexão de uma única unidade de IBDG atuando individualmente. Escolheu-se conectar o gerador fotovoltaico PV2, por este estar conectado a uma das barras em análise nas simulações (barra 7). A conexão foi feita considerando o modelo de gerador detalhado, ou seja, através do bloco *Solar Farm*. Da mesma forma que no primeiro cenário foram consideradas as ocorrências de curto-circuitos dos tipos trifásico e monofásico à terra (falta na fase A), ocorrendo na barra 3 e com medidas nas barras 1, 3 e 7. Vale a mesma consideração feita no cenário 1 sobre a forma de medida das correntes.

Uma topologia simplificada do sistema indicando o local de ocorrência das faltas e os elementos conectados ao sistema para este cenário é mostrada na Figura 36.

Figura 36 – Topologia simplificada do sistema – Simulações com uma unidade de GD conectada



Fonte: Elaboração Própria.

Assim como no caso anterior foram obtidas para este cenário as formas de onda das tensões e correntes para as três fases medidas nas barras 1, 3 e 7. A simulação foi feita para um curto-circuito monofásico na fase A e em seguida para um curto-circuito trifásico. Os resultados são mostrados nas Figura 37, Figura 38, Figura 39 e Figura 40.

Também foram obtidos, para cada uma das fases, os valores das correntes rms (valor eficaz) que entram em cada uma das 11 barras do sistema e para as seguintes situações: antes da ocorrência das faltas, pós-falta monofásica e pós-falta trifásica. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 7. Os valores foram obtidos da mesma forma como foi descrita para o cenário 1.

Tabela 7 – Correntes rms nas barras do sistema – Cenário 2

Barra	I _{RMS} PRÉ-FALTA (A)			I _{RMS} PÓS-FALTA MONOFÁSICA (A)			I _{RMS} PÓS-FALTA TRIFÁSICA (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	681,910	681,896	681,913	926,373	890,279	618,166	1632,216	1632,217	1632,216
2	96,063	96,088	96,080	1311,966	78,537	105,717	2230,628	2230,628	2230,627
3	96,136	96,161	96,153	1312,064	78,618	105,826	2230,665	2230,665	2230,664
4	52,098	52,113	52,108	28,169	41,993	58,120	17,866	16,209	4,292
5	22,168	22,180	22,176	12,329	15,995	29,212	7,694	7,068	3,300
6	6,062	6,075	6,071	8,372	8,275	14,694	4,065	3,891	3,238
7	6,269	6,258	6,263	11,910	15,250	3,776	3,176	3,155	3,233
8	32,356	32,367	32,364	17,076	25,767	37,246	12,227	11,102	3,085
9	1,725	1,726	1,727	1,217	3,181	2,962	1,933	1,774	0,733
10	13,102	13,103	13,100	13,780	11,192	7,106	0,894	5,176	5,712
11	20,386	20,387	20,385	20,352	17,894	11,637	1,037	6,974	7,723

Fonte: Elaboração Própria.

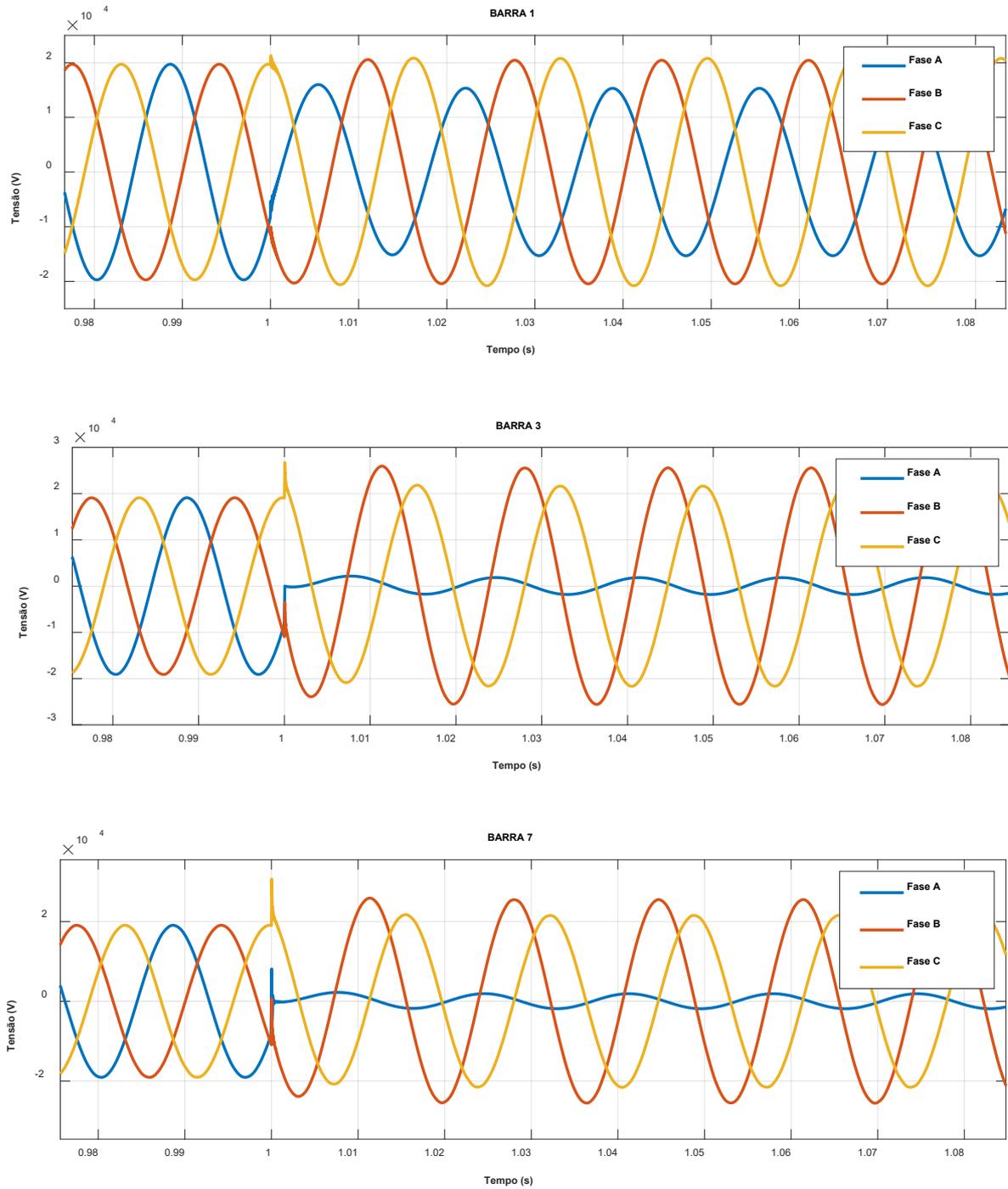
Analisando a Tabela 7 percebemos que, a partir da conexão do gerador distribuído no sistema, os valores das correntes em todas as barras passam a apresentar uma pequena variação de fase para fase. Isso pode ser entendido como um ligeiro desbalanceamento do sistema devido à influência do gerador distribuído, que pode ser causada por imperfeições na compatibilização das tensões fornecidas pelo gerador distribuído com as tensões da rede.

Podemos ver também que, assim como no cenário 1, após a falta trifásica, as correntes se elevam de maneira significativa nas barras 1, 2 e 3 e de forma praticamente igual nas três fases, enquanto que nas demais barras o valor das correntes é quase sempre reduzido, apresentando também certo desbalanceamento entre as fases, mais leve em algumas barras e mais acentuado em outras.

Nas seções seguintes são apresentadas as formas de onda de tensão e corrente para o cenário 2 na ocorrência de faltas monofásica e trifásica, bem como a análise dos resultados obtidos.

