

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



TESE

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE TRIFÁSICA
COM CONTROLE DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA
MITIGAR O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO**

ANDERSON RODRIGO PICCINI

Uberlândia, 25 de fevereiro de 2022.

ANDERSON RODRIGO PICCINI

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE TRIFÁSICA COM CONTROLE DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA MITIGAR O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Banca Examinadora:

Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D. (Orientador) – UFU

Luiz Carlos Gomes de Freitas Dr. – UFU

Márcio Augusto Tamashiro, Dr. – IFTO

Sergio Batista da Silva, Dr. – IFTM

Thales Lima Oliveira, Dr. – UFU

Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.

Orientador

Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.

Coordenador do Curso de Pós-Graduação

Uberlândia

2022.

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

P588 2022	<p>Piccini, Anderson Rodrigo, 1981- Sistema fotovoltaico conectado à rede trifásica com controle das potências ativa e reativa para mitigar o afundamento momentâneo de tensão. [recurso eletrônico] / Anderson Rodrigo Piccini. - 2022.</p> <p>Orientadora: Geraldo Caixeta Guimarães. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2022.151 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p>CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 297, PPGEELT				
Data:	Vinte e cinco de fevereiro de dois mil e vinte e dois	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	17:00
Matrícula do Discente:	11813EEL001				
Nome do Discente:	Anderson Rodrigo Piccini				
Título do Trabalho:	Sistema fotovoltaico conectado à rede trifásica com controle das potências ativa e reativa para mitigar o afundamento momentâneo de tensão.				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Dinâmica de sistemas elétricos				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Geraldo Caixeta Guimarães. Título do projeto: Análise Matemática, Computacional e Laboratorial de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. Agência financiadora: Não se aplica. Número do processo na agência financiadora: Vigência do projeto: atual.				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Luiz Carlos Gomes de Freitas - FEELT/UFU; Thales Lima Oliveira - FEELT/UFU; Márcio Augusto Tamashiro - IFTO; Sergio Batista da Silva - IFTM; Geraldo Caixeta Guimarães - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Geraldo Caixeta Guimarães, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Geraldo Caixeta Guimarães, Professor(a) do Magistério Superior**, em 25/02/2022, às 17:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thales Lima Oliveira, Professor(a) do Magistério Superior**, em 25/02/2022, às 17:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luiz Carlos Gomes de Freitas, Professor(a) do Magistério Superior**, em 25/02/2022, às 17:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Márcio Augusto Tamashiro, Usuário Externo**, em 25/02/2022, às 17:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **SERGIO BATISTA DA SILVA, Usuário Externo**, em 25/02/2022, às 17:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3404346** e o código CRC **0FB10C3E**.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, que amo muito, pelo apoio, carinho e que sempre me proporcionam momentos de alegria. Aos meus grandes amigos e ao meu orientador, que foram de extrema importância nesta etapa. A eles deixo minha eterna e sincera gratidão.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela saúde, força, discernimento, paciência, perseverança, fé e capacidade de realizar este sonho.

A minha esposa **Ana Maria Denardi Piccini** e nossos filhos **Ângelo Miguel Denardi Piccini e Aurora Catarina Denardi Piccini** pelo amor, pela dedicação, pela ajuda e por entender que várias vezes precisei viajar e me ausentar de casa e do nosso convívio, pois este estudo requeria minha atenção exclusiva.

Ao Prof. Geraldo Caixeta por acreditar em mim, pela paciência, pelo conhecimento, ajuda e apoio dado para realização deste trabalho.

Aos meus colegas dos laboratórios de Dinâmica de Sistemas Elétricos e Qualidade de Energia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia: Arthur Costa de Souza, Fernando Bento Silva, Jaqueline Oliveira Rezende, Leonardo Rosenthal Caetano Silva, Mateus Franco Silva e Thales Lima Oliveira pelo apoio técnico, pela amizade e companheirismo.

Ao professor Ernane Antônio Alves Coelho por disponibilizar seu tempo e conhecimento.

Aos secretários, Cinara Matos, Caio Siqueira e Caio Guimarães da pós-graduação pelos esclarecimentos e ajuda.

Aos demais amigos e colegas que entenderam que minhas ausências foram por um bem maior, o conhecimento.

A todos que rezaram para que tudo desse certo para a conclusão do doutorado.

Ao Instituto Federal do Paraná - IFPR e ao Campus Paranavaí pelo apoio financeiro.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE TRIFÁSICA COM CONTROLE DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA MITIGAR O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO

RESUMO

A geração distribuída fotovoltaica vem ganhando um importante papel na matriz energética mundial por ser uma fonte renovável de baixo impacto ambiental e por possuir um grande potencial de geração de energia e de utilização em ampla escala. A geração solar fotovoltaica tida como não convencional se caracteriza como fonte intermitente, pois depende fortemente das condições meteorológicas (temperatura e irradiância). Ao tratar do assunto de modo mais específico, vale registrar que a crescente inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira pode contribuir com o melhoramento nos níveis de tensão da rede elétrica de distribuição, fornecendo de forma adequada a potência ativa e também a potência reativa. O principal objetivo desta tese é propor um controle de injeção de potência ativa e reativa para mitigar os afundamentos de tensão. A estratégia de controle proposta funciona em conjunto com uma versão modificada de um regulador automático de tensão (AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*), onde atuará sobre as potências ativa e reativa injetadas pelo inversor para reduzir os efeitos dos afundamentos de tensão. Dessa forma, o controle evitará possíveis desligamentos e danos aos equipamentos conectados à rede. A melhora da tensão será percebida pelos consumidores conectados à rede elétrica de distribuição. Modificações no modelo e parâmetros do AVR são realizadas para agilizar sua atuação, identificando assim as variações de tensão de curta duração e, conseqüentemente, o controle atua alterando as potências, diminuindo a injeção de potência ativa e aumentando a potência reativa com base na capacidade do inversor durante o afundamento momentâneo de tensão. Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica trifásico de 75 kW equipado com o controle proposto foi inserido em parte de uma rede de distribuição na quadra 1106 Sul da cidade de Palmas, Tocantins, e diferentes curtos-circuitos (faltas) foram analisados. Todas as simulações computacionais foram realizadas no Matlab/Simulink®. Na análise dos resultados observou-se que, a melhoria nos níveis das tensões, tanto da rede elétrica quanto para os consumidores, atesta a efetividade do controle proposto, e também, quando a falha é eliminada, todos os valores retornam à condição de pré-falta, de modo que o inversor opera apenas com potência ativa.

Palavras-Chave: afundamento momentâneo de tensão; geração distribuída; potência reativa; sistema fotovoltaico conectado à rede; variação de tensão de curta duração.

THREE-PHASE GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH ACTIVE AND REACTIVE POWER CONTROL TO MITIGATE MOMENTARY VOLTAGE DIP

ABSTRACT

Photovoltaic distributed generation has gained an important role in the world energy matrix as it is a renewable source of low environmental impact and has a great potential for energy generation and its use on a large scale. The photovoltaic solar generation considered as unconventional is characterized as an intermittent source, as it strongly depends on weather conditions (temperature and irradiance). When dealing with the subject in a more specific way, it is worth noting that the increasing insertion of photovoltaic solar energy in the Brazilian energy matrix can contribute to the improvement on the voltage levels of the electrical distribution network, adequately supplying the active and reactive powers. The main objective is to propose an active and reactive power injection control to mitigate voltage sags. The suggested control strategy works together with a modified version of an automatic voltage regulator (AVR), where it will act on the active and reactive powers injected by the inverter to reduce the effects of voltage sags. In this way, the control will avoid possible shutdowns and damage to equipment connected to the grid. The voltage improvement can be perceived by consumers connected to the power system. Modifications to the model and parameters of the AVR are carried out to speed up its performance, thus identifying short-duration voltage variations and, consequently, the control acts by changing the powers, by decreasing the injection of active power and increasing the reactive power based on inverter capacity during momentary voltage dip. A 75 kW three-phase grid-connected photovoltaic system equipped with the proposed control was inserted in part of a distribution grid in block 1106 South of the city of Palmas, Tocantins, and different short-circuits (fault) were analyzed. All computer simulations were performed in Matlab/Simulink®. In the analysis of the results, it was observed that the improvement in the voltage levels, both for the electrical network and for consumers, attests to the effectiveness of the proposed control, and also, when the fault is cleared, all values return to the pre-fault condition, so the inverter operates on active power only.

Keywords: distributed generation; grid-connected photovoltaic system; momentary voltage dip; reactive power; short-duration voltage variation.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Produção mundial bruta de eletricidade, por fonte de energia	3
Figura 2.1 Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica em estudo	20
Figura 2.2 Circuito equivalente do módulo fotovoltaico	21
Figura 2.3 Bloco Arranjo Fotovoltaico e ligações	22
Figura 2.4 Curvas características do módulo fotovoltaico no STC: (a) curva $I-V$ e (b) curva $P-V$	23
Figura 2.5 Curvas características do arranjo fotovoltaico com 21 módulos em série e 9 painéis em paralelo com diferentes níveis de irradiância e temperatura constante (25 °C): (a): curva $I-V$ e (b): curva $P-V$	24
Figura 2.6 Diagrama geral do SFCR.....	25
Figura 2.7 Diagrama de blocos do inversor trifásico	27
Figura 2.8 Diagrama fasorial dos sistemas da rede “ abc ”, síncronos “ $dq0$ ” e estacionários “ $\alpha\beta0$ ”	30
Figura 2.9 Forma de onda para modulação de largura de pulso senoidal para um inversor trifásico, (a) comparação das três ondas senoidais com a onda triangular, (b) forma de onda das três tensões de fase na saída do inversor trifásico e (c) tensão de linha na saída do inversor trifásico	33
Figura 2.10 Visão do filtro LCL para uma das fases.....	34
Figura 3.1 Controle proposto para a injeção de potência ativa e reativa durante o afundamento momentâneo de tensão	40
Figura 3.2 Diagrama esquemático do controle proposto para VTCD/AMT	40
Figura 3.3 Modelo do AVR, IEEE do tipo DC1A, utilizado no controle	41
Figura 3.4 Fluxograma da estratégia de controle VTCD/AMT	43
Figura 4.1 Imagem aérea da cidade de Palmas – To, destaque para a quadra 1106 Sul.....	46
Figura 4.2 Foto aérea da Quadra 1106 Sul, com o traçado da rede de alimentação primária da Quadra 1106 Sul suprida pelo alimentador 2 de Palmas III. ..	47
Figura 4.3 Diagrama Unifilar da rede real modelada no Matlab/Simulink®	49
Figura 5.1 Tensões e correntes trifásicas (fase-terra) na saída do alimentador 2 de Palmas III	55
Figura 5.2 Potências ativa e reativa fornecidas pelo Alimentador 2 Palmas III	55
Figura 5.3 Tensões e correntes de picos medidas no PAC ou B_12	56

Figura 5.4 Valores RMS trifásicos medidos em relação a fase-terra: (a) Tensões; (b) Correntes	57
Figura 5.5 Diagrama unifilar da rede elétrica de distribuição com SFCR e curto- circuito (Falta)	58
Figura 5.6 Tensões das fases no PAC B_12 com falta fase-terra na fase B, (a) sem SFRC, (b) com SFCR + controle	60
Figura 5.7 Tensões de pico das fases no PAC B_12 com falta fase-terra na fase B (a) sem SFCR, (b) com SFCR + controle, (c) ampliação da (a) e (d) ampliação da (b)	61
Figura 5.8 Correntes <i>RMS</i> trifásicas com relação ao terra para a falta fase-terra na fase B, (a) sem SFCR na B_12, (b) com SFCR + controle na B_12, (c) saída do SFCR + controle;	62
Figura 5.9 Potências ativa e reativa medidas na B_12 interligados e na saída do SFCR. (a) sem SFCR na B_12, (b) com SFCR + controle na B_12, (c) na saída do SFCR + controle	63
Figura 5.10 Média das tensões RMS da rede elétrica em p.u. e saída do controle em p.u.	64
Figura 5.11 Resultados das simulações do SFCR + controle proposto para VTCD/AMT: curto-circuito fase-fase por 500 ms	66
Figura 5.12 Resultados da simulação do SFCR + controle proposto para VTCD/AMT: curto-circuito bifásico-terra por 625 ms.....	68
Figura 5.13 Resultados da simulação do SFCR + controle proposto para VTCD/AMT: curto-circuito trifásico simétrico por 625 ms, com ação de controle proposto	70
Figura 5.14 Resultados da simulação do SFCR: curto-circuito trifásico simétrico por 625 ms, sem ação de controle proposto.....	71
Figura 5.15 Tensões para cada uma das quatro simulações: (a) V_a , (b) V_b , (c) V_c	74
Figura 5.16 Média entre as três tensões em p.u. para cada uma das situações com curto-circuito Fase B-terra	75
Figura 5.17 Potências (a) Ativa e (b) Reativa, em cada uma das situações considerando as 3 GDFVs	76
Figura 5.18 Tensões para cada uma das quatro simulações, sem e com as inserções das GDFVs, para a falta entre fase-fases e terra: (a) V_a , (b) V_b , (c) V_c	78

Figura 5.19 Potências em cada uma das situações considerando as 3 GDFVs para falta entre fase-fase e terra: (a) Ativa, (b) Reativa	79
Figura 5.20 Tensões das fases Va, Vb e Vc para cada uma das quatro situações, sem e com as inserções das GDFVs, com falta simétrica trifásica-terra	80
Figura 5.21 Potências em cada uma das situações considerando as 3 GDFVs para falta simétrica trifásica-terra: (a) Ativa, (b) Reativa	81
Figura 5.22 Tensão no barramento CC para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e simétrica trifásica-terra	82
Figura 5.23 Correntes de saída do inversor nas fases A, B e C para as faltas: (a) fase-terra; (b) fase-fase-terra e (c) simétrica trifásica-terra	83
Figura 5.24 Correntes de saída do inversor nas fases A, B e C da Figura 5.23 em gráficos separados: (a1, b1 e c1) fase A, (a2, b2 e c2) fase B e (a3, b3 e c3) fase C, para as faltas: (a) fase-terra; (b) fase-fase-terra e (c) simétrica trifásica-terra	85

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1	Características do módulo fotovoltaico JKM400M-72H-V	23
Tabela 2.2	Resultados teóricos do arranjo fotovoltaico proposto	24
Tabela 2.3	Parametrização dos controladores <i>P+Res</i>	31
Tabela 2.4	Parâmetros para o cálculo do filtro <i>LCL</i>	36
Tabela 2.5	Especificação dos componentes utilizados no filtro <i>LCL</i> para cada umas das fases	37
Tabela 3.1	Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração para afundamento de tensão.....	39
Tabela 3.2	Faixas aplicadas às VTCD às tensões nominais que o controle atuará	39
Tabela 3.3	Dados para o AVR do tipo DC1A.	42
Tabela 4.1	Número de Unidades Consumidoras ligadas aos secundários dos transformadores trifásicos, representadas por cargas PQ as 14h00 do dia com maior consumo de energia sem GD	48
Tabela 4.2	Dados dos transformadores ligados a rede de distribuição da quadra 1106 Sul da cidade de Palmas - To.....	51
Tabela 4.3	Dados das linhas de interligação.....	52
Tabela 5.1	Valores das correntes elétricas nos instantes de tempo quando ocorre o curto-circuito fase-terra na fase B e em regime permanente	62
Tabela 5.2	Resumo das variações de tensão para os diferentes curtos-circuitos para os Casos 1 a 5.	72
Tabela 5.3	Tensões para V_a , V_b e V_c , sem e com a inserção da GDFV, com curto-circuito Fase B-terra	75
Tabela 5.4	Tensões para V_a , V_b e V_c , sem e com as inserções das GDFVs, com curto-circuito Fase B-C-terra	77
Tabela 5.5	Tensões para V_a , V_b e V_c , sem e com as inserções das GDFVs, com curto-circuito simétrico entre Fase A-B-C-terra.....	80
Tabela 6.1	Potência Ativa em (W) das cargas de cada um dos transformadores durante 24 horas	98
Tabela 6.2	Potência Reativa em (VAr) das cargas de cada um dos transformadores durante 24 horas	99

LISTA DE ABREVIATURAS

AM	Massa do Ar;
AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BEM	Balanço Energético Nacional;
BIG	Banco de Informações de Geração;
BT	Baixa Tensão;
C	Coulomb;
CA	Corrente Alternada;
CC	Corrente Contínua;
CdTe	Telureto de Cádmio;
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica;
CO ₂	Gás Carbônico;
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;
Control_P	Variável de controle da potência ativa;
Control_Q	Variável para o controle da potência reativa;
CPF	Cadastro de Pessoa Física;
CSI	<i>Current Source Inverter</i> ;
CuInSe ₂	Disseleneto de Cobre-Índio;
D	Razão cíclica;
Di	Diodo;
e	Carga elétrica;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
F _c	Fator de correção;
fem	Força eletromotriz;
FP	Fator de Potência;
F _{res}	Frequência de ressonância;
F _s	Frequência de chaveamento;
FV	Fotovoltaica;
GaAs	Arseneto de Gálio;
GC	<i>Grid Code</i> ;
GD	Geração Distribuída;
GDFV	Gerador Distribuído Fotovoltaico;