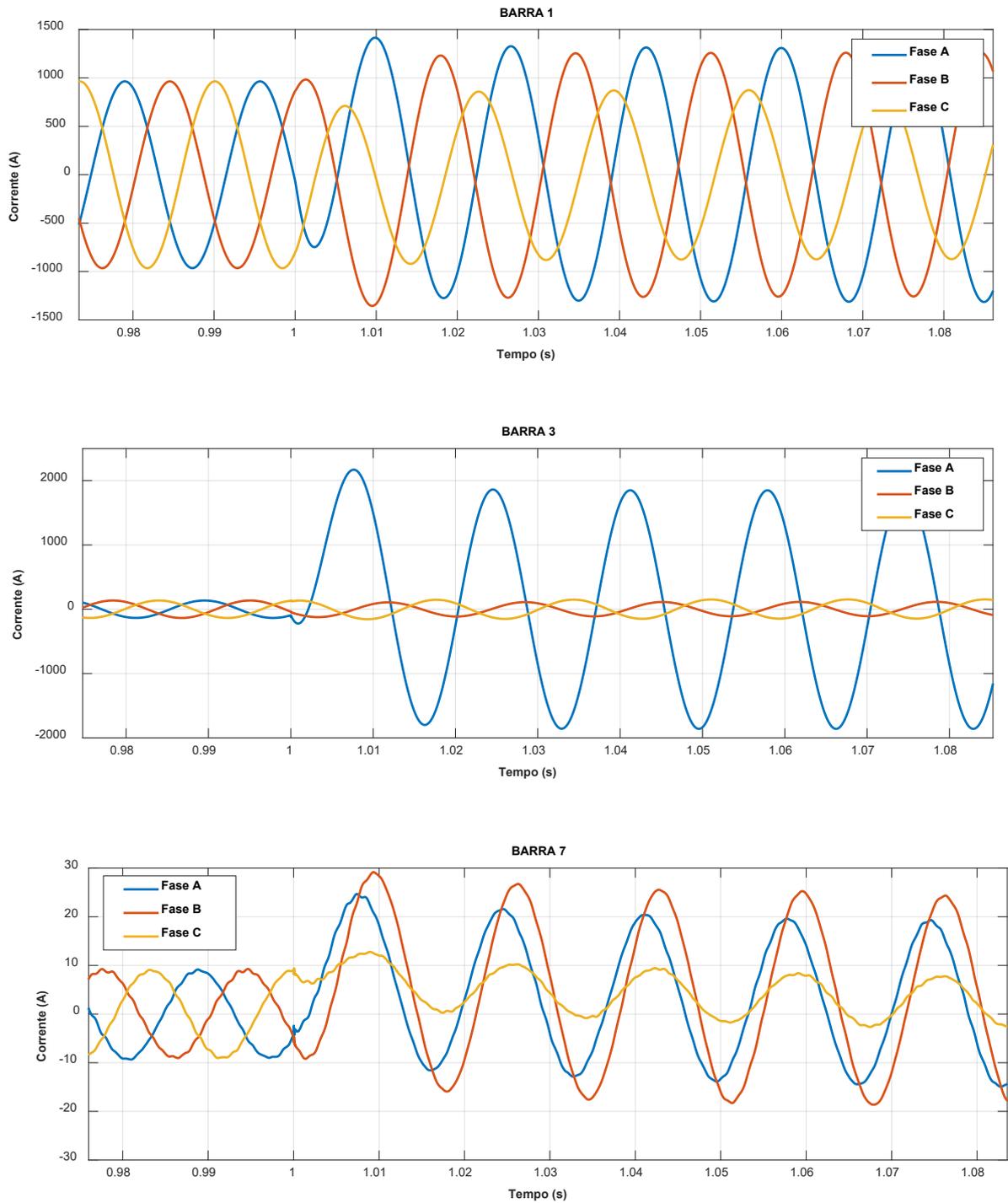
5.2.2.1 Curto-Circuito Monofásico

Figura 37 – Tensões – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de uma unidade de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Figura 38 – Correntes – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de uma unidade de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

As respostas do sistema à falta monofásica podem ser observadas nas Figura 37 e Figura 38. O comportamento das tensões nas três barras analisadas se assemelha ao observado para o cenário 1. As tensões nas fases B e C apresentam um leve aumento, mais tênue na barra 1 e um pouco mais acentuado nas barras 3 e 7, enquanto que as tensões na fase A sofrem um decaimento nas três barras, também mais tênue na barra 1 e mais acentuado nas barras 3 e 7.

Para o comportamento das correntes nota-se algumas diferenças do observado no cenário 1. Nas barras 1 e 3 o comportamento ainda é muito semelhante ao do primeiro cenário, com uma elevação significativa da corrente na fase A da barra 3 e com uma ligeira elevação das correntes nas fases A e B da barra 1.

Mas para a barra 7 a resposta das correntes à falta se mostra bem diferente, sendo observada uma elevação relativamente alta das correntes nas fases A e B, que passam a apresentar uma magnitude de duas a três vezes o valor anterior à falta.

Já na fase C a corrente passa a apresentar uma magnitude menor à que possuía antes da falta, porém com um deslocamento do sinal para cima, o que indica a adição de um certo nível DC sobre a corrente na fase C, nível DC este que parece decair exponencialmente com o tempo.

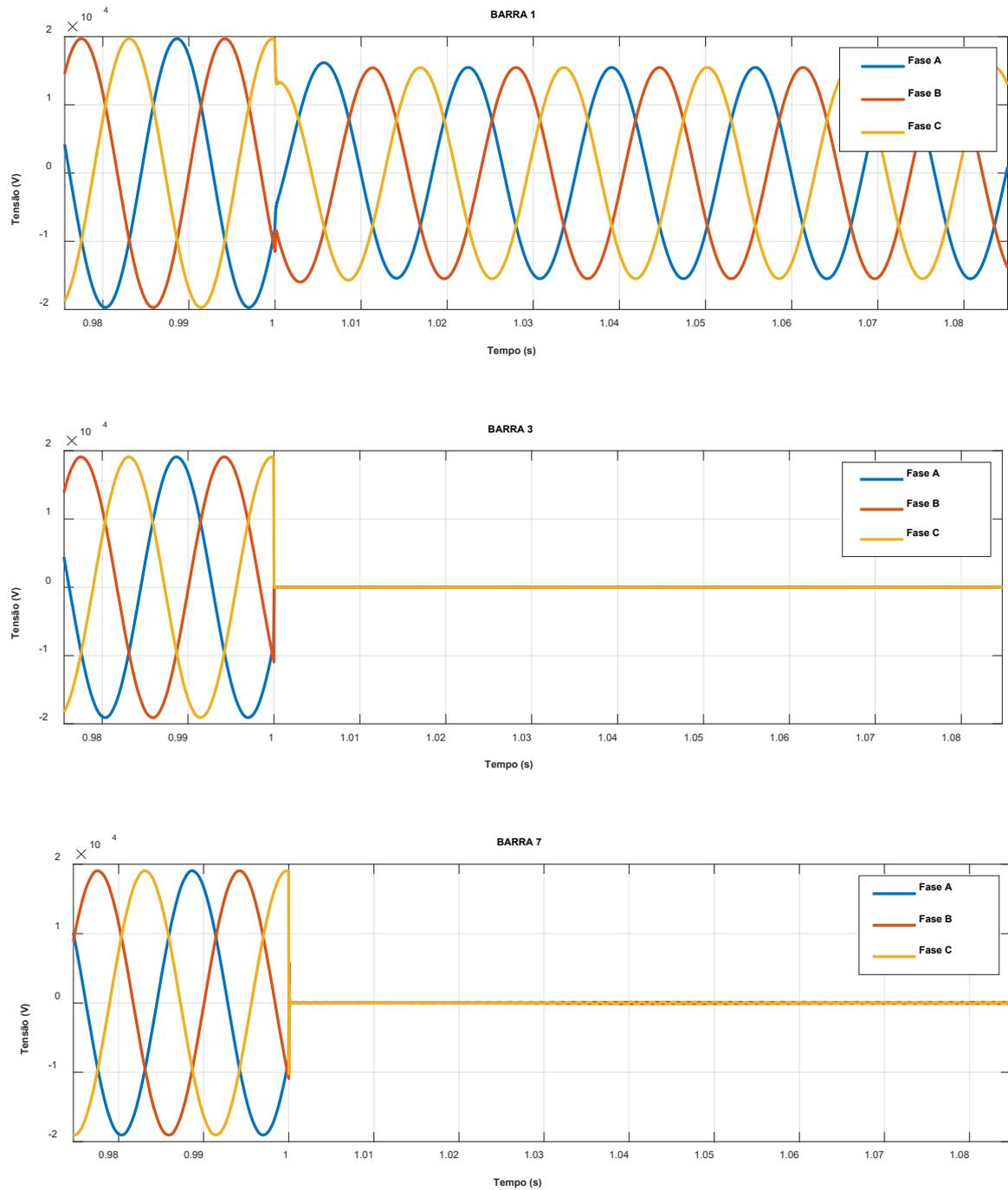
Também é notória uma alteração na defasagem entre os sinais das correntes nas três fases, que se afastam dos 120° iniciais entre cada fase antes da falta, passando as fases B e C, a ficar praticamente em fase após a falta e com uma defasagem destas em relação à fase A de aproximadamente 45° .

Pode-se perceber também uma leve distorção na forma de onda das correntes nas três fases. Esses comportamentos podem ser explicados pela proximidade do gerador distribuído conectado com a barra em questão, e também ilustra a contribuição de correntes de falta do gerador distribuído para o sistema.

Isso mostra que além do gerador distribuído fornecer uma corrente de falta de cerca de duas vezes o valor da corrente pré-falta, o mesmo também provoca uma alteração na defasagem entre as correntes do sistema e insere uma leve distorção e um certo nível DC nas mesmas, provocando de forma sutil mas observável uma distorção e também um deslocamento para cima do sinal.

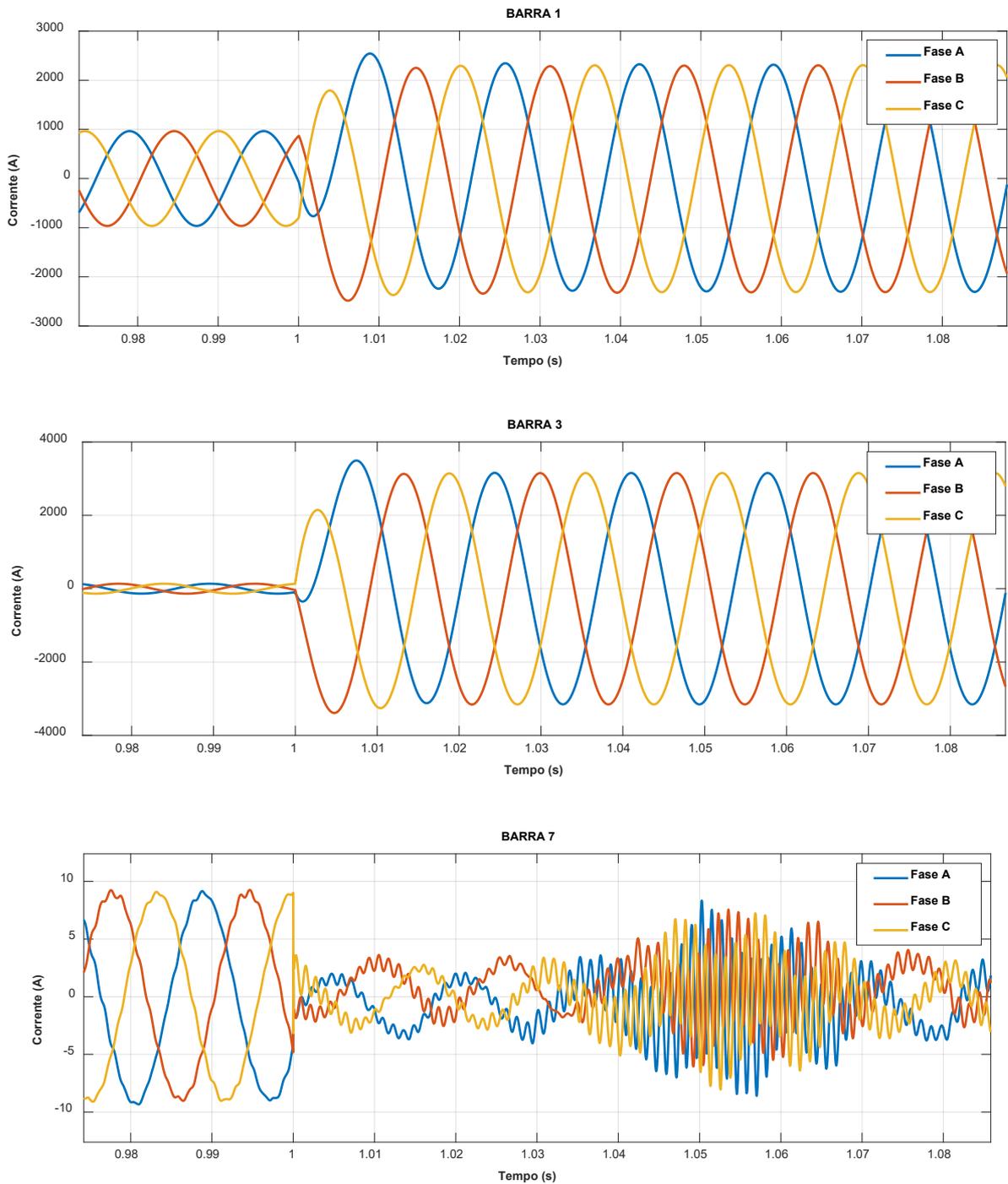
5.2.2.2 Curto-Circuito Trifásico

Figura 39 – Tensões – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de uma unidade de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Figura 40 – Correntes – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de uma unidade de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Para a ocorrência do curto-circuito trifásico as respostas do sistema podem ser observadas nas Figura 39 e Figura 40. As tensões se comportam de maneira praticamente igual à do primeiro cenário.

Já as correntes apresentam algumas diferenças. Para as barras 1 e 3 o comportamento é praticamente o mesmo, mas para a barra 7, onde está conectado o gerador distribuído, as correntes pós-falta apresentam um comportamento bem singular, com um rebaixamento da magnitude das correntes nas três fases, porém cheio de ruídos e distorções no sinal.

Essa distorção pode ter várias explicações: pode ser consequência de transitórios e harmônicos provenientes da unidade de geração distribuída e inseridos neste ponto da rede, também pode se dever à dinâmica dos controles dos inversores de frequência presentes nos modelos dos geradores distribuídos, ou talvez, por se tratar de uma alteração muito atípica, possa ser decorrente de problemas nos modelos utilizados.

Para esse segundo cenário, tanto para a ocorrência da falta monofásica quanto para a ocorrência da falta trifásica, podemos notar que os impactos mais significativos em decorrência da inserção de uma unidade de GD no sistema foram observados no comportamento das correntes na barra 7. Entre esses impactos podemos citar: a elevação da magnitude, a distorção e o deslocamento do sinal das correntes.

Esses resultados se mostram compreensíveis, visto que a unidade de GD está conectada exatamente na barra 7, e mostra que os efeitos da sua conexão nesse ponto não afetam as barras mais distantes de forma considerável.