Hz	Hertz;
I	Corrente de saída da célula;
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission;</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers;</i>
<i>IGBT</i>	<i>insulated gate bipolar transistor;</i>
I_{mp}	Corrente de máxima potência;
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética;
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia;
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia;
I_o	Corrente de saturação do diodo;
I_{ph}	Corrente fotogerada;
I_{sc}	Corrente de curto;
J	Joules;
J.s	Joules segundo;
K	Constante de Boltzmann's;
Ki	Ganho integral;
km/s	Quilômetros segundo;
Kp	Ganho proporcional;
kW	Quilowatts;
kWh	Quilowatts-hora;
kWp	Quilowatts-pico;
L	Indutor;
<i>LCL</i>	indutor-capacitor-indutor;
Li-ion	íon de lítio;
m	metros;
MME	Ministério de Minas e energia;
MPP	Ponto de Máxima Potência;
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking;</i>
ms	Milissegundos;
MW	Megawatts;
mΩ	mili-ohms;
NaS	Sódio;
<i>NOCT</i>	<i>Nominal Operating Conditions of Temperature;</i>
NTD	Norma Técnica;

°C	Graus Celsius;
°K	Kelvin;
ONS	Operador Nacional do Sistema;
ONS	Operador Nacional do Sistema;
P	Potência Ativa [W];
PAC	Ponto de Acoplamento Comum;
P&O	Perturba e observa;
p.u.	por unidade;
P+Res	Proporcional Ressonante;
PI	Proporcional Integral;
PID	Proporcional Integral Derivativo;
PIS	Programa de Integração Social;
<i>PLL</i>	<i>Phase Locked Loop;</i>
PMP	Ponto de máxima potência;
PNE	Plano Nacional de Energia;
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica;
PROINFA	Programa de Incentivos às fontes Alternativas de Energia Elétrica;
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation;</i>
Q	Potência Reativa [VAR];
REN	Resolução Normativa;
<i>rms</i>	<i>Root mean square;</i>
R_p	Resistência paralela da célula;
R_s	Resistência serie da célula;
R_{st}	Resistência série total;
s	segundos;
S	Potência Aparente [VA];
SEP	Sistema Elétrico de Potência;
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica;
SFV	Sistema Fotovoltaico;
SIGA	Sistemas de Informações de Geração da ANEEL;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions;</i>
T	Temperatura da célula solar;

T_{ref}	Temperatura de referência da célula solar;
TWh	Terawatts-hora;
UC	Unidade Consumidora;
UFV	Unidade Geradora Solar Fotovoltaica;
UTC	Tempo Universal Coordenado;
V	Volts;
VCC	Tensão contínua;
VL	Tensão de linha;
V_{mp}	Tensão de máxima potência;
V_{oc}	Tensão de circuito aberto;
V_{ref}	Tensão nas condições de referência;
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> ;
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração;
W/m ²	Watts por metro quadrado;
Wh	Watts-hora;
Wh/m ²	Watts-hora por metro quadrado;
Z_b	Impedância de base;
α	Coeficiente de temperatura para a corrente de curto
β	Coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto;
η	Rendimento;
ω	Frequência;
Ω	Ohms;
ω_c	Frequência de corte;
ω_g	Frequência angular da rede;

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	VI
AGRADECIMENTOS	VII
RESUMO	VIII
ABSTRACT	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS	XIV
SUMÁRIO	XVIII
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Contextualização do tema	1
1.3 Motivação (Justificativa)	8
1.4 Aspectos gerais sobre a Geração Distribuída de Energia (GD)	10
1.5 Revisão Bibliográfica	12
1.6 Objetivo Geral	15
1.6.1 Objetivos específicos	15
1.7 Contribuições do Trabalho	16
2 MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SFCR	19
2.1 Considerações Iniciais	19
2.2 Descrição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica	20
2.2.1 Módulo Fotovoltaico	21
2.2.2 Arranjo fotovoltaico	24
2.2.3 Inversor Fotovoltaico Trifásico	25
2.2.4 Filtro de Acoplamento	32

3	CONTROLE DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO	38
3.1	Descrição do Controle Proposto para VTCD/AMT	38
4	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	45
4.1	Rede Elétrica de Distribuição	45
5	SIMULAÇÕES DE CASOS E ANÁLISE DE RESULTADOS	53
5.1	Resultados e discussões do controle VTCD/AMT	54
5.1.1	Caso 1 – Falta fase-terra	59
5.1.2	Caso 2 – Falta fase-fase.....	65
5.1.3	Caso 3 – Falta fase-fase-terra	67
5.1.4	Caso 4 – Falta trifásica-terra.....	69
5.1.5	Caso 5 – Falta fase-terra com até 3 GDFVs	72
5.1.6	Caso 6 – Falta fase-fase-terra com até 3 GDFVs	76
5.1.7	Caso 7 – Falta trifásica-terra com até 3 GDFVs	79
5.1.8	Análise da tensão do barramento CC do GDFV	81
5.1.9	Análise das correntes de saída do GDFV	82
6	Considerações Finais	86
	Referências Bibliográficas	89
	Anexo I	97
	Tabelas das cargas	97

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem por finalidade apresentar a contextualização do tema proposto, sendo destacada a necessidade de novas formas de geração de energia elétrica decorrente de diversos fatores tais como: a mudança na relação das pessoas com a eletricidade, hoje cada vez mais dependentes, o aumento crescente da demanda de energia elétrica e a atual composição da matriz energética mundial. O presente capítulo também relata os principais conceitos de geração distribuída, sendo essa a forma mais empregada por diversos países e cuja inserção vem sendo ampliada nacionalmente, colaborando no aumento da geração de eletricidade no país.

Aqui também é apresentado uma revisão bibliográfica contemplando os temas primordiais desta tese, são descritos os objetivos e contribuições do desenvolvimento referente ao trabalho.

1.2 Contextualização do tema

Nos últimos anos, o mundo vem sofrendo mudanças na indústria e no mercado consumidor. Desde o advento da energia elétrica, que representou um importante marco para a humanidade, grandes mudanças aconteceram no dia a dia das pessoas, na realização de inúmeras atividades e na melhoria da qualidade de vida de forma geral. Foi devido à eletricidade que diversos equipamentos eletrônicos, eletrodomésticos, hospitalares, telecomunicações, carros, processos industriais entre outros foram desenvolvidos, e a humanidade passou a ter uma enorme dependência dela.

Capítulo 1 – Introdução

Contemporaneamente pode-se afirmar que a energia elétrica está por toda parte: dentro dos lares, como fonte de energia dos veículos, na iluminação pública entre outros e, na sua falta, grandes são os efeitos perturbadores no dia a dia dos seres humanos. Diante disso, é fato constatar que a energia elétrica é imprescindível para grande parte do arsenal de equipamentos que torna a vida moderna possível de funcionar.

Na evolução de todos os tipos de sistemas e equipamentos, os sistemas elétricos de potência também sofrem, na atualidade, uma grande mudança de paradigma devido à forte inserção de geração distribuída de característica renovável na matriz energética, bem como o aumento da inclusão de elementos de controle, monitoramento e supervisão nas redes de transmissão e distribuição [1].

Ao mesmo tempo, nesse panorama cresce a disputa por um mercado competitivo, inovador e voltado aos consumidores. Vale registrar que a população do planeta, no ano de 2021, somava aproximadamente 7,8 bilhões de habitantes e, para o ano de 2050, será de aproximadamente 9,8 bilhões de habitantes com uma previsão de crescimento de 2 bilhões de habitantes em 30 anos [2]. Perante essa realidade, detecta-se que o aumento populacional impactará diretamente no crescimento do consumo de energia elétrica trazendo também a necessidade do aumento da capacidade de geração dessa energia. Diante desse cenário, a busca por fontes alternativas de geração de energia elétrica vem sendo objeto de muitas pesquisas em diversas áreas.

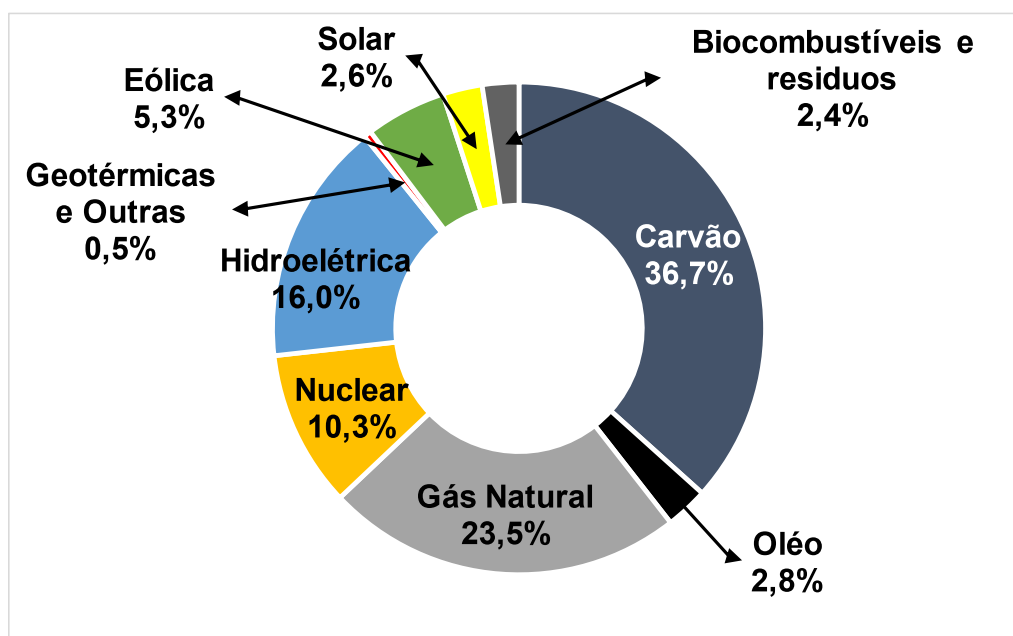
Entende-se por fontes alternativas de geração de energia elétrica a produção de energia designada por fontes renováveis, podendo ser consideradas inesgotáveis ou cujo potencial energético possa se renovar e que não utilizam derivados de petróleo e outros combustíveis fósseis para geração de energia. Para esses casos, a produção poderia ser descentralizada. Ainda, essa produção poderia ficar por conta e responsabilidade de produtores independentes ou mesmo de consumidores finais. São destacadas como essas tecnologias de produção de energia: a eólica, a geotérmica, a solar, a energia das ondas, a energia das marés e o aproveitamento da biomassa.

Na atualidade a principal forma de produzir energia elétrica no mundo utiliza-se de combustíveis fósseis (gás natural, carvão mineral e petróleo) em usinas termelétricas, ou seja, fontes não renováveis de energia. Essas fontes possuem uma

Capítulo 1 – Introdução

quantidade finita na natureza e provocam inúmeros impactos ambientais, como também ajudam a aumentar o aquecimento global, a chuva ácida entre outros. Segundo a Agência Internacional de Energia (dados atualizados em novembro de 2021) os combustíveis fósseis foram responsáveis pela geração de 63 % da energia elétrica mundial, sendo 23,5 % proveniente de gás natural, 36,7 % de carvão e 2,8 % de petróleo e seus derivados. Enquanto isso, a produção referente as outras fontes de geração somaram-se: hidroelétricas 16,0 %, nuclear 10,3 %, eólica 5,3 %, solar 2,6 %, biocombustíveis e resíduos 2,4 % e geotérmica, maré e outras fontes 0,5 % conforme pode ser visto na Figura 1.1 [3].

Figura 1.1 Produção mundial bruta de eletricidade, por fonte de energia



Fonte: [3] Modificado

Nesse sentido, a comunidade científica tem apresentado interesse em pesquisas que tratam sobre a geração elétrica em pequena escala. Sendo essa inserida como uma opção de geração no ponto de consumo final ou próximo deste. Tais opções, quando interligadas à rede elétrica de distribuição se apresentam como complemento de toda a energia elétrica gerada em uma determinada região. Como exemplo a geração Eólica e Solar aumentaram em 1 % cada de 2017 para 2021, enquanto Carvão e Óleo diminuíram 2 % no mesmo período [3].

Assim, adentra-se a questão da produção de energia elétrica em Baixa Tensão (BT), mais especificamente, utilizando a tecnologia de geração de energia solar fotovoltaica. Nesse sentido, a geração de energia elétrica solar fotovoltaica se

Capítulo 1 – Introdução

apresenta como uma forma alternativa de produção de energia, podendo contribuir e ajudando a suprir a demanda do país, pois talvez no futuro possa ser uma das principais fontes renováveis geradoras de energia elétrica do Brasil.

Ao analisar a realidade brasileira, registra-se que em 2021 o país alcançou mais de 213,7 milhões de habitantes e a previsão para o futuro em 2050 é mais de 232,9 milhões de habitantes [4]. Com o aumento da população maior será a demanda por energia elétrica. Mesmo o Brasil em 2021 ter a maior parte da energia elétrica produzida de fontes renováveis convencionais, tais como as usinas hidroelétricas. Para o futuro maior será essa necessidade de geração de energia elétrica para atender toda a população.

O maior exemplo é a Usina Hidroelétrica de Itaipu: a 2º maior usina de capacidade instalada do Mundo, com 14.000 MW de potência. Ela foi construída em parceria entre o Brasil e o Paraguai, sendo que 50 % da geração produzida é do Brasil e os outros 50 % são do Paraguai. Como o Paraguai não tem demanda para toda essa produção de energia, por meio de um acordo entre as partes, vende o excedente para o Brasil. Segundo informação de Itaipu Binacional, o Paraguai utiliza 15 % da energia produzida pela empresa, que corresponde a 90 % de toda a energia utilizada no Paraguai, e o Brasil utiliza 85 % da energia produzida pela usina, ou seja, compra 35% do país vizinho [5]. Esse acordo deve chegar ao fim após 50 anos de sua assinatura (previsto para 2023) podendo o país vizinho após isso cobrar mais caro sobre essa energia excedente que vende ao Brasil ou usar mais da energia produzida pela Usina [6].

A previsão de tal situação sugere que o Brasil tenha um grande aumento no custo da energia elétrica disponível em sua rede. Isso poderá fazer com que o sistema nacional tenha que acionar mais usinas termoeletricas para atender a demanda nacional. Desse modo, fará com que o custo da energia se eleve. Junto a esse cenário existe a incerteza do regime de chuvas podendo ocasionar uma nova crise hídrica, como aconteceu em 2015 e em 2021.

Em contrapartida, o Brasil tem uma extensa área territorial e um elevado potencial para produção de energia fotovoltaica. Ele também tem alta incidência solar por metro quadrado medida na forma de irradiância [W/m^2], em todo seu território [7]. Ainda, a produção de energia elétrica utilizando uma fonte renovável não convencional

Capítulo 1 – Introdução

(como o sol) se apresenta como uma excelente opção, deixando o consumidor na forma de agente transformador e investidor nessa tecnologia.

Surge nesse panorama a figura do consumidor final como um pequeno produtor de energia elétrica, sendo aquele que se mobiliza no sentido de encontrar alternativas de conservação e autoprodução que lhe garantam um fornecimento de energia a longo prazo e, além disto, reduza os custos e impactos ambientais.

Esses agentes mencionados acima deixaram de ser meros consumidores e passaram a ser chamados de micro ou miniprodutores após a Resolução Normativa (REN) 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [8]. Para ANEEL, tais consumidores podem interligar o seu sistema de geração de energia elétrica à rede elétrica de baixa tensão das concessionárias locais, podendo compensar a energia produzida em suas unidades consumidoras, (sendo considerados também como uma geração distribuída). Vale ressaltar que houveram atualizações e somando-se a essas resoluções da ANEEL, em janeiro de 2022 foi sancionada a Lei Nº 14.300, a qual Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) [9].

No Brasil a energia elétrica gerada por fontes renováveis, segundo a ANEEL, representou em março de 2022 83,00 % da matriz energética nacional, no qual tem-se Hídrica 59,96 %, Eólica 11,79 %, Biomassa 8,66 %, Solar 2,60 %, e Undi-elétrica 0,00003 %. Desse total, a geração Solar fotovoltaica representa 2,60 % (4.737.905,78 kW), com 7.373 Centrais Geradoras Solar Fotovoltaicas (UFV), instaladas (sem considerar os micro e minigeradores) que nos últimos dois anos dobrou sua representação e a quantidade de UFV em funcionamento [10]. Ao analisar a geração solar levando em consideração os micros e minigeradores distribuídos, observa-se em março de 2022 um total de 857.715 Geradores Distribuídos Fotovoltaicos (GDFV) instaladas, gerando um total de 9.468.895,58 kW de potência [11]. Somando as potências geradas pelas UFV e pelas GDFV elas já ultrapassam a potência total da Usina Hidroelétrica de Itaipu.

Apesar da alta incidência de raios solares em todo o território nacional ao longo do ano, a energia elétrica gerada pelo sol ainda é pequena perante a necessidade do país e a possibilidade de geração de energia elétrica através da incidência de raios solares em todo o território brasileiro.

Capítulo 1 – Introdução

Outros países, mesmo em condições naturais não tão favoráveis quanto o Brasil, estão mais avançados na exploração dessa fonte renovável, como exemplo: China, EUA, Japão, Alemanha, Índia, Itália, Austrália, Vietnã [12].

Cumprе registrar que, a quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico depende da taxa de irradiação solar e da temperatura do local onde é instalado. No Brasil, regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte são as que possuem o maior potencial de aproveitamento da energia solar [13]. A região Sul dentre todas as regiões é a menos privilegiada, entretanto ainda possui taxas de irradiação melhores do que aquelas encontradas na Alemanha [14] ou em outros países que empregam largamente a energia solar fotovoltaica, conforme verificado no Atlas Solarimétrico do Brasil [13].

Em termos de funcionamento, as gerações de energia elétrica fotovoltaica podem ser instaladas em qualquer espaço onde os módulos possam ser colocados, desde que, respeitadas as dimensões e as especificações do fabricante. Dessa forma, telhados e fachadas de prédios e de residências podem ser utilizados para a instalação de equipamentos destinados à geração de eletricidade em áreas urbanas. Além disso, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCD) ou Gerador Distribuído Fotovoltaico (GDFV) elétrica de distribuição, disseminados na forma de micro ou minigeradores de eletricidade, permitirão ampliar a oferta de energia elétrica.