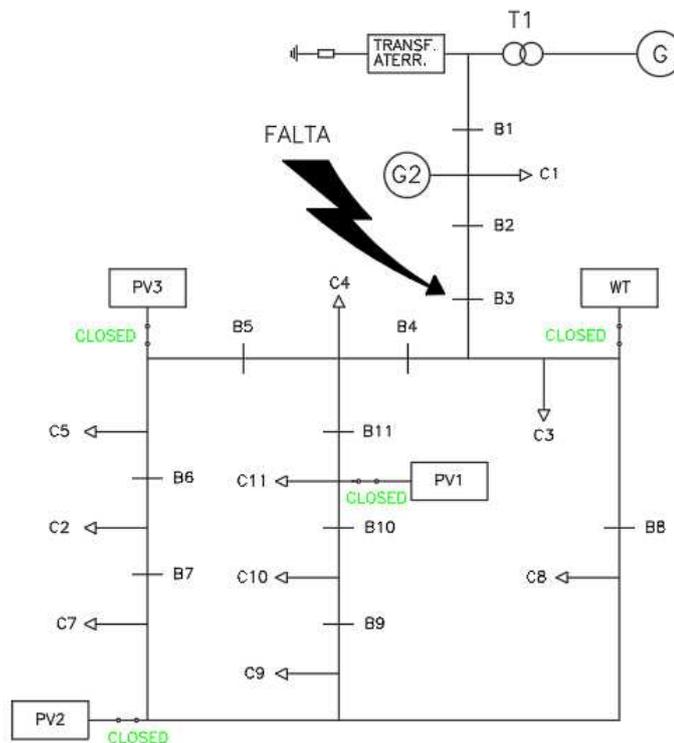
5.2.3 Simulações de Falta com a Presença de GD (Todas as Unidades)

Para este terceiro cenário realizou-se a conexão de todos os geradores distribuídos disponíveis no sistema, isto é, todas as unidades fotovoltaicas (PV1, PV2 e PV3, que fazem o papel dos IBDG's) e a unidade eólica (WT). Dessa forma procurou-se obter resultados que representassem a atuação de vários geradores distribuídos em uma rede, conectados em pontos distintos da mesma. A conexão foi feita considerando os modelos de gerador detalhado, ou seja, através do bloco *Solar Farm* para as unidades fotovoltaicas e do bloco *Wind Farm* para a unidade eólica. Da mesma forma que nos outros cenários foram consideradas as ocorrências de curto-circuitos dos tipos trifásico e monofásico à terra (falta na

fase A), ocorrendo na barra 3 e com medidas nas barras 1, 3 e 7. Vale a mesma consideração feita para os outros cenários sobre a forma de medida das correntes.

Uma topologia simplificada do sistema indicando o local de ocorrência das faltas e os elementos conectados ao sistema para este cenário é mostrada na Figura 41.

Figura 41 – Topologia simplificada do sistema – Simulações com todas as unidades de GD conectadas



Fonte: Elaboração Própria.

Assim como nos casos anteriores foram obtidas para este cenário as formas de onda das tensões e correntes para as três fases medidas nas barras 1, 3 e 7. A simulação foi feita para um curto-circuito monofásico na fase A e em seguida para um curto-circuito trifásico. Os resultados são mostrados nas Figura 42, Figura 43, Figura 44 e Figura 45.

Também foram obtidos, para cada uma das fases, os valores das correntes rms (valor eficaz) que entram em cada uma das 11 barras do sistema e para as seguintes situações: antes da ocorrência das faltas, pós-falta monofásica e pós-falta trifásica. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 8. Os valores rms foram obtidos da mesma forma como foi descrita para os cenários anteriores.

Tabela 8 – Correntes rms nas barras do sistema – Cenário 3

Barra	I _{RMS} PRÉ-FALTA (A)			I _{RMS} PÓS-FALTA MONOFÁSICA (A)			I _{RMS} PÓS-FALTA TRIFÁSICA (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	680,840	680,826	680,845	900,712	1002,355	733,106	1632,206	1632,206	1632,205
2	95,967	95,970	95,969	1242,268	83,923	160,660	2230,607	2230,607	2230,606
3	96,231	96,211	96,238	1242,376	84,014	160,717	2230,645	2230,644	2230,644
4	53,154	53,043	52,279	40,559	40,148	90,855	24,634	20,946	8,529
5	22,322	22,294	21,986	24,994	22,216	47,290	11,567	10,528	6,685
6	6,971	6,938	6,814	5,305	5,757	12,160	4,596	4,318	3,247
7	6,093	6,092	6,093	8,608	11,492	0,647	3,115	3,254	3,218
8	33,766	33,662	33,123	20,677	24,315	50,551	16,457	13,975	4,630
9	2,319	2,269	2,070	6,952	5,968	4,375	3,052	2,814	1,955
10	14,370	14,629	14,710	8,035	17,425	13,531	2,220	6,901	7,938
11	20,298	20,682	20,741	34,446	16,106	14,620	5,513	9,588	11,294

Fonte: Elaboração Própria.

Para o terceiro cenário, há a conexão de todas as unidades de geração distribuída no sistema. Três unidades de geração fotovoltaica e uma de geração eólica.

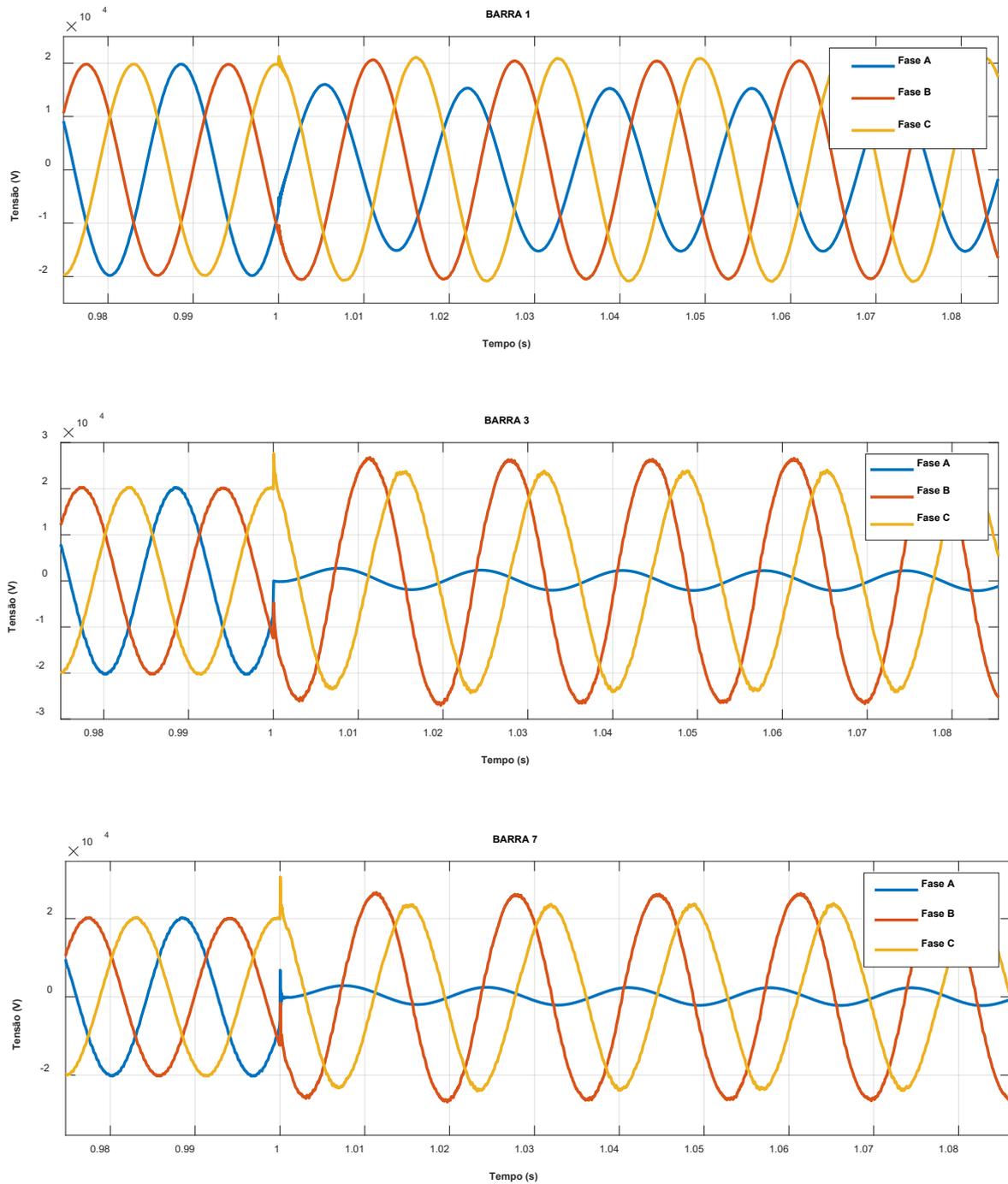
Através da análise Tabela 8 vemos que, assim como no cenário 2, com a conexão dos geradores distribuído no sistema, os valores das correntes em todas as barras passam a apresentar uma pequena variação de fase para fase, mesmo antes da ocorrência da falta. Vemos também que, nas barras 1, 2 e 3 o valor rms das correntes pré-falta passa a assumir valores um pouco diferentes daqueles observados para os cenários 1 e 2, os quais eram bem similares. Essa pode ser uma consequência da instalação de múltiplos geradores no sistema. Para as demais barras os valores se mantêm praticamente os mesmos dos casos anteriores.

Ainda analisando a Tabela 8 podemos perceber que, para esse cenário, as correntes de curto-circuito no local da falta (fase A das barras 2 e 3) apesar de atingirem valores altos, possuem valor um pouco menor que as mesmas correntes para os cenários 1 e 2, os quais tinham valores praticamente iguais. Também as correntes nas demais barras assumem valores mais distintos dos dois outros cenários após a falta monofásica.

Na Tabela 8 podemos ver também que, assim como no cenário 2, após a falta trifásica, as correntes se elevam de maneira significativa nas barras 1, 2 e 3 e tem seu valor reduzido nas demais barras. Mas essas correntes nas outras barras apresentam valores um pouco maiores que àqueles observados nos cenários 1 e 2, o que faz sentido, já que o número de geradores contribuindo para as correntes de falta nessas barras aumentou.

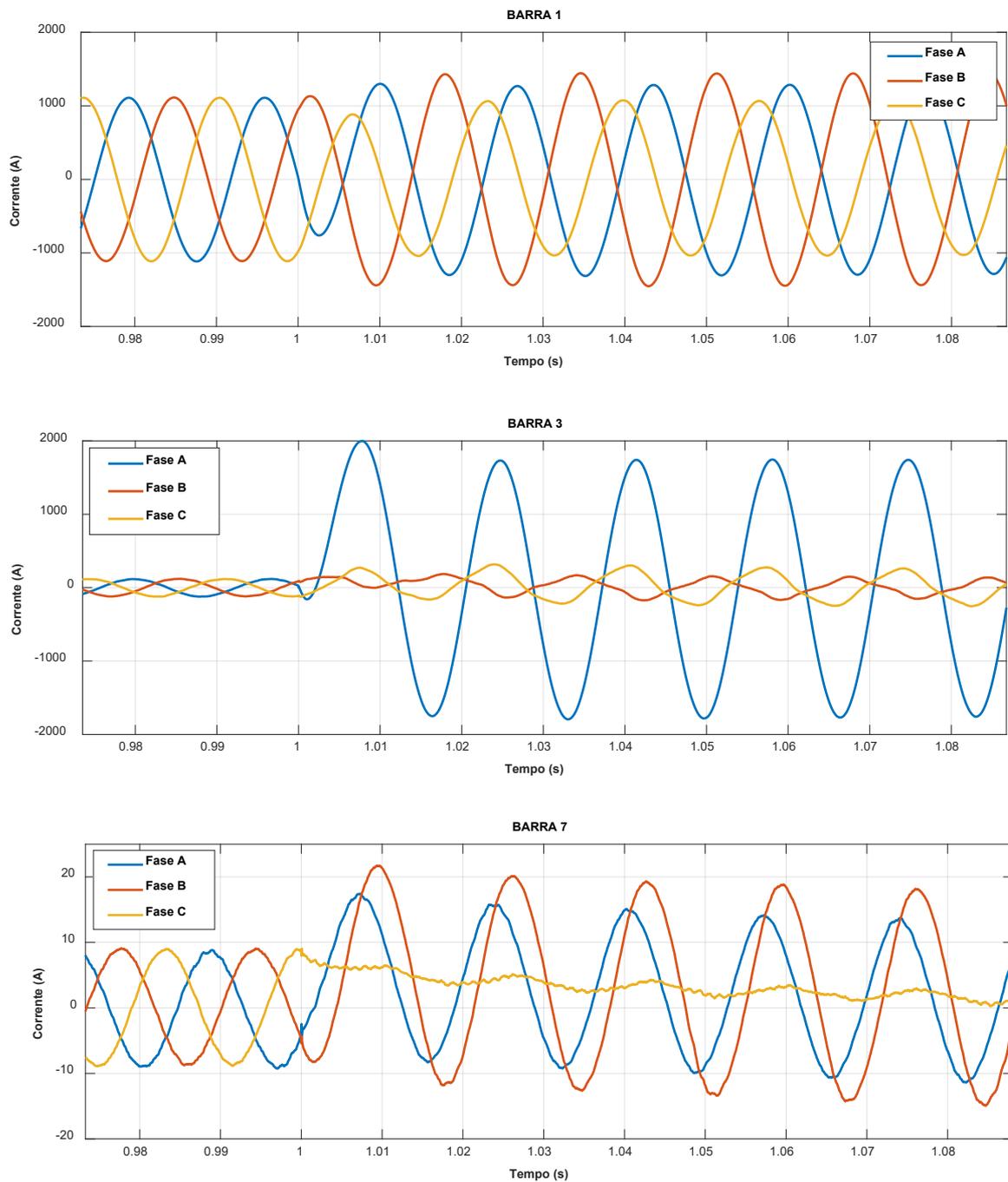
5.2.3.1 Curto-Circuito Monofásico

Figura 42 – Tensões – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Figura 43 – Correntes – Simulação de curto-circuito monofásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Para esse terceiro cenário as respostas do sistema ao curto-circuito monofásico nas barras em análise podem ser observadas nas Figura 42 e Figura 43.

Para as tensões, os comportamentos nas barras 1, 3 e 7 são praticamente idênticos àqueles observado no cenário 2.

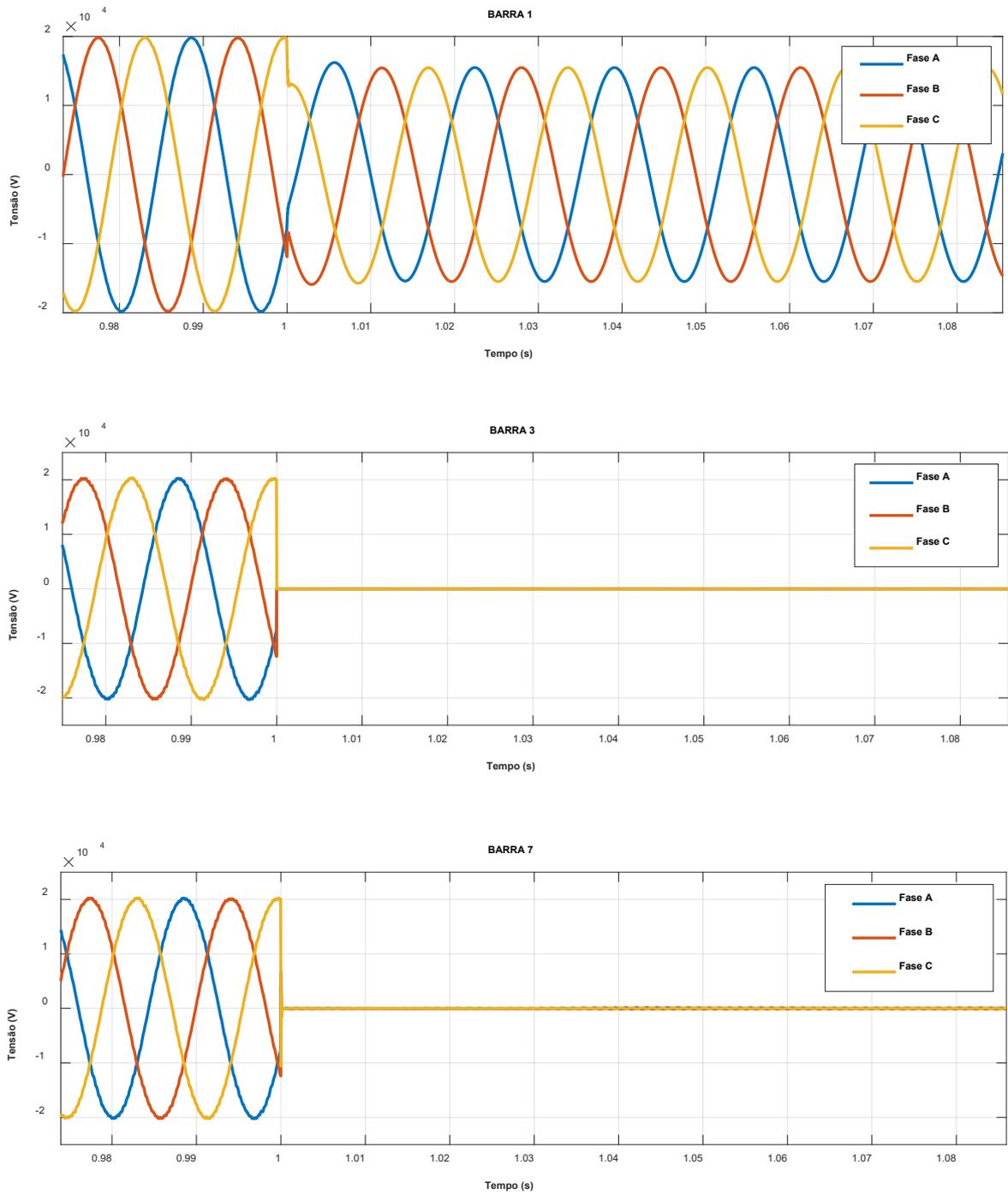
Para as correntes o comportamento observado já se mostra um pouco diferente. Na barra 1 a resposta é praticamente a mesma do cenário 2. Para a barra 3, apesar de ocorrer a mesma elevação de magnitude da corrente na fase A, diferentemente do observado nos cenários anteriores, a forma de onda das correntes nas fases B e C apresentam uma leve distorção após a ocorrência da falta, se distanciando um pouco da aparência de um sinal sinusoidal.