Deste modo, ao contribuir para a manutenção da característica renovável da matriz energética brasileira a geração fotovoltaica poderia ainda, auxiliar a rede elétrica em alguns serviços auxiliares [15]–[17].

Segundo os fabricantes dos equipamentos, qualquer consumidor final que instalar a geração solar, terá seu abastecimento de eletricidade por pelo menos 25 anos, que é o tempo mínimo de vida útil de um sistema solar fotovoltaico [18]. O retorno de seu investimento aconteceria em alguns anos com a energia produzida e compensada em sua conta de energia elétrica [18]–[20].

Devido ao fato da geração Solar fotovoltaica ser cada vez mais utilizada no Brasil, toda a tecnologia envolvida para sua produção é motivo para um grande número de pesquisas. Essas pesquisas buscam aumentar ou melhorar o rendimento, a eficiência dos equipamentos envolvidos na produção de energia elétrica como no sistema em que eles estão interligados e as aplicações que possam auxiliar a rede elétrica durante falhas.

Capítulo 1 – Introdução

O Brasil, apesar de ter um grande potencial de produção de energia fotovoltaica, tem caminhado em pequenos passos na migração dos consumidores para o papel de micro ou minigeradores. Os equipamentos existentes no mercado, mesmo contando com sua própria tecnologia agregada ainda demandam de melhorias e aperfeiçoamentos. Destaca-se que como micro ou miniprodutores esses equipamentos poderiam contribuir com a rede elétrica em alguns serviços ancilares.

Quando se trata especificamente da produção, geração distribuída, por meio dos SFCR ou GDFV, eles devem produzir somente a energia ativa e injetá-la na rede elétrica. A energia ativa, é a força principal e a que executa o trabalho, ou ainda, é aquela que pode ser convertida em outra forma de energia [21]. A energia reativa é fornecida pelas concessionárias, ou seja, pela rede elétrica a qual os consumidores estão interligados. A energia reativa é aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho útil, ou seja, é a componente energética que não realiza o trabalho, mas precisa ser consumida pelos equipamentos, gerando a formação dos campos eletromagnéticos necessários para seu funcionamento [21]. Devido os GDFV injetarem energia ativa na rede elétrica, isso faz com que a rede diminua o fornecimento de potência ativa e continue fornecendo toda a potência reativa. Desse modo, o fator de potência da rede elétrica de distribuição fica baixo. Caso um curto-circuito aconteça na rede elétrica, os níveis de tensão ficarão excessivamente reduzidos, podendo ocasionar desligamentos e queima de equipamentos mais sensíveis à variação de tensão.

Se os GDFV auxiliarem a rede elétrica durante o afundamento de tensão injetando energia reativa, poderiam contribuir no suporte do nível de tensão para percorrer a falha. Por consequência, minimiza-se os efeitos da baixa tensão para os consumidores interligados a rede elétrica.

Diante disso, este trabalho busca propor um SFCR trifásico, com um controle interno de injeção de potências ativa e reativa durante o afundamento de tensão, de forma a mitigar perturbações e contribuir para serviços auxiliares na rede. Busca-se uma melhoria no controle da injeção de potência ativa enquanto a potência reativa é injetada para auxiliar na sustentação da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) durante a Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD), mais especificamente, o Afundamento Momentânea de Tensão (AMT), assim, com a máxima eficiência na geração de energia elétrica.

Capítulo 1 – Introdução

A operacionalização da pesquisa se dividirá em 6 partes, iniciando pelo levantamento teórico bibliográfico, modelagem matemática, simulações e análise de resultados e considerações finais.

1.3 Motivação (Justificativa)

Com um gigantesco potencial solar que o Brasil possui, em conjunto com as grandes reservas de quartzo, o país poderá tornar-se um dos principais líderes mundiais no emprego de energias renováveis (Fotovoltaica) e na fabricação de módulos fotovoltaicos. Aliados a isso, a expectativa de aumento na disponibilidade de energia elétrica e dos benefícios ambientais do uso de uma fonte limpa e renovável, o país deverá ser impulsionado por um desenvolvimento tecnológico nesta área, criando empregos e renda para profissionais de diversos setores tais como: serviços de instalação, manutenção, treinamentos e fabricação de módulos, ajudando dessa forma, a mover a economia nacional [15]–[17].

Com inúmeras instalações já existentes e, devido à perspectiva de um grande número de outras novas instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica para os próximos anos ser bem ampla, os seguintes questionamentos vem sendo motivo de investigações pela comunidade científica:

1º - Como se comportarão as redes de distribuição com a inserção dessa quantidade de geração distribuída conectada à rede elétrica, sendo injetado somente potência ativa e deixando na responsabilidade apenas da própria rede de fornecer toda a potência reativa necessária para atender os consumidores?

2º - Existe a possibilidade desse SFCR ajudar no fornecimento de potência reativa para a rede?

3º - Esse SFCR pode auxiliar a rede elétrica a manter os níveis de tensão durante falhas?

4º - Como seria o comportamento do SFCR com essas características e o comportamento da rede elétrica com a inserção desse equipamento?

Dessa forma, o trabalho busca apresentar uma solução a respeito desses questionamentos, realizando uma análise do comportamento da rede de distribuição quando os SFCR estiverem em funcionamento, injetando potências ativa e reativa na rede elétrica de distribuição, durante a variação de tensão de curta duração, mais

Capítulo 1 – Introdução

especificamente o afundamento momentâneo de tensão. Consequentemente, espera-se que aumente a eficiência, diminua as perdas e auxilie a rede elétrica e os consumidores a manter os níveis de tensão durante falhas ou curtos-circuitos.

As cargas (equipamentos) não lineares se popularizaram na rede elétrica nos setores residencial e comercial. Tais cargas têm como característica uma alta demanda de potência reativa a exemplo dos aparelhos eletroeletrônicos (refrigeradores, máquinas de lavar, aparelho de ar condicionado, ventiladores, carregadores de bateria de celular e de notebook, televisão, micro-ondas, computadores), e sistemas de iluminação com lâmpadas de descarga e compactas fluorescentes e LED, em substituição às incandescentes, sendo essas cargas mais sensíveis a variação de tensão, principalmente ao afundamento de tensão [22].

A proposta em questão é propor um controle de injeção de potência ativa e reativa durante afundamentos de tensão, o qual foi implementado em um inversor fotovoltaico trifásico de forma a mitigar perturbações e contribuir com serviço ancilar na rede elétrica de baixa tensão.

A melhoria no controle da injeção de potência ativa enquanto a potência reativa é injetada para auxiliar na sustentação da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) durante a variação de tensão de curta duração, mais especificamente, o afundamento momentâneo de tensão. Assim, o controle da injeção de potência ativa funciona em conjunto com o regulador automático de tensão (AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*) em uma versão modificada. As modificações no modelo e parâmetros do AVR são implementadas para uma dinâmica mais rápida, identificando assim o AMT e, consequentemente, o controle atua alterando as potências de forma a reduzir a injeção de potência ativa e aumentar a potência reativa com base na capacidade total do inversor. Dessa forma, o controle evitará possíveis desligamentos e danos aos equipamentos conectados à rede elétrica e, além disso, melhorias também poderão ser observadas nos níveis de tensão do barramento dos consumidores.

Registra-se que esta pesquisa, como forma de continuidade aos estudos iniciados em 2013 e também no intuito de se obter dados mais próximo da realidade de um sistema instalado, utiliza a rede elétrica de distribuição real apresentada por Piccini em 2014 [23] para verificar e comprovar o comportamento do inversor fotovoltaico e da rede elétrica.

Capítulo 1 – Introdução

1.4 Aspectos gerais sobre a Geração Distribuída de Energia (GD)

A GD pode ser definida como qualquer aparato de geração de energia elétrica que pode ser produzida junto ou próximo do consumidor independente da fonte de energia ou de combustível, da potência ou do tamanho da unidade geradora e da tecnologia envolvida, estando distribuída por toda a rede elétrica ou mesmo isolada [9], [19], [24], [25].

As tecnologias de GD têm evoluído rapidamente para incluir potências cada vez menores. Nessa evolução, todos os equipamentos envolvidos, tais como: de medição, de controle e de comando (cuja finalidade é articular a operação dos geradores) e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) devem, ao mesmo tempo, adaptar-se as redes elétricas e a oferta de energia.

No segundo trimestre de 2012 após a Resolução Normativa 482 da ANEEL, no cenário nacional 70,1% de toda a energia elétrica produzida foi responsabilidade das centrais hidrelétricas [26] que estão distantes dos grandes centros consumidores. No decorrer de 9 anos, no ano de 2021, esse cenário sofreu modificações e 60,81% da potência instalada correspondeu a geração hidroelétrica. Houve um aumento de geração termoeletrica, eólica e fotovoltaica [10].

Devido à grande busca mundial por petróleo e a crise hídrica que o Brasil vem passando nos últimos anos desde 2015, a geração em menor escala associada ao consumidor teria um papel importante e decisivo para essa alteração do cenário.

Lora e Haddad (2006) lembram que na implantação de novas alternativas ou no aumento da geração de eletricidade devem ser observadas diversas características, tais como: distribuição geográfica da produção, confiabilidade e flexibilidade de operação, disponibilidade e preços de combustíveis, prazos de instalação e construção, além das condições de financiamento e licenciamento ambiental [19].

No Brasil, a entrada da GD deve se adequar as necessidades do mercado energético nacional, respeitando as características do sistema elétrico instalado, introduzindo ganhos de eficiência, confiabilidade, flexibilidade e reduzindo os impactos ambientais de sua construção [19]. A GD tem vantagem sobre a geração central, uma vez que economiza investimentos em grandes centrais a serem construídas e na instalação de redes de transmissão, além de reduzir perdas na rede. Como consequência, obtém-se uma melhora na estabilidade do serviço de energia elétrica,

Capítulo 1 – Introdução

um menor tempo de instalação e um atendimento mais rápido da demanda. Também deve-se lembrar que com tal geração há um baixo custo de manutenção e operação além da redução de impactos ambientais [19], [27].

Segundo o Protocolo de Quioto (1997), outro fator de influência para a entrada da GD utilizando fontes renováveis é a necessidade de redução das emissões de gases que agravam o efeito estufa, como exemplo, o CO₂ [28].

Diante desse cenário, conforme citado no início desta pesquisa, a ANEEL criou resoluções normativas destinadas a facilitar a geração de energia nas unidades consumidoras. A primeira delas foi aprovada em abril de 2012 (Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL), atualizada em 2017 (Resolução Normativa Nº 786) e em 2021 uma atualização no PRODIST (Resolução Normativa nº 956) [8]. Mas em 6 de janeiro de 2022 foi instituído a Lei 14300/2022 que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, com regras destinadas a reduzir barreiras na instalação de geração distribuída de pequeno porte. Nessa ação foram incluídas a microgeração (com até 75 quilowatts (kW) de potência) e a minigeração (de 75 kW a 3 Megawatts (MW) de potência) [9]. Com essas Resoluções Normativas, entre outras regras importantes, foi criado o Sistema de Compensação de Energia que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local, sendo válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia como hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada [8]. Com essa nova Lei, todos os projetos em GD, já instalados ou cuja solicitação de acesso ocorram até o dia 7 de janeiro de 2023, serão válidos nas regras atuais de compensação previstas nas Resoluções Normativas da ANEEL desde a 482 e suas atualizações (Resolução Normativa nº 482/2012), até o dia 31 de dezembro de 2045. Trata-se do chamado período de vacância. Além de outras regras importantes para a GD [9].

Devido à escassez hídrica e as novas resoluções da ANEEL, a geração de energia elétrica no Brasil sofreu modificações. Essas modificações, aumentaram o uso das usinas termoelétricas, eólicas e fotovoltaicas. Isso pode ser visto no Sistemas de Informações de Geração da ANEEL (SIGA) [10].

Ao observarmos mais especificamente as centrais de geração solar fotovoltaica, em 2012 eram muito pequenas, agora em 2022 sua representação é mais de 2,6% da demanda total de geração de energia elétrica de todo o Brasil. Se

Capítulo 1 – Introdução

verificarmos somente a GDFV existe um grande número de instalações, com aumento da potência gerada, mais ainda pequena se levarmos em consideração o potencial de irradiação solar disponível em todo o território brasileiro.

1.5 Revisão Bibliográfica

Nesta seção serão apresentados trabalhos realizados no contexto desta pesquisa, envolvendo aspectos tais como: a energia solar fotovoltaica conectada ao sistema elétrico, o controle do inversor trifásico e aplicações do inversor fotovoltaico para auxiliar a rede elétrica na ocorrência de variações de tensão.

Nas últimas duas décadas, a GD a partir de fontes renováveis de energia, mais especificamente a geração de energia fotovoltaica, tornou-se uma das tecnologias mais novas e promissoras. No Brasil, isso vem acontecendo desde 2012 [24], [25], [29]. Devido à crescente adoção desse recurso, os GDFV estão se desenvolvendo em um ritmo muito acelerado e em breve serão uma grande parte da geração de energia em algumas regiões [29], [30]. Em vista desse fato, muitos países estabeleceram novos requisitos e códigos de rede (GC, do inglês, *Grid Code*) para que o GDFV permaneça conectado durante alguma falha. Seu desligamento durante falhas pode causar problemas relacionados à estabilidade, confiabilidade e operação do sistema elétrico de potência atendido pelo GDFV [31]. Como resultado, há uma mudança no comportamento dinâmico e impacto na rede de distribuição que o GDFV está sendo inserido [30], [32]–[34].

No mundo os novos estudos e normas de conexão destacam que o GDFV evita uma grande perda de energia ao permanecer conectado à rede elétrica em caso de queda de tensão. Essa capacidade é conhecida como LVRT (*Low-Voltage Ride Through*). Estudos recentes compararam essas normas de LVRT para usinas fotovoltaicas conectadas à rede em diferentes GC de diferentes países em [29], [30], [35], [36]. Alguns países propuseram e implementaram esses requisitos de conexão para o LVRT [29], [37], [38]. Além disso, os governos, com o objetivo de aumentar a penetração do SFCR na matriz energética de seus países, introduziram algumas regras e regulamentos de incentivo, conectando essas GDs as redes elétricas de distribuição de baixa e média tensão [37], [38]. Devido a maior utilização, diversos estudos têm demonstrado grande interesse no funcionamento da rede elétrica de distribuição com a participação da GD fotovoltaica na matriz energética. Além disso,

Capítulo 1 – Introdução

destaca-se que essa participação pode contribuir no controle da tensão em regime permanente, podendo ser observados benefícios como o aumento da capacidade de hospedagem, a redução da queda de tensão e da perda de cargas [37].

De acordo com a versão do IEEE 1547–2003, no ponto de interconexão, a GD (incluindo geradores solares fotovoltaicos) não pode participar ativamente na regulação de tensão, nem do controle da potência reativa na rede elétrica [38], [39]. A partir da atualização e aprovação do IEEE 1547–2018, os geradores distribuídos podem participar ativamente do suporte à tensão da rede, fornecendo, assim, compensação de potência reativa [40].

Na literatura técnica, é possível encontrar várias pesquisas integrando o sistema fotovoltaico à rede de distribuição. Ao mesmo tempo, os pesquisadores discutem métodos para o gerenciamento e controle da potência ativa e reativa. Vale ressaltar que o controle da potência reativa é um dos requisitos importantes para a estabilidade da rede de distribuição.

A referência [17] propõem um SFCR operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa. Para isso, utilizou simulações computacionais do comando de um inversor controlado por tensão (VSI, do inglês, *voltage source inverter*), usando o PWM (*pulse width modulation*) padrão. Esse controle tem como objetivo modificar o ângulo de fase da tensão da saída nos terminais do inversor, fazendo com que este forneça/absorva potência reativa de acordo com a necessidade da rede elétrica.

O trabalho [41] apresenta uma redução da distorção harmônica de corrente em inversores fotovoltaicos conectados à rede trifásica via controle de corrente ressonante, para isso, analisa as limitações do controle de corrente ressonante padrão, operando sob condições de rede anormais, propõe um controle para melhorar a distorção harmônica da corrente nessas condições anormais sem prejudicar o controle de corrente padrão. Esse controle apresenta baixa distorção harmônica de corrente e baixa carga computacional.

A referência base [42] apresenta uma análise como o inversor fotovoltaico pode executar serviços auxiliares e apoiar a rede elétrica. Os autores propõem um controle para injeção de potência reativa e compensação de corrente harmônica e define que a prioridade dos serviços auxiliares é garantir a operação do inversor fotovoltaico monofásico ou trifásico em condições nominais. Com isso, melhora a

Capítulo 1 – Introdução

capacidade excedente do inversor que não é utilizada na operação diária. Nesse trabalho é feito o controle do rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT) e ainda são apresentadas quatro formas de controle do inversor trifásico, sendo: com a utilização do referencial síncrono (dq), referencial estacionário ($\alpha\beta$), controle natural (abc) de coordenadas e o controle do quadrado da tensão do barramento CC.

Um método de controle de potência reativa é discutido por [43], que tem como característica o uso eficiente do gerenciamento de potência reativa quando conectado a uma barra crítica na rede de distribuição. O método aumenta a regulação da tensão e melhora o fluxo reverso de energia de um sistema de distribuição com alta penetração de fontes renováveis de energia, ao mesmo tempo em que utiliza de forma eficiente a capacidade da potência reativa do inversor fotovoltaico.