Para a barra 7 a diferença é ainda mais notória, onde, além de a magnitude das correntes pós-falta nas fases A e B se mostrarem um pouco menores daquelas obtidas no cenário 2, pode-se observar também uma distorção acentuada da corrente na fase C, modificando sua forma de onda original e tornando-a próxima da forma de um sinal contínuo, com uma leve ondulação residual e que parece decair exponencialmente com o tempo.

Também pode ser percebida na barra 7 a mesma alteração na defasagem entre as correntes nas três fases, assim como já observado no cenário 2.

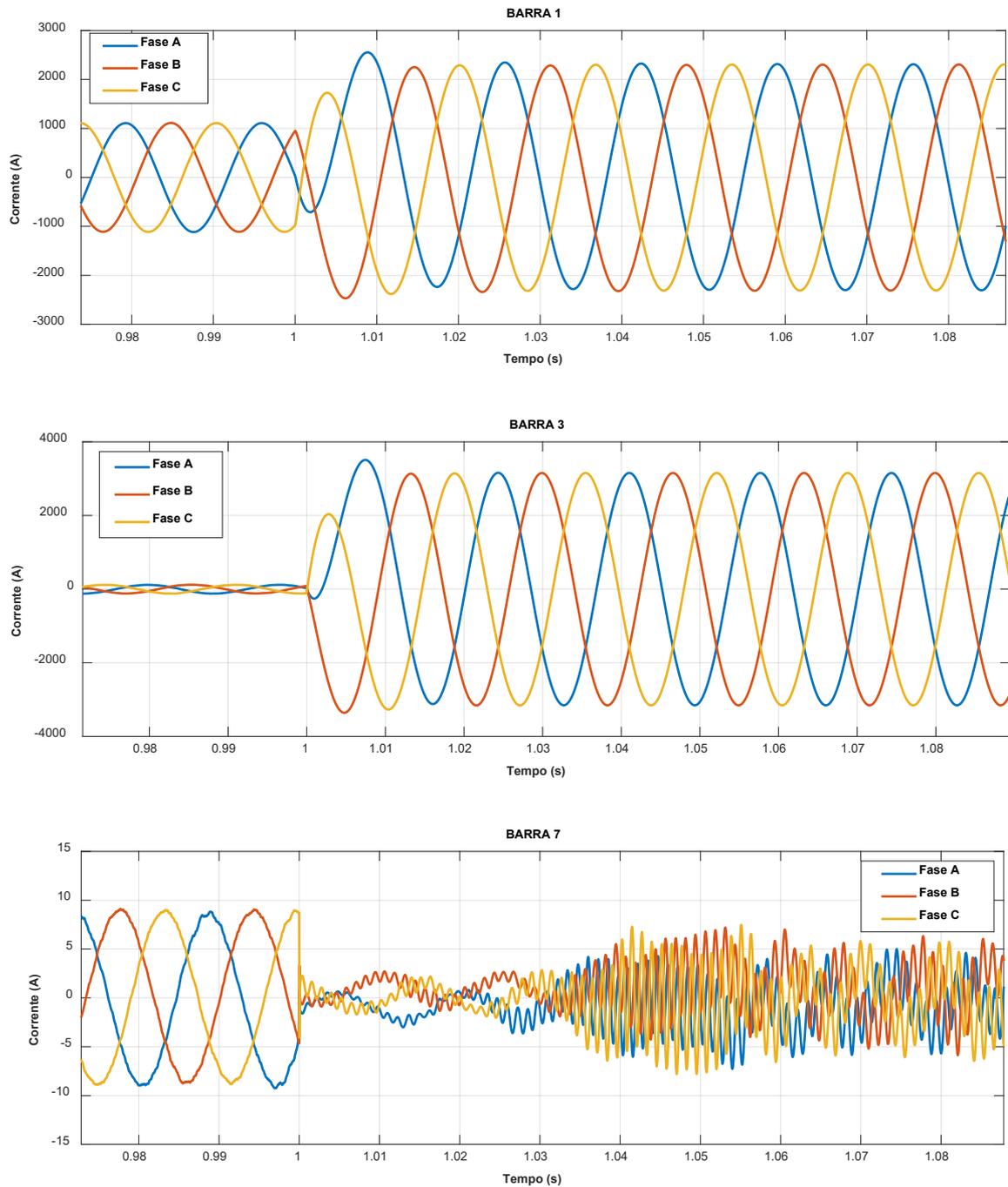
5.2.3.2 Curto-Circuito Trifásico

Figura 44 – Tensões – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

Figura 45 – Correntes – Simulação de curto-circuito trifásico com a presença de todas as unidades de GD no sistema



Fonte: Retirado do Matlab. Elaboração Própria.

A resposta do sistema ao curto-circuito trifásico para o terceiro cenário pode ser observada nas Figura 44 e Figura 45.

Para as tensões, os resultados obtidos nas três barras se mantêm praticamente os mesmos dos cenários anteriores.

Para as correntes, nas barras 1 e 3 a resposta ao curto-circuito é bem similar à resposta observada no cenário 2, já na barra 7 observa-se uma distorção nas três fases logo após o curto-circuito, mas muito mais acentuada que àquela observada no segundo cenário, de forma que as formas dos sinais se tornam quase indistinguíveis. As possíveis explicações para essa distorção são as mesmas que foram observadas para o cenário 2.

Para o terceiro cenário, com todas as unidades de GD disponíveis conectadas ao sistema, podemos observar que, tanto para a ocorrência da falta monofásica quanto para a ocorrência da falta trifásica os impactos mais significativos são observados no comportamento das correntes, em especial nas barras 3 e 7. A barra 1, por não estar conectada diretamente a nenhum dos geradores distribuídos, parece não ter sofrido muitos impactos observáveis.

Na barra 3 a diferença entre os cenários 2 e 3 é notada para o curto-circuito monofásico, onde a distorção nas correntes aumenta consideravelmente para o cenário com vários geradores conectados.

Na barra 7 a diferença se nota tanto para a falta monofásica quanto para a trifásica, nas quais se percebe uma distorção acentuada nos sinais de corrente pós-falta que acaba modificando fortemente a forma de onda nos dois tipos de curto-circuito. Para a falta monofásica ainda se percebe uma diminuição da magnitude das correntes de falta no terceiro cenário, o que pode ser explicado pela diminuição da contribuição para a falta do gerador distribuído conectado à barra 7, em virtude da contribuição dos novos geradores distribuídos conectados ao sistema.

CONCLUSÃO

Como visto nas simulações realizadas, a conexão de geradores distribuídos às redes de distribuição pode provocar inúmeras alterações nas respostas de falta do sistema, em diferentes situações de curto-circuito, podendo ter influências negativas sobre a operação do mesmo e sobre os sistemas e dispositivos de proteção.

Neste trabalho se analisou mais especificamente a influência nas respostas de curto-circuito de geradores distribuídos baseados em inversores (unidades fotovoltaicas) conectados à uma linha de distribuição de 25 kV, mas também de um gerador distribuído eólico baseado em DFIG. Foram feitas análises para situações de curto-circuitos monofásicos e trifásicos, com menos e mais geradores conectados.

Entre os principais impactos observados podem-se citar o desbalanceamento das correntes nas fases do sistema antes e depois das faltas, a introdução de transitórios indesejados e distorções harmônicas nos sinais de corrente pós-falta, o aumento nos níveis de corrente de curto-circuito em determinadas barras do sistema, que se mostraram proporcionais à quantidade de geradores distribuídos conectados ao sistema.

Pode-se concluir que o objetivo geral do trabalho foi alcançado, bem como os objetivos específicos estipulados, conseguindo-se, além de fazer uma revisão teórica sobre geração distribuída, inversores e geradores baseados em inversores também fazer uma revisão bibliográfica de artigos e publicações existentes sobre o tema em questão. Também foi possível fazer um estudo do software, do sistema e dos modelos utilizados, e por fim analisar de forma prática alguns aspectos da introdução de IBDG's em um sistema de distribuição através de simulações computacionais realizadas para diferentes cenários de falta.

O modelo de sistema teste utilizado facilitou muito a análise, por ser bem completo e proporcionar uma boa diversidade de cenários e tipos de faltas para realizar as simulações, com modelos que puderam representar bem um sistema real de distribuição.

Dessa forma, a realização deste trabalho possibilitou comparar os resultados obtidos de simulações para diferentes tipos de falta e configurações da rede, o que já permite que se desenvolva um certo entendimento das alterações provocadas pelos IBDG's nos níveis de curto-circuito de um sistema de distribuição.

Mas percebe-se que, por ser relativamente novo, este é um tema que ainda necessita de muitos estudos e análises aprofundadas para que possa ser bem compreendido e para que seja possível avaliar todos os aspectos e possíveis impactos envolvidos, visando implementar

a conexão segura de unidades de geração distribuída baseadas em inversores nas redes de distribuição, sem afetar de maneira grave a qualidade energética e a confiabilidade das mesmas.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. *et al.* **Distributed Generation: A Definition.** Electric Power Systems Research, vol. 57, issue 3. April 20. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Acesso ao Sistema de Distribuição.** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em dezembro 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída.** Caderno Temático. 2 ed. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em dezembro 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (ABGD). **Brasil atinge 10 GW de potência instalada em sistemas de geração própria de energia.** Disponível em: <<https://www.abgd.com.br/portal/blog-pg/161/brasil-atinge-10-gw-de-potencia-instalada-em-sistemas-de-geracao-propria-de-energia/>> Acesso em Abril de 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Infográfico.** Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>> Acesso em Abril de 2022.

BARAN, M. E.; EL-MARKABY, I. **Fault Analysis on Distribution Feeders with Distributed Generators.** IEEE Trans. Power System, vol. 20, n. 4, pp. 1757-1764, 2005.

BARKER, P. P.; DE MELLO, R. W. **Determining the Impact of DG on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems.** 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 1645–1656, 2000.

BORGHETTI, A. *et al.* **Dispersed Generators Interfaced with Distribution Systems: Dynamic Response to Faults and Perturbations.** IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, 2003.

BOLJEVIC, S.; CONLON, M. F. **The Contribution to Distribution Network Short-Circuit Current Level from the Connection of Distributed Generation.** IEEE Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2008.

BRUCOLI, M. *et al.* **Modelling and Analysis of Fault Behaviour of Inverter Microgrids to Aid Future Fault Detection.** 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering, Texas, 2007, 1-6.

CIGRE TF C6.04.02. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources.** Technical Brochure, ref. 575, 2014.

CIRE Working Group 4. **Dispersed Generation.** CIRE, Technical Report, 1999.

COELHO, J. P.; PINHO, T. **Introdução ao Simulink – Aplicações na Engenharia**. Instituto Politécnico de Bragança, Bragança Paulista, 2015.

DARWISH, A. *et al.* **Fault Current Contribution Scenarios for Grid-Connected Voltage Source Inverter-Based Distributed Generation with an LCL Filter**. Elsevier, Electric Power Systems Research 104, pp. 93-103, 2013.

GERMANOS, R. A. C. *et al.* **Inversores de Potência: Conceitos Teóricos e Demonstração Experimental**. Revista Brasileira de Ensino de Física, vol. 42, 2020.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON Jr, W. D. **Power System Analysis**. McGraw-Hill, Inc. 1994.

JENKINS, N. *et al.* **Distributed Generation**. The Institution of Engineering and Technology, London, 2010.

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. 2 ed. Porto Alegre: Editora Luzzato, 1997.

LEITE, L. H. M. *et al.* **Uma Revisão Completa da Normatização Nacional e Internacional para a Conexão de Geração Distribuída Fotovoltaica à Rede de Energia**. XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte – MG, 2019.

MOREIRA, Carlos. **Análise de Curto Circuitos Simétricos**. 2009. (online) disponível em: <<https://paginas.fe.up.pt/~ee06226/images/bibliografia/17.pdf>> Acesso em dezembro 2021.

MATAKAS, L.; KOMATSU, W. **Eletrônica de Potência II – Notas de Aula**. 2011. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1589063/mod_resource/content/1/Apostila_de_inversores_v09062011.pdf> Acesso em dezembro 2021.

MATHWORKS, **Detailed Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array**. 2021. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>> Acesso em janeiro de 2022.

MATHWORKS, **Three-Phase Series Compensated Network**. 2021. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/three-phase-series-compensated-network.html>> Acesso em janeiro de 2022.

MATHWORKS, **Wind Farm - DFIG Detailed Model**. 2021. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/wind-farm-dfig-detailed-model.html>> Acesso em janeiro de 2022.

E. Muljadi, M. Singh, R. Bravo e V. Gevorgian, "Dynamic Model Validation of PV Inverters under Short-Circuit Conditions," in Proc. 2013 IEEE Green Technologies Conf., pp. 98-104.

MULJADI, E. *et al.* **Dynamic Model Validation of PV Inverters under Short-Circuit Conditions**. IEEE Green Technologies Conf., pp. 98-104., 2013.

NIMPITIWAN, N. *et al.* **Fault Current Contribution from Synchronous Machine and Inverter-based Distributed Generators.** IEEE Trans. Power Delivery, vol. 22, no. 1, pp. 634-641, 2007.

PLET, C. A. *et al.* **Fault Response of Grid-connected Inverter Dominated Networks.** IEEE PES General Meeting, Minneapolis. MN, USA, 2010.

POMILIO, J. A. *et al.* **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.** Apostila. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021.

SAADAT, H. **Power System Analysis.** McGraw-Hill, Inc. 1999.