Em [44] é apresentado um plano de compensação de energia reativa nas barras de transmissão e distribuição com o auxílio da GD e sem o uso de compensadores de potência reativa adicionais. A referência [45] apresentou um novo método para melhorar o controle de potência ativa, compensação da potência reativa e melhoria da qualidade de energia de um SFCR usando conversor CC-CC em cascata em um inversor com PWM.

Para resolver os problemas de sobretensão no barramento CC e sobrecorrente no lado CA causados por afundamentos de tensão, alguns autores [29], [46] discutiram uma estratégia de controle para melhorar a capacidade operacional do LVRT para usinas fotovoltaicas de estágio único baseada nos padrões da Malásia. Esse controle também se propõe a resolver os problemas que causam desconexão ou danos ao inversor. Além disso, injetam somente potência reativa durante falhas simétricas e assimétricas.

Em outro artigo apresentado por [47], os autores descrevem uma estratégia de controle LVRT para um SFCR trifásico para BT. Essa estratégia usa como base a capacidade do inversor de permanecer conectado durante um afundamento de tensão. Durante as falhas assimétricas, o inversor injeta potência reativa e o controle impede o rastreamento do ponto de máxima potência, mas garante uma transição suave entre os dois métodos, com e sem MPPT. Além disso, a referência [47] destaca a teoria do potencial misto de Brayton–Moser's e injeta apenas potência reativa durante as falhas.

Capítulo 1 – Introdução

Em [38], os autores propõem uma metodologia matemática para derivar a curva de capacidade de potência ativa e reativa de um sistema fotovoltaico. A técnica descrita por [38] gerencia a injeção de potência reativa em uma rede elétrica de distribuição, com a máxima potência para várias condições ambientais. Como resultado, foi possível determinar os limites da potência reativa para sistemas monofásicos e trifásicos conectados à rede de distribuição do IEEE de 33 barras.

Os autores [30], sugerem um método de solução teórico e um modelo de cálculo para analisar a corrente transitória durante a falta de energia fotovoltaica, levando em conta a flutuação da tensão do barramento CC e a influência do circuito de descarga durante o LVRT. Eles usaram um inversor, com um conversor CC/CC mais CC/CA, e comportamento analisado foi durante falhas simétricas e assimétricas.

Foi discutido em [36] uma solução para falhas assimétricas considerando o controle LVRT, foi feita uma comparação de vários algoritmos heurísticos e foi usado um algoritmo de evolução diferencial adaptável (ADE, do inglês, *Adaptive Differential Evolution*). Ainda, obtiveram de forma confiável os parâmetros do controlador de tensão, tanto durante o regime permanente com em transitório.

Finalmente, para demonstrar a relevância do assunto que trata dos controles de potência reativa e de tensão na rede de distribuição, os pesquisadores das referências [34], [48] fornecem um vasto referencial bibliográfica com as técnicas utilizadas até o momento. Além disso, os autores apresentam as vantagens e desvantagens de todos os métodos já pesquisados.

1.6 Objetivo Geral

A tese tem como principal objetivo, é propor um GDFV trifásico, com um controle de injeção de potência ativa enquanto a potência reativa também é injetada na rede elétrica de distribuição, para auxiliar na sustentação da tensão no PAC durante a VTCD, mais especificamente, o AMT.

1.6.1 Objetivos específicos

Como objetivos específicos destaca-se:

- ✓ Propor o inversor sem a utilização do *boost* para diminuir as perdas;
- ✓ Desenvolver, modificar e controlar o controle das potências ativa e reativa;

Capítulo 1 – Introdução

- ✓ Modificar o regulador automático de tensão, com as modificações e alterações nos parâmetros necessárias para deixar sua dinâmica mais rápida;
- ✓ Modelar parte de uma rede elétrica de distribuição real para implementar o GDFV trifásico com as alterações propostas e realizar as simulações;
- ✓ Simular AMT na rede elétrica mencionada;
- ✓ Analisar o comportamento da rede elétrica em questão com a inserção do GDFV trifásico com o controle proposto durante a falha, a fim de mitigar tal evento e contribuir com serviços ancilares na rede.

1.7 Contribuições do Trabalho

Para atingir os objetivos, foi modelado no Matlab/Simulink® um GDFV trifásico com o controle proposto, e também uma parte da rede de distribuição real da cidade de Palmas, que está localizada no estado de Tocantins, na região norte do Brasil. Foi escolhida essa localidade para dar continuidade nos trabalhos já desenvolvidos pelo Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos da Universidade Federal de Uberlândia [17], [23].

Entre as contribuições desta tese, foi possível notar que as referências [17], [30], [43]–[45], que relacionam a compensação reativa fornecida pelo SFCR, estão associadas à regulação de tensão em regime permanente e não em regime transitório, pois resolvem problemas de queda de tensão, mas não de afundamento momentâneo de tensão. Além disso, os trabalhos priorizam o sistema fotovoltaico de dois estágios (conversor CC-CC e conversor CC-CA) e não um único estágio (somente conversor CC-CA) cuja vantagem é oferecer menores perdas operacionais.

Em relação aos trabalhos [29], [30], [46], [47], eles recomendam um controle que funcione apenas com injeção de potência reativa durante a condição de operação do LVRT, ou seja, durante afundamentos de tensão para falhas simétricas e assimétricas, portanto, o sistema fotovoltaico está sujeito a sobretensão no barramento CC. Por outro lado, este trabalho aqui apresentado propõe um controle capaz de injetar potência ativa e reativa durante o AMT, de forma que o problema de sobretensão no barramento CC seja mitigado pela injeção de potência ativa. É importante notar que a potência ativa diminuirá com a intensidade dos afundamentos de tensão.

Capítulo 1 – Introdução

Para a referência [47], o MPPT do inversor é desabilitado durante os afundamentos de tensão (operação LVRT). Já, o controle proposto nesta tese mantém o MPPT sempre em atividade, pois continua injetando potência ativa durante o evento.

O artigo [38] necessita derivar as curvas de potência ativa e reativa para realizar a compensação reativa, porém, essa estratégia exige uma alta capacidade de processamento, aumentando assim o tempo de resposta do sistema. Por sua vez, o controle aqui proposto gera a referência de potência reativa de forma mais simplificada, ou seja, pela diferença fasorial entre a potência total (aparente) e a potência ativa. Além disso, como destaque, os dados de simulação empregados são de uma rede de distribuição real, e não do modelo do IEEE de 33 barras, aproximando ainda mais o estudo simulado da realidade e abrindo caminho para novos estudos.

Também em [36], os autores trabalharam apenas com falhas assimétricas com um algoritmo de evolução diferencial adaptativa. Já aqui nesse trabalho, se propõe um novo método de controle das potências ativa e reativa que não foi utilizado em nenhuma das técnicas pesquisadas, uma vez que o AVR é utilizado para gerenciar a capacidade total do inversor no AMT, reduzindo a potência ativa liberando espaço para injeção de potência reativa quando necessário. A técnica aqui proposta não foi mencionada nos artigos de revisão bibliográfica apresentado pelas referencias [34], [48].

Embora os métodos anteriores possam fornecer potência reativa, esses métodos apresentam desvantagens de vários componentes adicionais que incorrem em custos extras e não resolvem o problema de identificar o melhor ponto de equilíbrio entre as potências durante o afundamento de tensão. Por isso, ao pesquisar por aplicações de SFCR trifásicos em GD, poucos artigos exploraram suficientemente essa estratégia de LVRT para percorrer a falha e até onde é de conhecimento do autor, nenhum utilizou a técnica proposta nesta pesquisa. Ainda, quando se trata desse GDFV para contribuir com a rede elétrica durante um afundamento de tensão ao fornecer suporte de tensão injetando potências ativa e reativa, vale destacar que esta questão ainda não foi totalmente explorada na literatura.

É importante destacar, que esse trabalho é continuidade de outros trabalhos já desenvolvidos ao longo dos anos pelo Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos da Universidade Federal de Uberlândia [15], [17], [23], [49]–[53].

Capítulo 1 – Introdução

Em relação aos outros métodos anteriormente citados, esta proposta busca otimizar a melhor quantidade de injeção de potências ativa e reativa no momento do afundamento de tensão. Para isso, é necessário diminuir a injeção de potência ativa e aumentar a injeção de potência reativa durante o AMT.

Será apresentado com este trabalho um controle da injeção de potência ativa enquanto a potência reativa é injetada para auxiliar na sustentação da tensão no PAC durante a VTCD, mais especificamente, o AMT. Assim, o controle da injeção de potência ativa funciona em conjunto com o AVR em versão modificada. As modificações no modelo e parâmetros do AVR são implementadas para uma dinâmica mais rápida, identificando assim o AMT e, conseqüentemente, o controle atua alterando as potências de forma a diminuir a injeção de potência ativa e aumentar a potência reativa com base na capacidade total do inversor, ou seja, mantendo o inversor sempre em 1 p.u. de potência aparente. Portanto, o controle evitará possíveis desligamentos e danos aos equipamentos conectados à rede elétrica. Também será observada melhoria nos níveis de tensão para os consumidores.

CAPÍTULO 2

2 MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SFCR

2.1 Considerações Iniciais

No presente capítulo é descrito o sistema solar fotovoltaico utilizado, sendo apresentada a modelagem matemática necessária para a representação dos elementos que o compõem, como o inversor trifásico, o filtro LCL, que realizará o acoplamento de todo o sistema à rede elétrica da concessionária local, e por fim, parte da rede elétrica em estudo.

Destaca-se ainda que a modelagem em pauta tem por objetivo desenvolver e propor um sistema de geração solar fotovoltaica que contemple desde as variações de temperatura e irradiância solar incididas no arranjo fotovoltaico, até a injeção de potências ativa e reativa na rede elétrica. Este modelo permitirá diversos tipos de estudos relacionados ao desempenho de um sistema de geração fotovoltaica. Para isso será utilizado o ambiente gráfico Matlab/Simulink®.

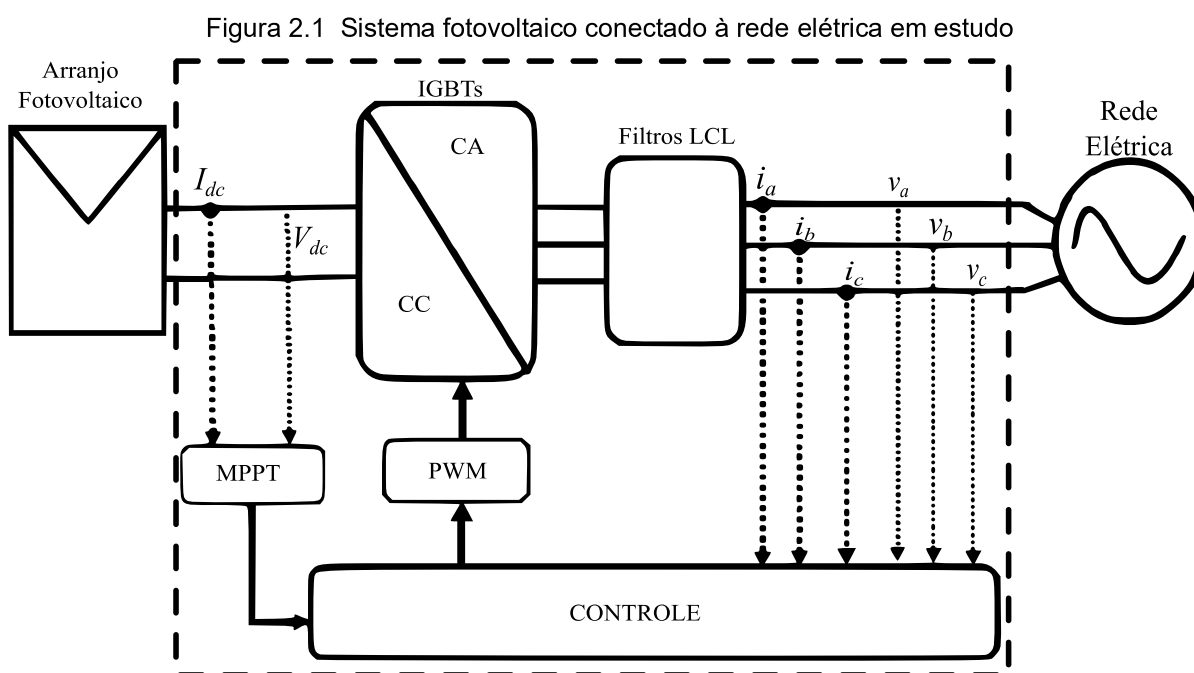
Neste trabalho, no que tange às diferentes estratégias de controle existentes para inversores em SFCR, serão apresentados o controle no sistema dq ou SynRFC (*Synchronous Reference Frame Control*) e o controle $\alpha\beta$ ou StRF (*Stationary Reference Frame Control*) conforme apresentados no livro [54]. Tais estruturas de controle possibilitam realizar o fluxo de potência reativa. Com a atualização e aprovação da norma internacional IEEE 1547-2018, os geradores distribuídos adquiriram o direito de participar ativamente no suporte de tensão da rede elétrica, fornecendo assim compensação de potência reativa [40].

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Além disso, este capítulo retrata o sistema elétrico utilizado para a conexão do sistema solar fotovoltaico. Assim, são apresentados os cálculos necessários para a representação dos componentes do sistema no *software* escolhido, sendo esses os dados de linha, transformadores e cargas.

2.2 Descrição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica

Foi modelado um SFCR composto pelo arranjo fotovoltaico, inversor fotovoltaico trifásico e por fim, o filtro LCL que faz a conexão com a rede de distribuição de baixa tensão. No entanto, a configuração adotada difere-se daquela amplamente empregada para os inversores fotovoltaicos apresentado pelos autores [17], [29], [42], [47], [52], [55]. Essa configuração não utiliza os conversores *Boost* ou *Buck* e a técnica do MPPT é aplicada diretamente no inversor, conforme mostra a Figura 2.1. O diagrama esquemático da Figura 2.1 apresenta esse SFCR que é conhecido também por conversor de estágio único. Além disso, apresenta um capacitor do barramento CC, que é responsável por minimizar as oscilações vindas do arranjo fotovoltaico. O modelo detalhado do SFCR será apresentado na sequência.



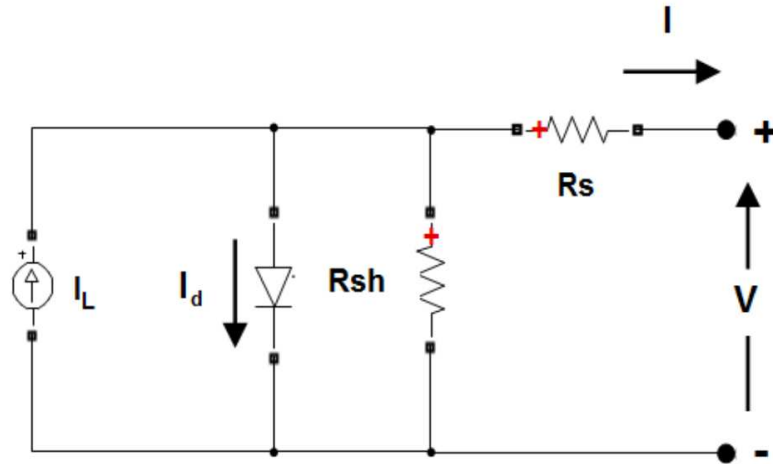
Fonte: Autor

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

2.2.1 Módulo Fotovoltaico

Para o SFCR proposto, o módulo fotovoltaico é construído por várias células fotovoltaicas, seu circuito equivalente é ilustrado na Figura 2.2. A relação entre a tensão (V) e a corrente (I) de saída do módulo fotovoltaico é matematicamente definida pela eq. (2.1).

Figura 2.2 Circuito equivalente do módulo fotovoltaico



Fonte: [29], modificado

$$I = I_L - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q(V + I \times R_s)}{(m \times k \times T \times N_{cell})} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

No qual:

I_L - fonte de corrente (corrente gerada pela incidência de luz) (A),

I_{sat} - corrente de saturação de diodo (A),

m - fator de idealização do diodo,

k - constante de Boltzmann (J/K),

T - temperatura ($^{\circ}\text{C}$),

N_{cell} - número de células por módulo,

q - carga de elétrons (Coulomb),

R_s - resistência em série (Ω),

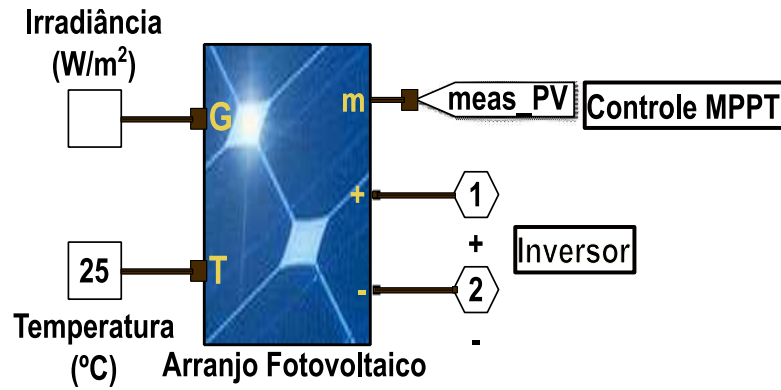
R_{sh} - resistência de shunt (Ω).

Além disso, a corrente de saída depende dos valores de irradiância (G) (W/m^2) e temperatura dos módulos (T) ($^{\circ}\text{C}$), conforme apresentado pelas equações (2.2) e (2.4). Com essas características inseridas no bloco “Arranjo Fotovoltaico” da Figura

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

2.3, é possível obter a tensão e corrente fornecidas pelos módulos. Com esses dados, o bloco representa os efeitos físicos e elétricos do módulo fotovoltaico que também foram apresentados pelos autores [17], [23], [29].