SALGADO, D. A. **Uma Abordagem Paramétrica do Impacto da Geração Distribuída Sobre as Correntes de Curto-circuito e na Proteção de Redes de Distribuição.** Tese de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SALGADO, R. S. **Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica – Notas de Aula.** Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

TAVARES, M. M. **Uso do Gerador de Indução Duplamente Alimentado como Gerador Eólico.** Tese de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

TRINDADE, P. G. **Medidas Para Redução de Níveis de Curto-circuito: Estudo de Caso da Área Rio.** Trabalho de Conclusão de Curso, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

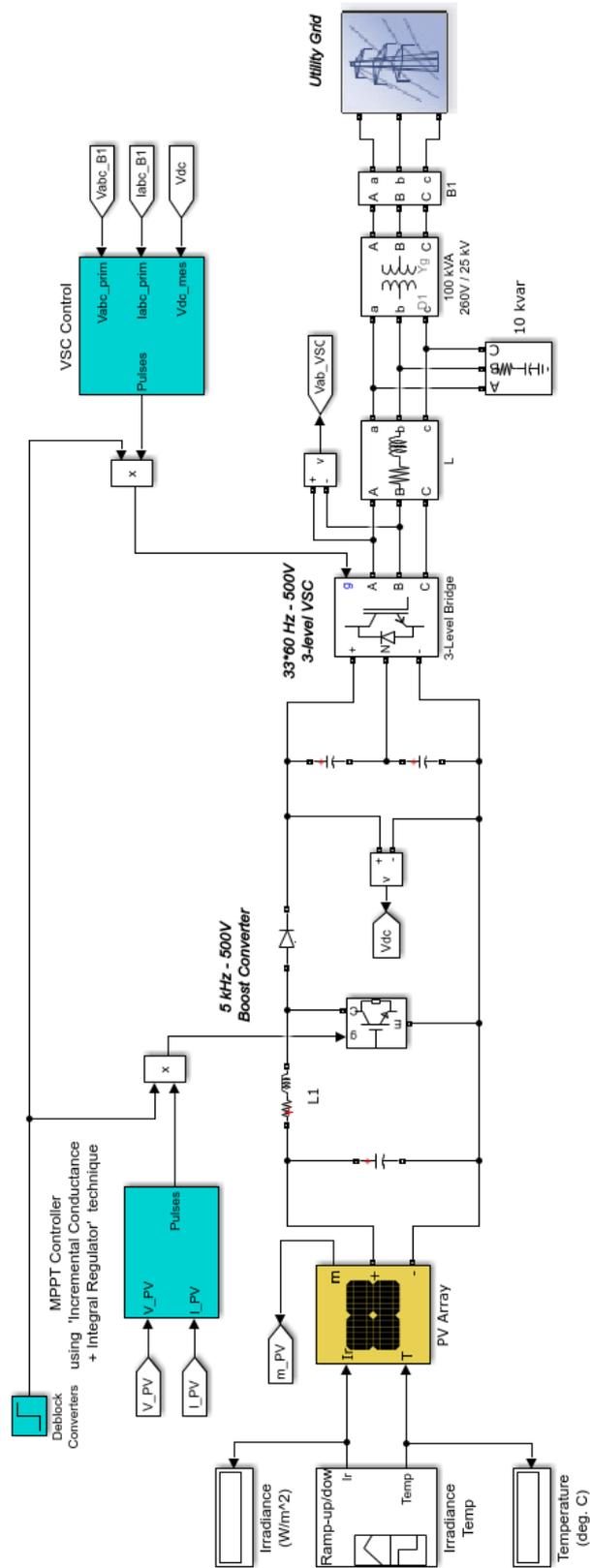
TRUJILLO, K. R. B. **Modelos Simplificados de Geradores Distribuídos Para Estudos de Cálculo de Curto-Circuito.** Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

TU, D. V.; CHAITUSANEY, S. **Impacts of Inverter-based Distributed Generation Control Modes on Short-circuit Currents in Distribution Systems.** IEEE Industrial Electronics and Applications Conference, Singapore, July 18-20. 2012.

TURCOTTE, D.; KATIRAEI, F. **Fault Contribution of Grid-Connected Inverters.** IEEE Electrical Power Conference, Canada, 2010.

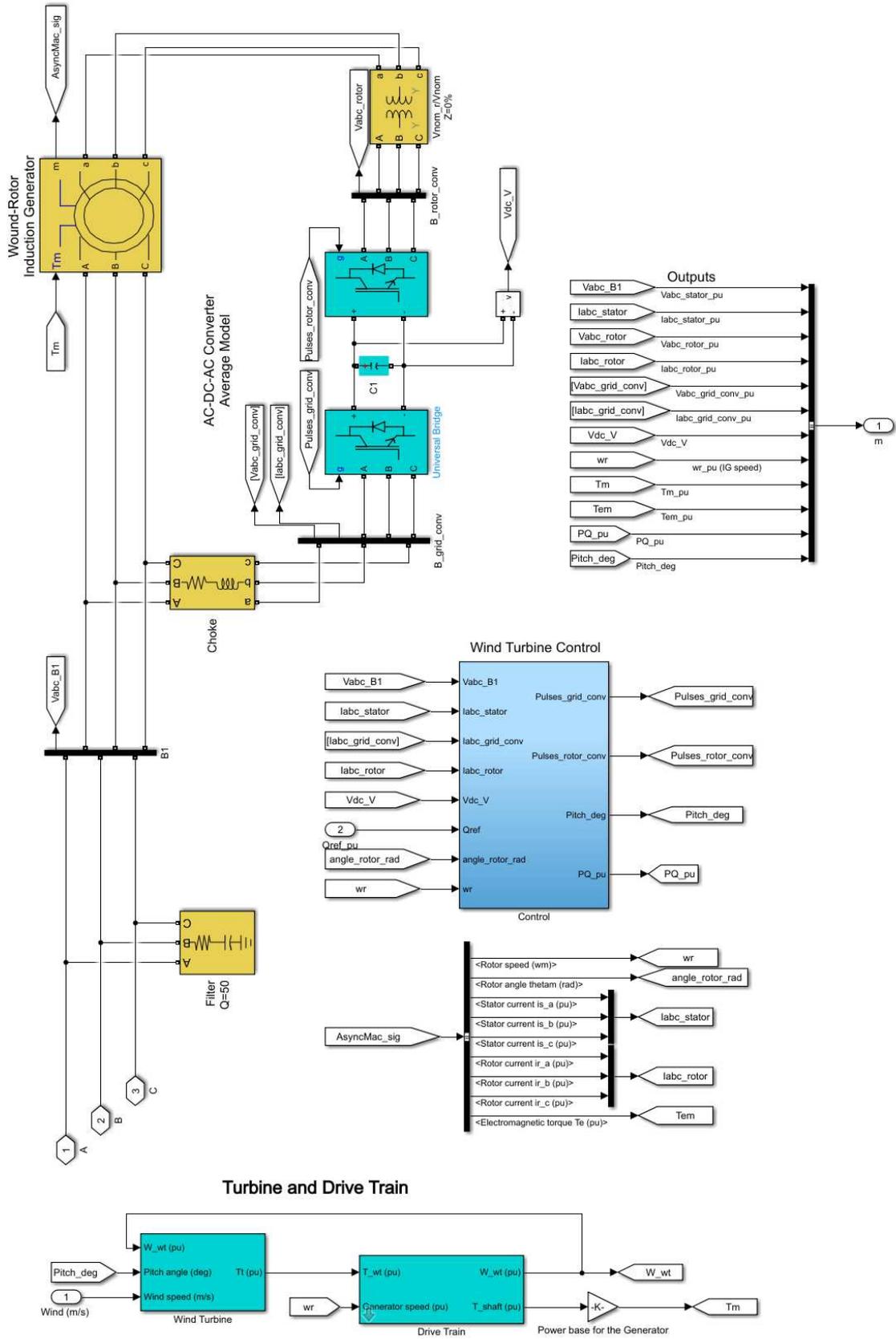
WEI, L. *et al.* **Impact of the Distributed Photovoltaic on the Current Protection of 10kV Distribution Network.** IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conf., 2013.

ANEXO A – Estrutura Interna do Bloco Solar Farm



Fonte: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>

ANEXO B – Estrutura Interna do Bloco *DFIG Wind Turbine1*



Fonte: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/wind-farm-dfig-detailed-model.html>