Figura 2.3 Bloco Arranjo Fotovoltaico e ligações



Fonte: Autor

Existe uma outra saída deste bloco denominada de (m) (visualizar a Figura 2.3), a qual é disponibilizada pela biblioteca do Simulink. Tal terminal fornece as medições do arranjo fotovoltaico, tais como: tensão e corrente de saída, corrente do diodo, a irradiância e temperatura, necessários para o controle do MPPT.

Como já mencionado a operação do módulo fotovoltaico é dado pela equação (2.1), em conjunto com as expressões (2.2), (2.3) e (2.4) que também foram apresentadas por [17], [23], [38], [56]. Ainda para melhor caracterizar o módulo fotovoltaico, foi utilizado a folha de dados do módulo solar JKM400M-72H-V fornecidos pelo fabricante Jinko Solar, conforme listado na Tabela 2.1. É importante notar que a irradiância de referência (G_{ref}) e temperatura de referência (T_{ref}) estão nas Condições de Teste Padrão (STC, do inglês, *Standard Test Conditions*). O I_L em qualquer irradiância e temperatura do módulo pode finalmente ser obtido.

$$I_L = [I_{sc} + \alpha_i(T - T_{ref})] \frac{G}{G_{ref}} \quad (2.2)$$

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} \right) \quad (2.3)$$

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

$$I_{sat} = \frac{I_{sc,ref} + \alpha_i (T - T_{ref})}{\exp\left(\frac{q(v_{oc,ref} + \alpha_v (T - T_{ref}))}{m \times k \times T \times N_{cell}}\right) - 1} \quad (2.4)$$

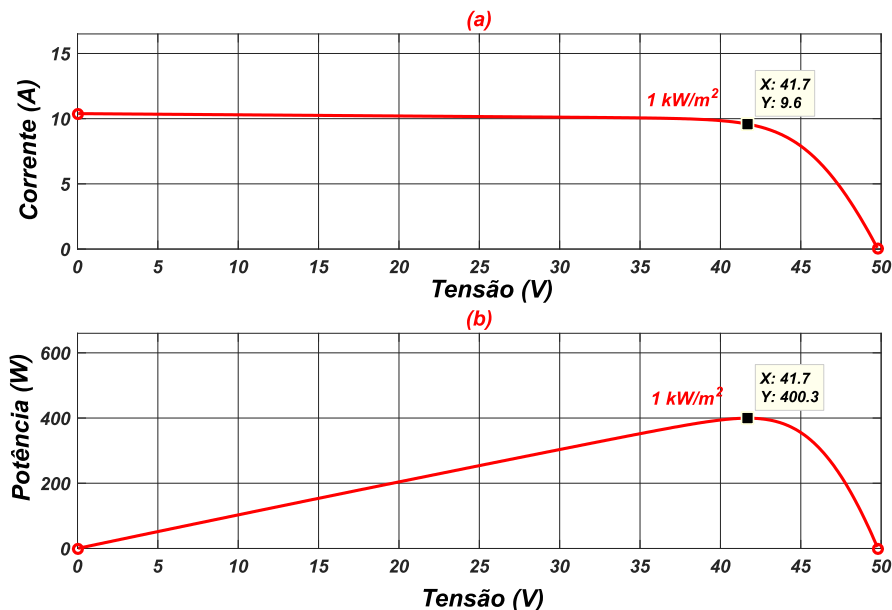
Tabela 2.1 Características do módulo fotovoltaico JKM400M-72H-V

Parâmetros do módulo fotovoltaico	Valores
Potência máxima ou Potência de pico (P_{max})	400,32 Wp
Tensão de máxima potência (V_{mp})	41,7 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	9,60 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	49,8 V
Corrente de circuito aberto (I_{sc})	10,36 A
Número de células por módulo (N_{cell})	144
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α_i)	0,048 %/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (α_v)	-0,28 %/°C
Resistência em série (R_s)	0,2452 Ω
Resistência paralelo (R_{sh})	110,5256 Ω
Fator de idealidade do diodo (m)	0,49402
Constante de Boltzman (k)	1,38x10 ⁻²³ J/K
Temperatura padrão (STC) (T_{ref})	25 °C
Irradiância padrão (STC) (G_{ref})	1000 W/m ²
Carga do elétron (q)	1,6x10 ⁻¹⁹ Coulomb

Fonte: [57], modificado

Com base no modelo matemático e com os dados do fabricante do módulo fotovoltaico, foi possível com Matlab/Simulink® traçar as curvas características (I - V) e (P - V) do modelo na STC, como mostra a Figura 2.4. Os pontos marcados em preto nas curvas indicam o ponto de máxima potência para situação STC.

Figura 2.4 Curvas características do módulo fotovoltaico no STC: (a) curva I - V e (b) curva P - V .



Fonte: Autor

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

2.2.2 Arranjo fotovoltaico

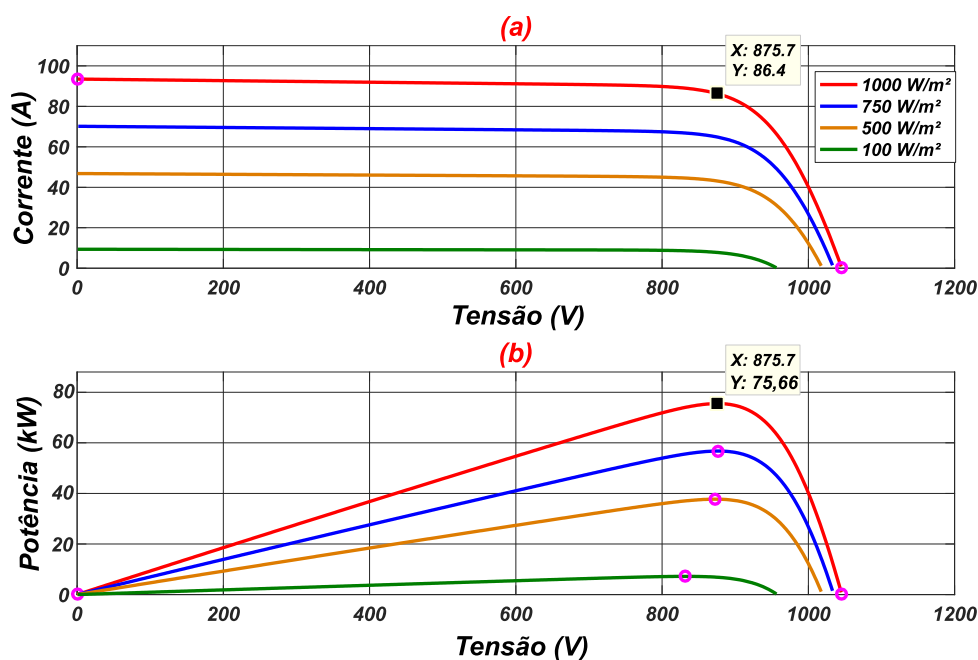
O arranjo proposto está caracterizado com potência de 75,66 kWp, conforme apresenta a Tabela 2.2 no STC, com 9 fileiras em paralelo, contendo 21 módulos conectados em série. A Figura 2.5 apresenta as curvas características de $I-V$ e $P-V$ para esse arranjo, que são equivalentes aos resultados dos cálculos para temperatura constante de 25 °C e diferentes irradiâncias de 1000, 750, 500 e 100 W/m². Os pontos na cor lilás são os pontos de máxima potência. Vale lembrar que se houver alteração na irradiância e a temperatura, o ponto de máxima potência também é alterado, por consequência, a máxima potência disponível se modifica para cada nova condição, porque a tensão e a corrente máxima são diferentes [56], [58].

Tabela 2.2 Resultados teóricos do arranjo fotovoltaico proposto

Parâmetros do arranjo fotovoltaico	Valores
Número de módulos conectados em série em cada painel (Npvs)	21
Número de painéis conectados em paralelo (Npvsh)	9
Potência de saída CC (P_{cc}) = $V_{mpa} \times I_{mpa}$	75.660 Wp
Tensão de máxima potência (V_{mpa}) = $Npvs \times V_{mp}$	875,7 V
Corrente de máxima potência (I_{mpa}) = $Npvsh \times I_{mp}$	86,4 A
Voltagem de circuito aberto (V_{oca}) = $Npvs \times V_{oc}$	1.045,8 V
Corrente de circuito aberto (I_{sca}) = $Npvsh \times I_{sc}$	93,24 A

Fonte: Autor

Figura 2.5 Curvas características do arranjo fotovoltaico com 21 módulos em série e 9 painéis em paralelo com diferentes níveis de irradiância e temperatura constante (25 °C): (a): curva $I-V$ e (b): curva $P-V$

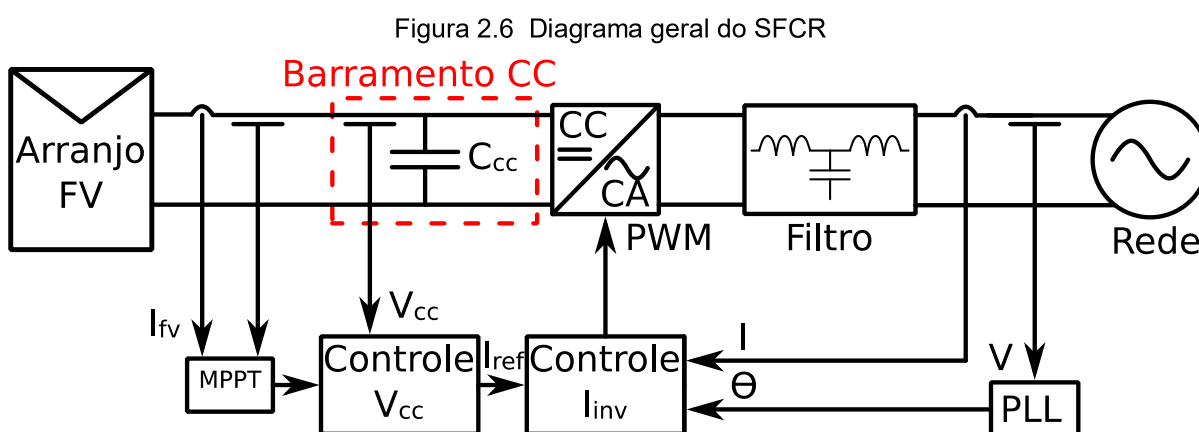


Fonte: Autor

2.2.3 Inversor Fotovoltaico Trifásico

O inversor fotovoltaico é um conversor do tipo CC-CA, e tem a finalidade de converter a energia contínua fornecida na entrada de seus terminais e produzir uma saída alternada senoidal, a qual a tensão e frequência podem ser controladas ou ajustadas [17]. O inversor modelado é do tipo (*full-bridge*) com topologia VSI (*Voltage Source Inverter*) e é utilizado para conversão de energia e controle. Nas aplicações para GDFV, com controle de potência reativa, utilizam-se os inversores VSI, por terem características de fonte de tensão contínua constante e a corrente requerida pela carga não influenciar nessa tensão [17], [59]. A estrutura de controle do inversor atende todas as especificações das normas técnicas nacionais e internacionais e, sobretudo, é compatível com as normas técnicas exigidas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), especificamente, pelo PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) para o SIN (Sistema Elétrico Nacional). Essas são normas regulatórias no Brasil [60].

Os inversores VSI utilizam um filtro capacitivo (ou seja, capacitor de valor bem elevado) em paralelo com os terminais de entrada do barramento CC. O capacitor do barramento CC, trata-se de um filtro capacitivo, com o objetivo de manter a tensão CC constante e com ondulação reduzida, como pode ser visto no diagrama da Figura 2.6.



Fonte: [54], modificado

Para o controle do MPPT, existem vários métodos diferentes de rastreamento, conforme apresentados nas referências [51], [61]. Entre todos os métodos apresentados pelos autores citados, o método utilizado foi a técnica de Perturba e

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Observa (P&O), devido à sua confiabilidade, praticidade e capacidade de entregar a máxima potência para a rede elétrica junto ao controle das potências ativa e reativa do inversor [29], [56]. Além disso, foi utilizado o algoritmo P&O com regulação integrada ao inversor. O MPPT possui frequência de chaveamento de 1 kHz. Ressalva-se que a tensão no barramento CC corresponde a 875,7 V, enquanto do lado da rede CA, corresponde uma tensão de fase de 220 V em 60 Hz.

A técnica utilizada no chaveamento do inversor foi a modulação por largura de pulso PWM em 8 kHz.

Na saída do inversor, foi usado um filtro LCL para cada fase, nos quais esses filtros de acoplamento de terceira ordem são responsáveis pela filtragem e conexão do inversor com a rede de energia elétrica [59], [62]. Esses filtros possuem amortecimento passivo, pois há uma resistência em série ao capacitor do filtro.

No diagrama de blocos da Figura 2.7 apresenta-se o inversor com todos os controles inclusive o controle proposto, a injeção das potências ativa e reativa no momento do afundamento de tensão. Ainda sobre os controles, ele possui uma malha de controle de corrente, uma malha de controle de tensão e potência ativa, outra malha para potência reativa e um PLL (*Phase Locked Loop*) de referência síncrona.

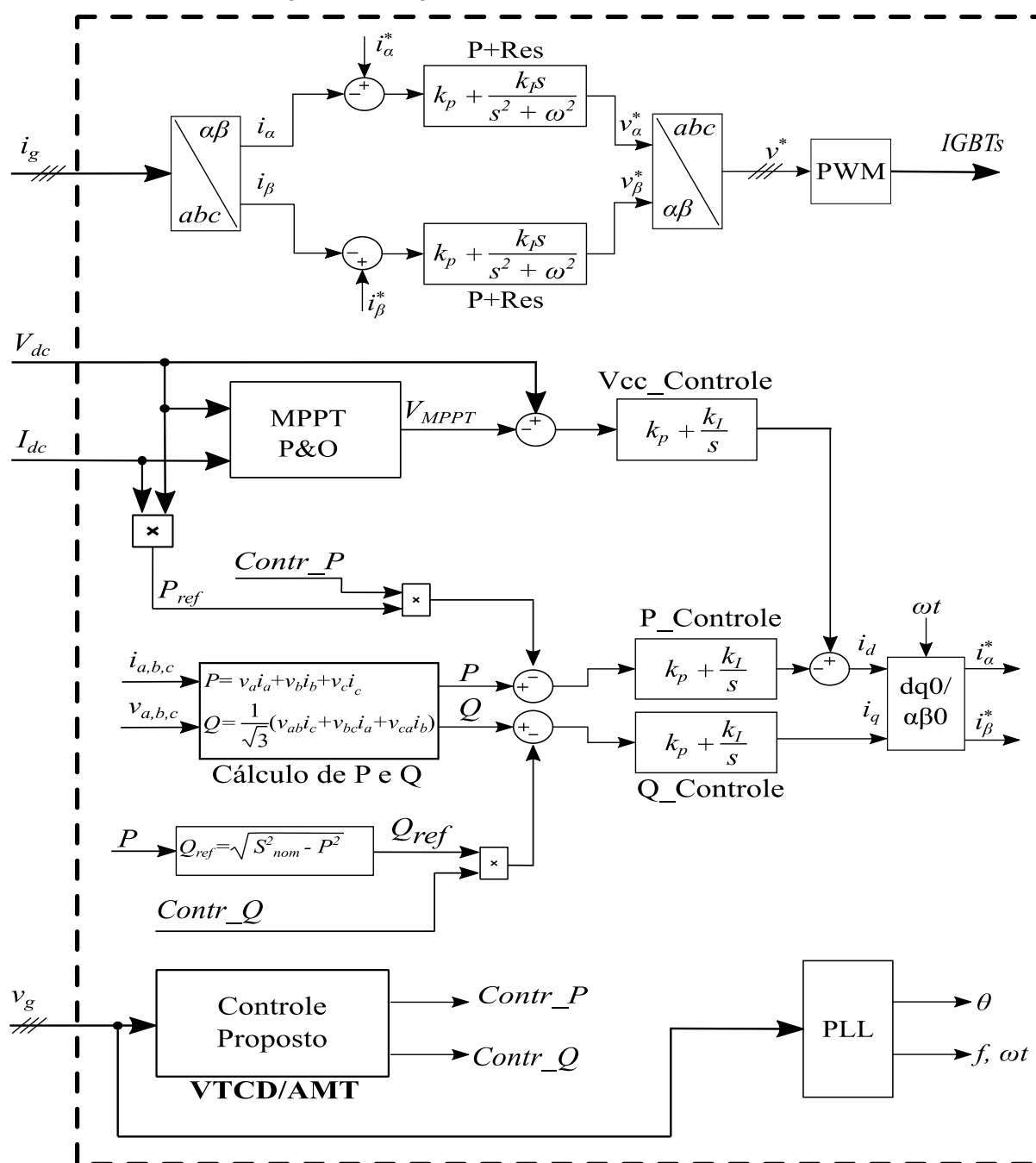
2.2.3.1 Controle do Inversor Trifásico

O objetivo principal do controle do inversor trifásico é comandar a operação de abertura e fechamento das chaves, fazendo com que a tensão de entrada contínua, vinda do arranjo fotovoltaico, seja convertida em tensão alternada e levada para a rede elétrica da concessionária. O controle utiliza o sistema de coordenadas síncrona (*synchronous reference frame*) ou controle dq e o sistema de coordenadas estacionárias (*stationary reference frame*) ou controle $\alpha\beta$. Esses também conhecidos como: Transformada de Park e Transformada de Clarke, respectivamente. Nesse controle, são empregados uma malha de controle da tensão do barramento CC, uma malha para controlar as potências ativa e reativa, uma malha destinada a controlar a corrente e um PLL de referência síncrona.

No controle os valores de tensão e corrente da rede trifásica abc são transformados no sistema de coordenadas síncronas $dq0$. Em seguida de $dq0$ para $\alpha\beta0$. E por fim, de $\alpha\beta0$ para novamente no domínio de abc , e assim serem injetados na rede elétrica.

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Figura 2.7 Diagrama de blocos do inversor trifásico



Fonte: Autor

2.2.3.2 Malha de controle do barramento CC

O controle de tensão do barramento CC é obtido através do controle da potência trocada pelo inversor com a rede. Para isso, a diminuição ou aumento do nível de tensão CC é obtido injetando mais ou menos energia na rede elétrica da concessionária com relação à produzida pelo arranjo fotovoltaico [54].

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Para um melhor entendimento é preciso compreender as variações na tensão do barramento CC do ponto de vista energético. Em um conversor conectado à rede, há duas variações possíveis da tensão do barramento CC: a do tipo CC ou CA. A primeira do tipo CC, é causada por uma alteração na potência média trocada pelo barramento CC ou por uma alteração no ponto de ajuste (V_{MPPT}). Enquanto o segundo tipo CA, é causado por uma oscilação na potência instantânea devido a condições de desequilíbrio da rede [54].

O controlador de tensão do barramento CC, também pode ser chamado de controlador de potência ativa, já que a regulação da tensão do barramento CC indiretamente equivale a manter o equilíbrio entre a potência contínua extraída dos módulos fotovoltaicos com o auxílio do *MPPT P&O* e a potência ativa injetada na rede elétrica pelo inversor [54], [59].

A malha de controle de tensão do barramento CC, utiliza a técnica de controle como controlador PI. O projeto para controladores PI é feito usando a colocação de pólos e zeros no plano z , que visa obter um melhor compromisso entre o alto desempenho dinâmico da tensão de saída CC e a redução do excesso de corrente CA [54]. A Figura 2.7 mostra o bloco (*Vcc_Control*) do controlador PI utilizado no sistema proposto.

Com o auxílio do *software* Matlab®, obtém-se a função de transferência do compensador PI conforme equação (2.5), também utilizada pelo autor [59].

$$C_{Vcc} = 0,09041 \cdot \left(\frac{s + 93,2}{s} \right) \quad (2.5)$$

2.2.3.3 Malhas de controle das potências ativa e reativa

O controle das potências do inversor é baseado na teoria da potência instantânea e na transformada de Park [54].

Como é apresentado na Figura 2.7, os valores instantâneos para P e Q , que são as potências de saída do inversor e fornecidas para a rede elétrica, são importantes para o controle. Essas potências são obtidas pelo bloco “*Cálculo de P e Q*”. Na sequência a potência ativa instantânea P , resultado da equação (2.6), que é subtraída do produto entre a potência de referência (potência ativa real produzida pelo arranjo fotovoltaico) e o controle para a potência ativa (gerado pelo Controle

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Proposto), no qual $P = (P_{ref} \times Cont_P)$, assim sendo, enviando para $P_Controle$. O outro sinal refere-se à potência reativa instantânea Q , resultado da equação (2.7), que é subtraída do produto entre a potência reativa de referência (sendo essa a capacidade ociosa do inversor) e o controle para potência reativa (gerado pelo Controle Proposto), no qual $Q = (Q_{ref} \times Cont_Q)$. Deste modo, obtém-se o sinal enviado para $Q_Controle$. Observe que pela equação (2.8) foi obtido Q_{ref} (a potência reativa de referência), e S_{nom} (potência aparente nominal do inversor), nessa situação é igual a potência nominal do arranjo fotovoltaico 75,6 kWp sendo considerado 1 p.u. (por unidade).

$$P = (v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c) \quad (2.6)$$

$$Q = \frac{1}{\sqrt{3}} (v_{ab} i_c + v_{bc} i_a + v_{ca} i_b) \quad (2.7)$$

$$Q_{ref} = \sqrt{S_{nom}^2 - P^2} \quad (2.8)$$

Em seguida, as potências P e Q resultantes serão tratadas por controladores PI nos blocos $P_Controle$ e $Q_Controle$ (no qual $Kp = 0,003$ e $Ki = 0,3$). Esses valores de Kp e Ki para cada uma das potências foram apresentados por [54]. Na sequência, a porção ativa somou-se a variável resultante do controle da tensão do barramento CC, vinda do bloco $Vcc_Controle$, para gerar a corrente de referência d , componente i_d . Ela tem a finalidade de controlar e executar a regulação da tensão no barramento CC e gerenciar a injeção da potência ativa na rede elétrica.

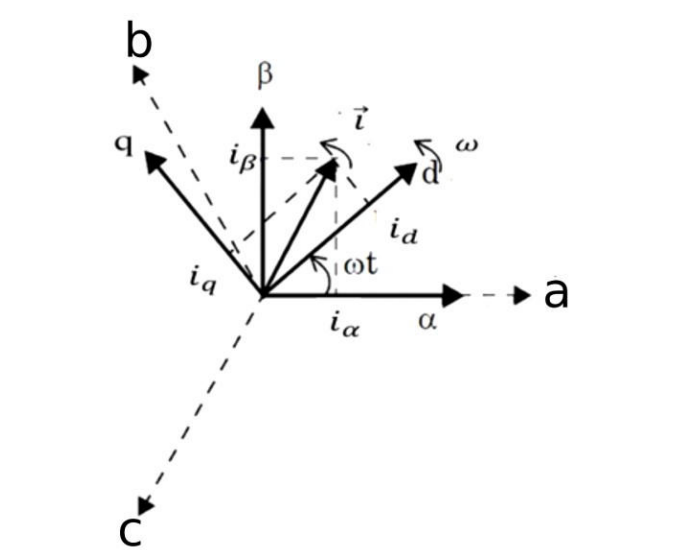
Já a potência reativa, após o controle de PI, corresponderá à corrente de referência q , componente i_q , que é controlada para gerenciar a injeção da potência reativa, de forma a manter a gestão de potência no inversor sempre em 1 p.u. É importante observar que, para obter um fator de potência unitário, o produto entre $(Q_{ref} \times Cont_Q)$ deve ser igual a zero durante a operação normal do inversor. Após determinar as variáveis i_d e i_q , ambas são convertidas para i_α e i_β , respectivamente, e adicionadas aos controles $P+Res$ (proporcional ressonante) malha de controle de correntes [54].

Ao utilizar a Transformada de Park, que girando na velocidade angular ω e ωt indica a posição angular do eixo d em relação ao eixo da fase a (considerado como

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

referência) (Figura 2.8). Essa transformação possibilita que os componentes do sistema trifásico, com valores que variam de forma senoidal no tempo, sejam representados por um sistema com componentes que apresentam valores constantes em regime permanente e a mesma velocidade do sistema original. No sistema $dq\theta$, os seus componentes são denominados de eixo direto (d), eixo em quadratura (q) e homopolar (θ) [54].

Figura 2.8 Diagrama fasorial dos sistemas da rede “abc”, síncronos “dq θ ” e estacionários “ $\alpha\beta\theta$ ”



Fonte: [54], modificado

A componente homopolar do sistema $dq\theta$ é considerada nula quando o sistema é equilibrado ou apresenta o neutro isolado [54]. Nesse caso, a Transformada de Park irá converter um sistema trifásico em um sistema bifásico ortogonal, com a presença apenas das correntes de referência eixo d e de eixo q , componentes i_d e i_q respectivamente.

Vale registrar que para a implementação do controle das potências no sistema $\alpha\beta$, foi utilizando um circuito fechado conforme esquema mostrado na Figura 2.7, no qual, as potências ativa e reativa são calculadas usando medições no ponto de acoplamento comum (PAC), ou seja, no ponto de ligação do inversor com a rede elétrica, e seus valores são comparados com seus pontos de ajuste. O PLL é indispensável para fornecer a fase de referência da tensão da rede elétrica e o ωt .

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

2.2.3.4 Malha de controle de correntes

Nesta tese, para a malha de controle de correntes empregou-se os compensadores proporcional ressonante ($P+Res$) amortecidos, conforme equação (2.9), que opera no quadro de referencial estacionário ($\alpha\beta 0$), sendo esta operação a Transformada de Clarke, que foi apresentado pelos autores [54], [55], [59], [63]. A saída desse controle vai para unidade de distribuição de pulso PWM e para as chaves $IGBT$.

$$C_{(P+res)amort.} = \underbrace{K_p}_P + \underbrace{\left[\frac{2 \cdot K_i \cdot \omega_c \cdot s}{s^2 + 2 \cdot \omega_c \cdot s + \omega^2} \right]}_{Res} \quad (2.9)$$

Em que:

K_p - Ganho proporcional;

K_i - Ganho Integral;

ω - é a frequência de ressonância a ser trabalhada;

ω_c - é a frequência de corte;

Optou-se em utilizar os controladores $P+Res$, porque se soma uma ação proporcional com uma ação ressonante, que provoca um alto ganho na frequência sintonizada de 60 Hz. A parte ressonante do compensador $P+Res$, pode ser vista como um integrador de sinais alternados. O diagrama de bloco da Figura 2.7 apresenta o controle de correntes $P+Res$. Na Tabela 2.3 estão descritas as parametrizações feitas tanto para malha da corrente I_α quanto para a malha da corrente I_β . Por fim, a saída dos $P+Res$ as tensões V_α^* e V_β^* são convertidas para o domínio abc para gerar os pulsos por PWM senoidal bipolar e enviados para as chaves do inversor, filtro LCL e a rede elétrica.

Tabela 2.3 Parametrização dos controladores $P+Res$

Parâmetros	$P+Res$
K_p	2
K_i	200
ω_c	10
ω	377

Fonte: [54]

Maiores informações sobre as transformadas $\alpha\beta 0$ e $dq 0$, podem ser encontradas na literatura por Transformada de Clarke e Transformada de Park [64].

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

2.2.3.5 Unidade de Distribuição de Pulsos

A unidade de Distribuição de Pulsos é aquela responsável pelo controle de abertura e fechamento das seis chaves semicondutoras (*IGBT*) do inversor. Ou seja, vai transformar a tensão CC vinda do arranjo fotovoltaico em CA para ser enviada para os filtros *LCL* e a rede elétrica.

A técnica utilizada foi a modulação PWM senoidal bipolar, ou de dois níveis, devido a ser a mais empregada nos inversores VSI [17]. A definição do instante de operação de cada chave é realizada pela comparação de uma onda moduladora senoidal de referência (baixa frequência), com uma onda triangular, portadora (alta frequência), que permitirá a comutação das chaves em alta frequência [65].

Para o comando das seis chaves presentes no inversor trifásico são necessárias além da onda portadora triangular, mais três ondas senoidais de referência, defasadas entre si por um ângulo de 120° . Isso se deve ao fato que duas chaves presentes em um mesmo caminho do inversor nunca operam em instantes iguais. Assim, são produzidos pulsos de disparo para apenas uma das chaves de um caminho e utilizado o complemento desse pulso para acionar a outra chave. A Figura 2.9 ilustra uma onda triangular, sendo comparada com três ondas senoidais para a formação dos pulsos de disparo, as formas de onda das três tensões de fase na saída do inversor trifásico e a forma de onda de uma das tensões de linha [65].

Os sinais de saída dessa modulação são enviados para as chaves IGBT do inversor, em uma frequência de 8 kHz, os quais, a partir desses pulsos de entrada, definem a amplitude e frequência das ondas senoidais de cada uma das fases em 60 Hz a ser gerada no barramento de saída do inversor onde estão conectados os filtros *LCL* e a rede elétrica da concessionária.

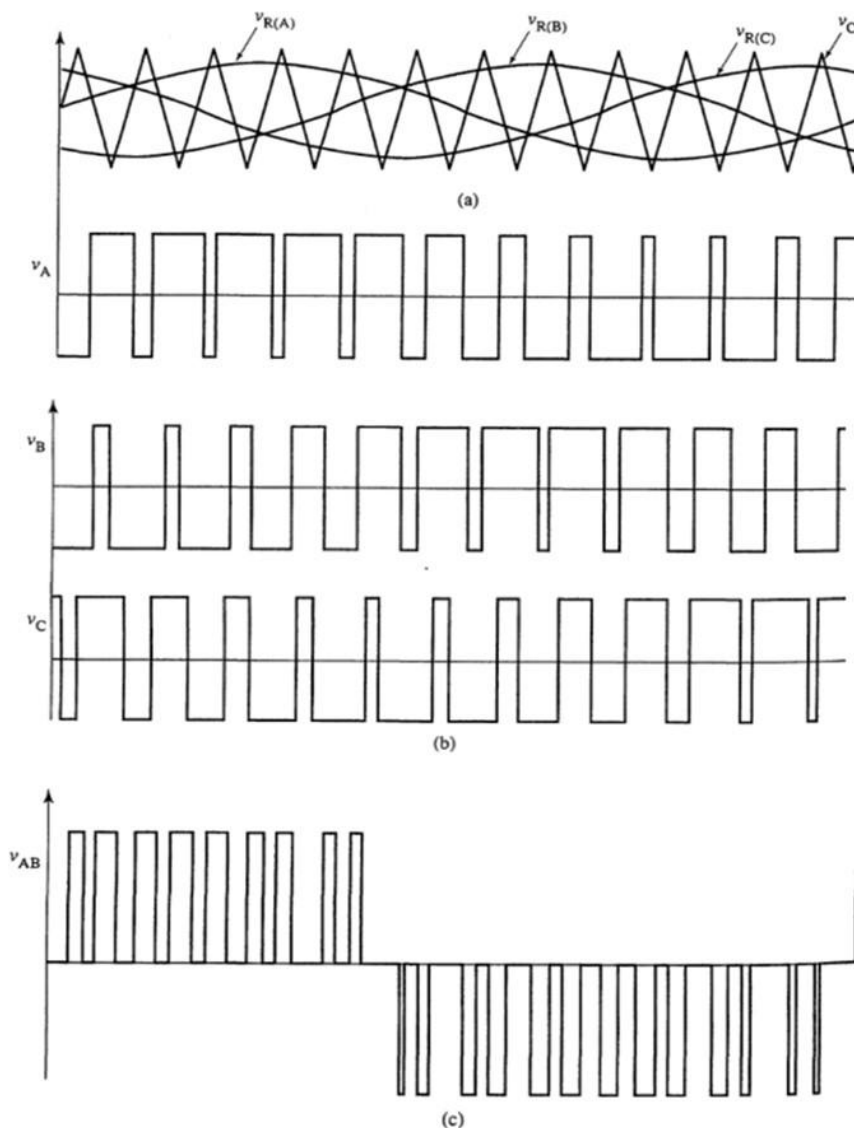
2.2.4 Filtro de Acoplamento

O objetivo do filtro de acoplamento é interligar o inversor a rede elétrica e minimizar as distorções harmônicas presentes na corrente de saída do inversor trifásico, devido à operação de abertura e fechamento das chaves IGBT. As soluções mais simples e mais empregadas na literatura para filtragem e conexão de uma fonte renovável à rede de eletricidade são a utilização de: um indutor, (filtro L), ou o indutivo-

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

capacitivo (filtro LC), ou o indutivo-capacitivo-indutivo (filtro LCL), ligados na saída do inversor [52], [59].

Figura 2.9 Forma de onda para modulação de largura de pulso senoidal para um inversor trifásico, (a) comparação das três ondas senoidais com a onda triangular, (b) forma de onda das três tensões de fase na saída do inversor trifásico e (c) tensão de linha na saída do inversor trifásico



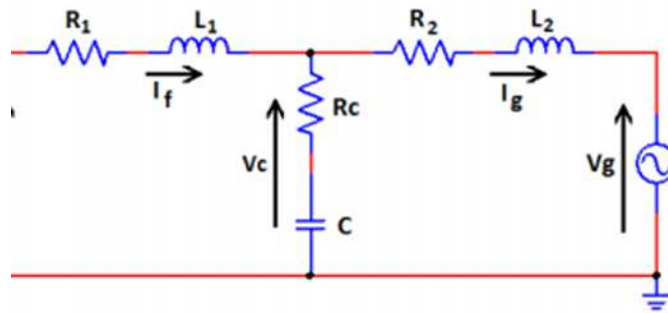
Fonte: [65]

Para essa tese, foi utilizado os filtros com amortecimento passivo de terceira ordem indutivo-capacitivo-indutivo (filtro LCL). Esse filtro possui uma resistência em série ao capacitor. Ele também apresenta uma atenuação de 60 dB por década na corrente da rede para altas frequências, atenuação das harmônicas e menores valores de indutância, quando comparado com os outros filtros. Além disso, esse filtro contendo valores de indutância inferiores, contribui para reduzir o tamanho dos seus

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

componentes e diminuir os custos e as perdas durante a sua operação. Destaca-se ainda outras qualidades do filtro LCL, a saber: o projeto físico chega a ter um terço do volume com atenuação equivalente a um filtro L e é possível projetar controladores com dinâmica melhor que a do filtro L, em contraponto sua estratégia de controle é mais complexa conforme afirmam os autores da referência [62]. As indutâncias na saída do inversor são sensivelmente menores permitindo a circulação de correntes de alta frequência [66]. As componentes de alta frequência dessas correntes são absorvidas pelo capacitor que forma a rede LCL. De qualquer maneira, nesse tipo de filtro, os núcleos dos indutores devem ser de ferrite para mitigar as altas frequências [54]. A Figura 2.10 representa o filtro LCL utilizado em cada uma das fases conectadas a rede elétrica.

Figura 2.10 Visão do filtro LCL para uma das fases



Fonte: Autor

Para o projeto do filtro alguns parâmetros são necessários para o desenvolvimento dos cálculos, tais como: V_L (tensão de linha), P_n (potência ativa de saída do inversor), ω_g (frequência angular da rede), V_{CC} (tensão do barramento CC) e F_{sw} (frequência de chaveamento do inversor) [62], [66]. A impedância de base (Z_b) e a capacitância de base (C_b) são definidas pelas equações (2.10) e (2.11).

$$Z_b = \frac{V_L^2}{P_n} \quad (2.10)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (2.11)$$

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Para determinar a capacitância do filtro, considera-se que a variação máxima do fator de potência observada pela rede elétrica seja de 5% [62], [66], então aplica-se esse valor em (2.11) e obtém-se (2.12).

$$C = 0,05 \cdot C_b \quad (2.12)$$

Para o cálculo da primeira indutância do filtro (L_1) é necessário obter inicialmente o valor da corrente máxima na saída do inversor trifásico e o valor da ondulação (*ripple*) dessa corrente. A ondulação de corrente máxima na saída do inversor, normalmente admitida em projeto, corresponde a um valor de 10% da corrente máxima [62], [66], conforme são descritas pelas equações (2.13) e (2.14) respectivamente.

$$I_{max} = \frac{P_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (2.13)$$

$$\Delta I_{max} = 0,1 \cdot I_{max} \quad (2.14)$$

Dessa forma, o valor do primeiro indutor L_1 do lado do inversor é expresso em (2.15).

$$L_1 = \frac{V_{CC}}{6 \cdot F_{sw} \cdot \Delta I_{max}} \quad (2.15)$$

O valor da segunda indutância (L_2) do filtro LCL do lado da rede é determinado pela equação (2.16), com um fator de atenuação de corrente harmônica k_a , de 20% [62], [66].

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot \omega_{sw}^2} \quad (2.16)$$

A frequência de ressonância (F_{res}), determinada por (2.17), deve estar dentro dos limites estabelecidos em (2.18) [62], [63]. Caso contrário, deve-se especificar outro valor de capacitância obtido por (2.12).

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

$$F_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}} \quad (2.17)$$

$$10F_{rede} < F_{res} < 0,5 F_{sw} \quad (2.18)$$

Um resistor em série (R_c) com o capacitor atenua parte da ondulação na frequência de comutação para evitar a ressonância. O valor dessa resistência deve ser um terço da impedância do capacitor de filtro na frequência de ressonância [62], [66]. Para a determinação do valor dessa resistência é fundamental determinar o valor da frequência de ressonância, logo, a resistência em série com a capacitância do filtro (amortecimento passivo) é dada por (2.19).

$$R_c = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{res}) \cdot C} \quad (2.19)$$

Assim, foi utilizando os valores presentes na Tabela 2.4, para obter os componentes do filtro LCL apresentados na Tabela 2.5 com base nas equações anteriores.

Ressalta-se que o amortecimento passivo não pode ser muito baixo, caso contrário, não evita a oscilação, e ao mesmo tempo não deve ser muito alto para não reduzir a eficiência do filtro [59]. O valor das resistências de L_1 e L_2 foram atribuídos em $0,02 \Omega$ conforme sugerido por [62] para essa aplicação.

Tabela 2.4 Parâmetros para o cálculo do filtro LCL

Parâmetros	Valor
P_n	75,6 kWp
V_{CC}	875,7 V
V_L	380 V
Z_b	1,91 Ω
ω_g	377 rad /s
C_b	1,39 mF
F_{sw}	8 kHz
I_{max}	162,44 A
K_a	0,2

Fonte: Autor

Capítulo 2 – Descrição do Sistema Fotovoltaico

Tabela 2.5 Especificação dos componentes utilizados no filtro LCL para cada uma das fases

Parâmetros	Valor
L_1	1,12 mH
C	69,44 μ F
L_2	34,2 μ H
R_c	0,23 Ω
F_{res}	3320 Hz

Fonte: Autor

Portando, com o GDFV modelado no Matlab/Simulink®, no Capítulo 3 será apresentado e modelado o controle proposto para esta tese.

CAPÍTULO 3

3 CONTROLE DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA O AFUNDAMENTO MOMENTÂNEO DE TENSÃO

Neste capítulo, será apresentado de modo mais específico o controle proposto para a injeção de potências ativa e reativa durante a VTCD/AMT na rede elétrica de distribuição.

3.1 *Descrição do Controle Proposto para VTCD/AMT*

Em 1995, foi publicada pelo IEEE [67] uma recomendação para o monitoramento da qualidade da energia elétrica, onde pode ser encontrada a definição do afundamento de tensão e objetivos do seu monitoramento.

Em 2008, a ANEEL aprovou a primeira versão do módulo 8 do PRODIST que trata sobre qualidade de energia [68]. Nele define e exemplifica a VTCD e o AMT.

Define-se que a VTCD são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo [68], ou seja, é um evento aleatório de tensão caracterizado por desvio significativo, por um período de um ciclo a três minutos.

Dentro da VTCD existe o AMT que é definido como sendo o evento em que o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u. da tensão nominal, com duração superior ou igual a um ciclo (16,67 ms) e inferior ou igual a 3 (três) segundos.

Quando ocorre uma falta ou falha (curto-circuito na rede elétrica), isso faz com que a tensão no PAC diminua bruscamente. Essa redução de tensão se espalha pela rede próxima ao ponto de perturbação. Nesse sentido, existe a possibilidade de o nível de tensão violar os limites apropriados definidos pela ANEEL no PRODIST em seu

Capítulo 3 – Descrição e modelagem do Controle Proposto

módulo 8, conforme exemplifica a Tabela 3.1 (que retrata a VTCD/AMT) [68]. Para esta tese, inspirado nos limites estabelecido na Tabela 3.1 foi proposta a Tabela 3.2 que determina os níveis de tensão em que o controle atuará para a análise de queda de tensão, especificamente os afundamentos momentâneos de tensão. Vale notar que o AMT indica que a duração da variação deve ser maior ou igual a um ciclo e menor ou igual a três segundos. A amplitude de tensão RMS (ou Tensão de Leitura = T_L) em relação à tensão de referência (ou Tensão Nominal = V_{nom}) deve ser maior ou igual a 0,1 e/ou menor que 0,9 p.u. Portanto, se durante o afundamento, a tensão estiver dentro do estabelecido, isso obriga o inversor a mudar imediatamente de Operação Normal (OP) para o modo de operação VTCD.

Tabela 3.1 Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração para afundamento de tensão

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

Fonte: [68, p. 20], modificada

Tabela 3.2 Faixas aplicadas às VTCD às tensões nominais que o controle atuará

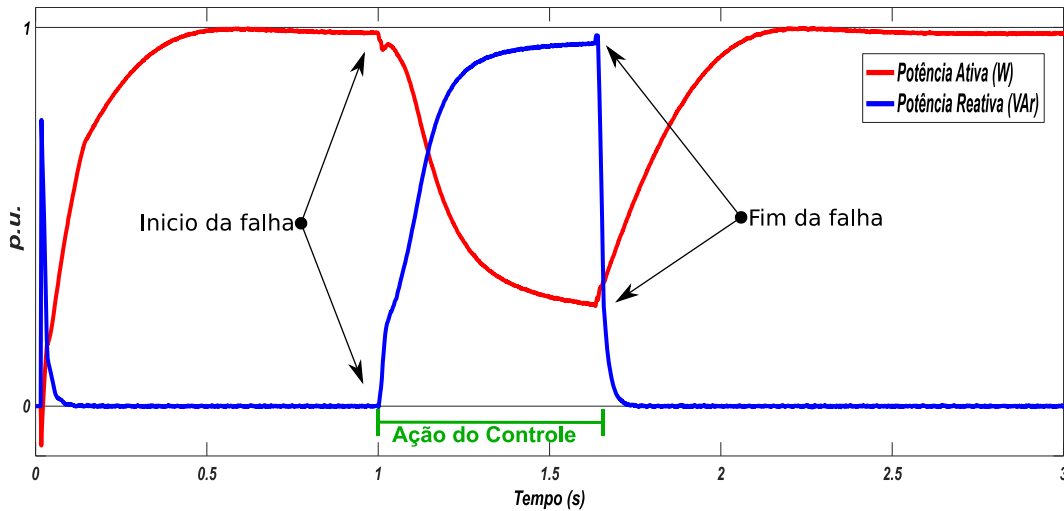
Denominação	Duração da Variação	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (T_L) em Relação à Tensão Nominal (V_{nom})
Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	$0,1V_{nom} \leq T_L < 0,9V_{nom}$

Fonte: Autor

Isso reforça que a contribuição da pesquisa está no processo de recuperação da tensão durante o tempo da falha. Ele consiste em injetar quantidades de potências ativa e reativa dependendo da amplitude do afundamento, conforme sugerido pela Figura 3.1. Esse processo continua até que a proteção de rede isole a falha ou mesmo antes que a proteção anti-ilhamento desconecte o inversor da rede. Portanto, melhora-se os níveis das tensões da rede elétrica de distribuição local e, consequentemente, os níveis de tensão entregue para os consumidores interligados a essa rede. Por fim, quando cessar a falha, todos os valores retornam para as condições pré-falha, voltando assim a injetar apenas a potência ativa na rede elétrica, como apresenta a Figura 3.1.

Capítulo 3 – Descrição e modelagem do Controle Proposto

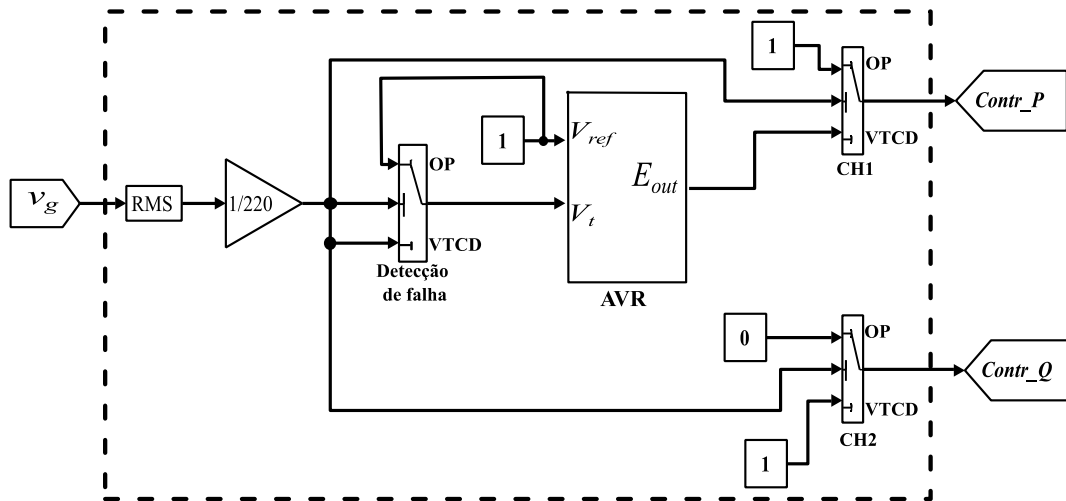
Figura 3.1 Controle proposto para a injeção de potência ativa e reativa durante o afundamento momentâneo de tensão



Fonte: Autor

A Figura 3.2 representa a estratégia de controle para minimizar os efeitos do VTCD/AMT. Essa estratégia se aplica durante o afundamento de tensão. Para isso, foi adicionado à topologia de controle uma unidade lógica para detecção do afundamento (Detecção de falha). Essa unidade tem como característica perceber as variações de tensão da rede e verificar se as magnitudes estão dentro dos limites estabelecidos pela Tabela 3.2. Se as tensões estiverem abaixo de 0,9 do valor nominal ($V_{nom} < 0,9$), o sistema chaveia de operação normal (OP) para modo de operação em VTCD. Nessa situação uma parte da metodologia do controle também usa a estratégia do AVR estabelecido pelo IEEE 421.5-2005 DC1A [69], Figura 3.3, na qual V_t é a tensão de rede medida em p.u. e V_{ref} é a tensão de referência igual a 1 p.u.

Figura 3.2 Diagrama esquemático do controle proposto para VTCD/AMT

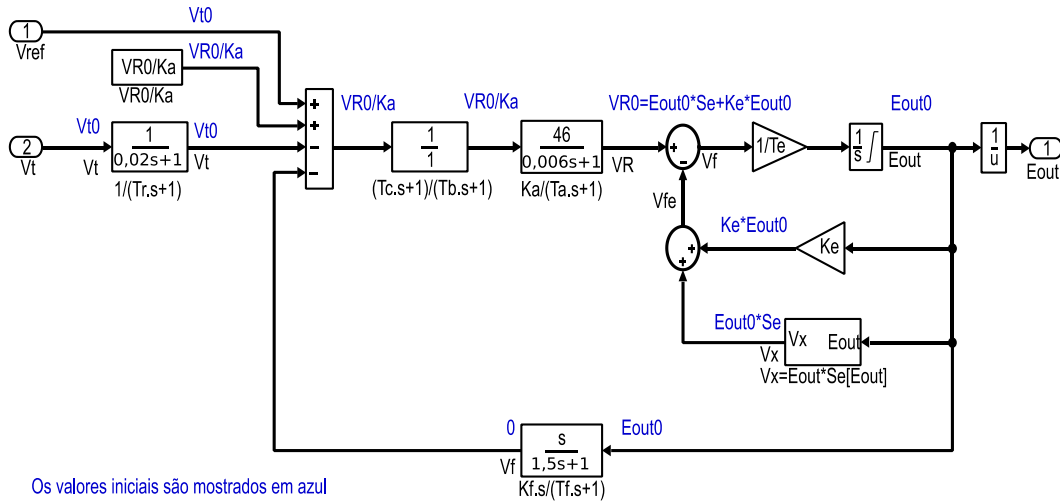


Fonte: Autor

Capítulo 3 – Descrição e modelagem do Controle Proposto

A influência do AVR está associada ao sinal de saída (E_{out}) que acelera a queda de potência ativa durante o afundamento de tensão. A saída do AVR atua entre 1 e 0, desta forma, quando a tensão da rede estiver mais distante da nominal, o valor estará mais próximo de zero, caso contrário, estará mais próximo de 1.

Figura 3.3 Modelo do AVR, IEEE do tipo DC1A, utilizado no controle



Fonte: [69, p. 7], modificada

Na Tabela 3.3, apresenta os valores das variáveis utilizadas no controle proposto. Esses valores foram sugeridos pela referências [69] e alterados para uma respostas mais rápida, atendendo assim o controle.

Neste contexto, ao detectar o afundamento de tensão, se esta perturbação ultrapassar o limite pré-ajustado no controle conforme Tabela 3.2 ($V_{nom} < 0,9$ p.u.), a chave CH1 recebe o sinal de controle de saída (E_{out}). Essa chave apresenta a mesma condição da função de “Detecção de falha”. Se a tensão no PAC estiver abaixo de 0,9 p.u. a operação estará na condição de VTCD. Portanto, a saída *Contr_P* receberá o sinal de controle (E_{out}). Desta forma, a estratégia proposta chaveia para o modo de operação VTCD, que consequentemente diminuirá a injeção de potência ativa e aumentará a injeção de potência reativa na rede elétrica, conforme aponta a Figura 3.1.

Capítulo 3 – Descrição e modelagem do Controle Proposto

Tabela 3.3 Dados para o AVR do tipo DC1A.

Variáveis do AVR	Valores
K_a - Ganho do regulador de tensão	46
T_r - Constante de tempo do filtro passa-baixa	0,02
VR - Saída do regulador de tensão	1
T_a - Constantes de tempo do regulador de tensão	0,006
T_b - Constantes de tempo do regulador de tensão	0
T_c - Constantes de tempo do regulador de tensão	0
T_e - Constante de tempo do excitador, taxa de integração associada ao controle do excitador	0,46
K_f - Ganhos do estabilizador do sistema de controle de excitação	0,1
T_f - Constante de tempo do estabilizador do sistema de controle de excitação	1,5
$S_e[E_{out1}]$ - Valor da função de saturação do excitador na tensão do excitador correspondente, E_{out}	0,33
$S_e[E_{out2}]$ - Valor da função de saturação do excitador na tensão do excitador correspondente, E_{out}	0,1
E_{out1} - Tensão de saída do excitador	3,1
E_{out2} - Tensão de saída do excitador	2,3
K_e - Constante excitadora relacionada ao campo autoexcitado	0,05
E_{out} - Tensão de saída do AVR	
V_{fe} - Sinal proporcional à corrente do campo excitador	
V_x - Sinal proporcional à saturação do excitador	
V_f - Saída do estabilizador do sistema de excitação	

Fonte: [69, p. 64], modificada

Quando o sinal de saída $Contr_Q$ estiver em 1, a condição da chave CH2 foi estabelecida ($V_{nom} < 0,9$ p.u.). Assim, o controle permite injetar o máximo de potência reativa respeitando a capacidade de 1 p.u. de potência do inversor, ao diminuir a quantidade de injeção de potência ativa para rede elétrica.

Para a situação de falha na rede (afundamento de tensão), as variáveis $Contr_P$ e $Contr_Q$ que estão integradas ao restante do controle, conforme apresenta a Figura 2.7, farão com que o controle passe a contribuir para a redução do afundamento de tensão. Desse modo, é possível que cargas sensíveis à VTCD permaneçam conectadas à rede elétrica de distribuição.

Destaca-se que, enquanto a tensão no PAC estiver entre 0,1 a 0,9 p.u. de V_{nom} , o valor de saída (sinal do controle - $Contr_P$), será multiplicado pelo valor de referência (P_{ref}) da potência ativa fornecida pelo arranjo fotovoltaico. Portanto, quanto mais severo for o afundamento de tensão, menor será a potência ativa injetada pelo inversor na rede elétrica. Com isso, haverá espaço ocioso na capacidade de gerar potência no inversor para fornecer potência reativa na rede. Desta forma, Q_{ref} identifica

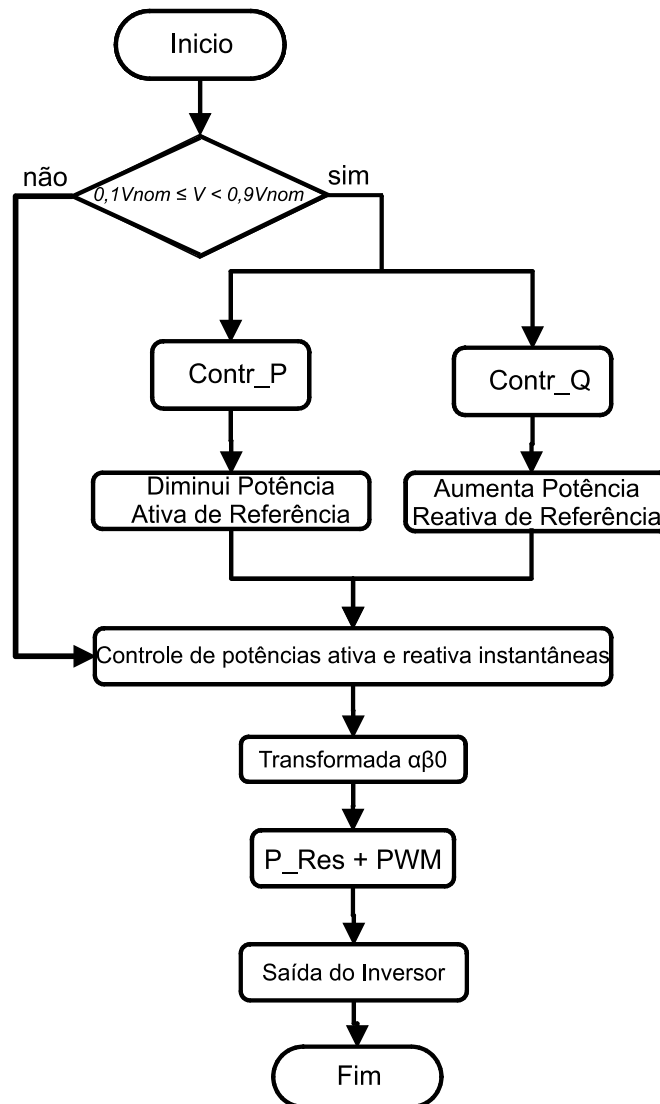
Capítulo 3 – Descrição e modelagem do Controle Proposto

a quantidade de potência reativa que o inversor pode fornecer, contribuindo assim, para aliviar o afundamento de tensão.

Vale ressaltar que, o controle proposto define a potência reativa de referência Q_{ref} respeitando a equação (2.8) e o diagrama de blocos da Figura 2.7. Caso contrário, se não houver afundamento de tensão na rede elétrica, o valor de Q_{ref} é multiplicado por $Contr_Q$ ($Contr_Q = 0$), para manter um fator de potência unitário durante o modo de operação normal.

O fluxograma da Figura 3.4 apresenta a estratégia operacional do controle VTCD/AMT proposto.

Figura 3.4 Fluxograma da estratégia de controle VTCD/AMT



Fonte: Autor

Capítulo 3 – Descrição e modelagem do Controle Proposto

Pode ser visto no fluxograma, que quando o afundamento de tensão é detectado, o controle atua para diminuir imediatamente a potência ativa de referência, mesmo se estiver realmente operando em sua potência ativa máxima, (dependendo das condições climáticas). Assim, o inversor terá espaço ocioso para injetar o máximo de potência reativa possível. Essa ação ajuda na recuperação da tensão e na dinâmica da rede elétrica durante o AMT, respeitando o limite de capacidade do inversor.

Portando, a partir de agora o GDFV com esse tipo de controle proposto será possível realizar diversos testes e validar o modelo proposto. Diante disso, o Capítulo 5 apresentará as simulações e os resultados desse estudo.

CAPÍTULO 4

4 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Neste capítulo, será apresentado e modelado a rede elétrica de distribuição escolhida para esta tese. Essa rede de distribuição é parte da rede elétrica da cidade de Palmas, capital do Estado do Tocantins, região norte do Brasil.

4.1 Rede Elétrica de Distribuição

O sistema fotovoltaico em estudo foi conectado a uma parte da rede elétrica de distribuição da cidade de Palmas, capital do Estado do Tocantins, apresentado por [17], [23], [70]. A região escolhida na cidade localiza-se na quadra 1106 Sul Figura 4.1 e Figura 4.2. Esse local foi escolhido por representar um sistema real, com os dados reais fornecidos pela concessionária local [23], [70].

Para essa rede elétrica de distribuição as unidades consumidoras¹ (residências, empresas, órgãos públicos ou indústrias), estão interligadas e alimentadas por transformadores de distribuição trifásicos, delta-estrela, com potências nominal de 75 kVA, 112,5 kVA e 150 kVA, e relação de tensão de 13,8 kV: 380/220 V. Para esta tese não serão representados ponto a ponto as 1427 unidades consumidoras (cargas) ligadas à rede de distribuição secundária de 380/220 V dos transformadores. É importante mencionar que, as somas das cargas ligadas a cada um dos secundários dos transformadores, foram distribuídas da melhor maneira pela concessionária local, e são representadas por cargas trifásicas (RLC_xx) ligadas a cada transformador, conforme Tabela 4.1. As somatórias de suas cargas

¹ Conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas [60].

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

durante 24 horas do dia, estão descritas nas tabelas de cargas do Anexo I, representadas por potências ativa e reativa.

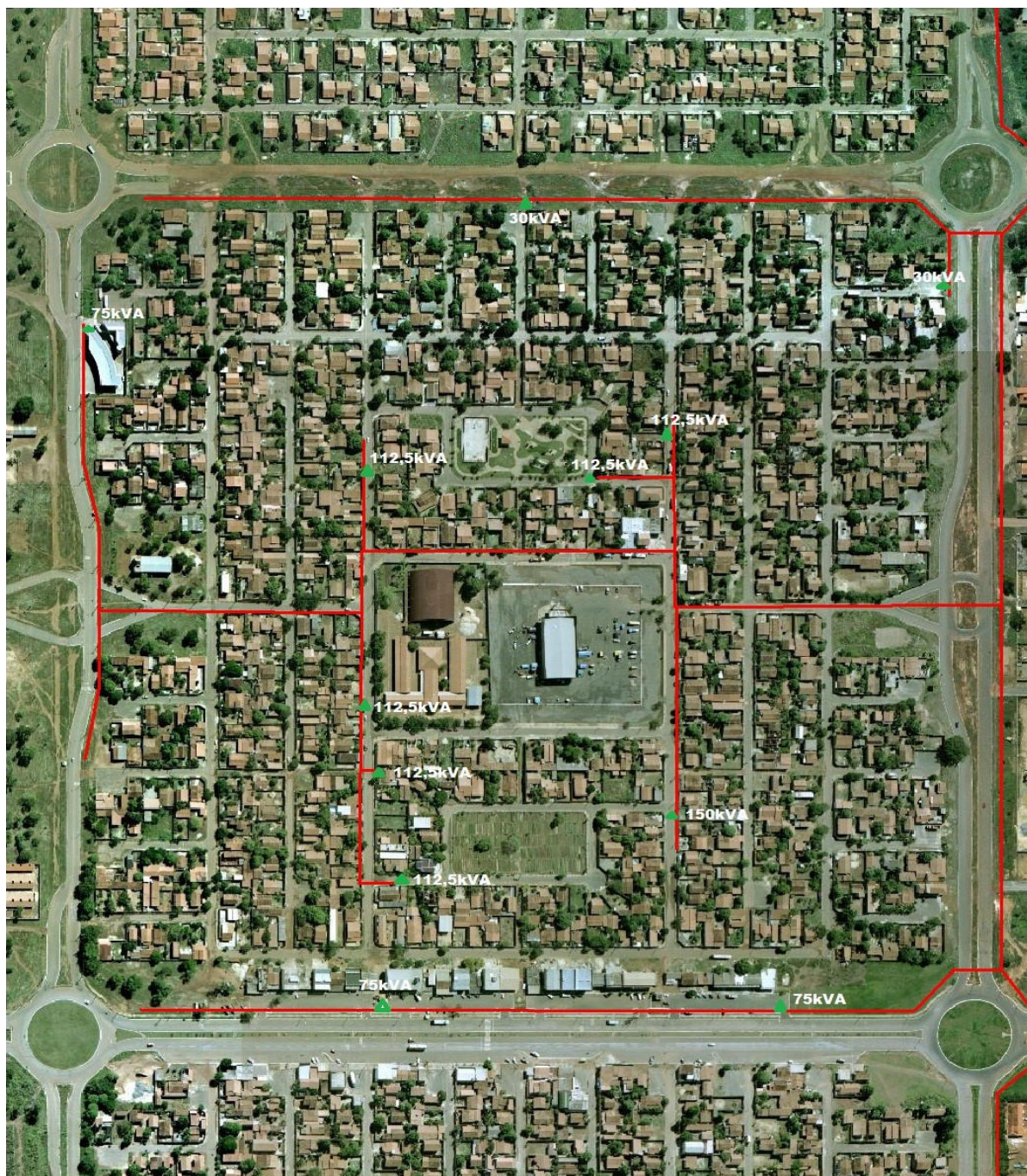
Figura 4.1 Imagem aérea da cidade de Palmas – To, destaque para a quadra 1106 Sul.



Fonte: [71], modificado

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

Figura 4.2 Foto aérea da Quadra 1106 Sul, com o traçado da rede de alimentação primaria da Quadra 1106 Sul suprida pelo alimentador 2 de Palmas III.



Prefeitura Municipal de Palmas
Secretaria Municipal de Desenvolvimento
Urbano e Habitação

ARSE 112 (1106S)



Data:
Fevereiro/2005

Escala:
Sem Escala

Fonte: [23]

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

Tabela 4.1 Número de Unidades Consumidoras ligadas aos secundários dos transformadores trifásicos, representadas por cargas PQ as 14h00 do dia com maior consumo de energia sem GD

Barra conectada	Tensão trifásica do secundário (kV)	Número de consumidores ligados ao transformador	Nome das cargas	Potência ativa consumida pela soma das cargas (W)	Potência reativa consumida pela soma das cargas (VAr)
B_5	0,38	13	RLC_5	18.554,94	11.009,85
B_7	0,38	0	RLC_7	0,00	0,00
B_10	0,38	280	RLC_10	73.007,99	41.400,00
B_12	0,38	1	RLC_12	48.155,91	28.574,04
B_14	0,38	251	RLC_14	18.620,04	11.048,48
B_16	0,38	122	RLC_16	23.198,17	13.764,98
B_20	0,38	171	RLC_20	23.285,40	13.196,44
B_22	0,38	309	RLC_22	29.132,00	16.509,87
B_25	0,38	0	RLC_25	0,00	0,00
B_29	0,38	265	RLC_29	28.732,00	17.048,57
B_32	0,38	4	RLC_32	21.285,40	12.062,99
B_34	0,38	11	RLC_34	31.932,00	18.096,70
Total		1427			

Fonte: Autor

Vale lembrar que a Tabela 4.1 apresenta o número de unidades consumidoras ligadas à barra do secundário de cada um dos transformadores. Essas unidades consumidoras serão somadas suas cargas que representarão a potência dissipada, ou seja, consumida da rede elétrica naqueles pontos. No Matlab/Simulink® as cargas são representadas por um bloco RLC onde são informadas as somas dos valores das potências ativa e reativa das cargas ligadas ao mesmo transformador. As cargas totais de cada um dos transformadores estão apresentadas nas tabelas de cargas do Anexo I, trazendo as informações de hora em hora, durante um dia inteiro.

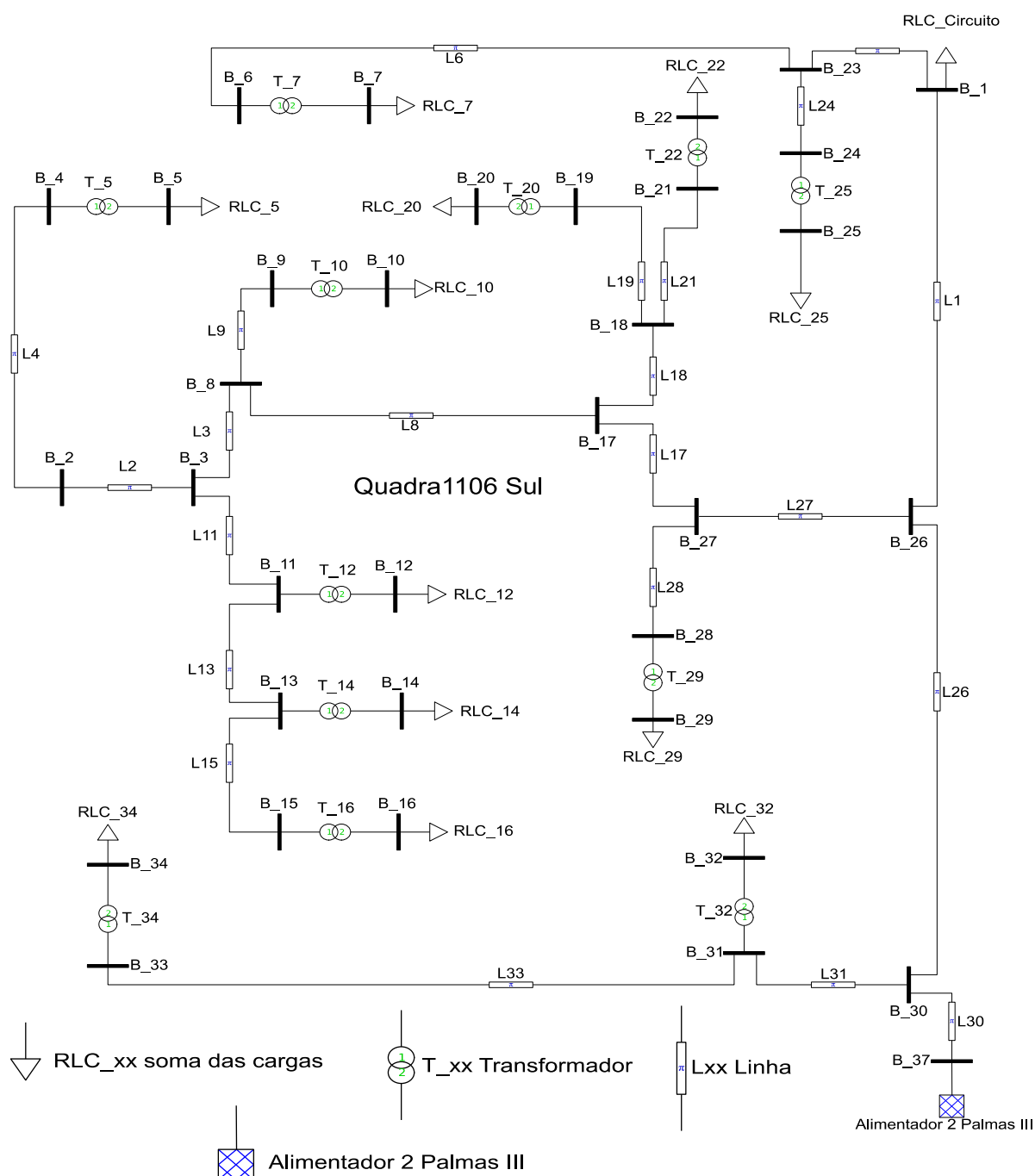
Esses transformadores fazem parte de um conjunto de transformadores conectados ao alimentador 2 da quadra 1106 Sul, o qual é interligado à subestação local Palmas III [23]. A rede de distribuição primária de 13,8 kV alimenta os transformadores.

A rede elétrica de distribuição em questão, configura-se como uma topologia radial, ou seja, a partir de um ponto de alimentação é constituída por linhas que vão se ramificando sem se encontrarem num ponto comum. Essa solução é tipicamente utilizada para redes de distribuição e se não existir pontos de geração distribuídas a elas ligados, o sentido do fluxo de energia é um só, ou seja, do ponto de alimentação para as cargas.

O diagrama unifilar modelado no Matlab/Simulink® referente ao local em questão é apresentado na Figura 4.3. Os dados da rede aérea de distribuição, interligações, transformadores e cargas, estão detalhados nas tabelas a seguir.

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

Figura 4.3 Diagrama Unifilar da rede real modelada no Matlab/Simulink®



Fonte: Autor

A Tabela 4.2 apresenta os dados dos transformadores. Para a representação dos transformadores no Matlab/Simulink® é fundamental fornecer os dados de potência aparente, frequência, tensão primária e secundária, resistência primária e secundária em ohms e indutância primária e secundária em Henry. A resistência e a indutância internas de cada equipamento foram calculadas utilizando os conceitos de

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

[72], devido aos dados apresentados por [23] estarem representados em p.u. A seguir, serão descritos os procedimentos para a obtenção desses parâmetros para cada transformador.

Primeiro deve ser calculado a corrente nominal para o transformador trifásico, com a equação (4.1).

$$I_{pt} = \frac{P_{nt}}{\sqrt{3} \times V_{pt}} \quad (4.1)$$

Em que:

I_{pt} – corrente primaria do transformador trifásico;

P_{nt} – potência nominal do transformador;

V_{pt} – tensão primaria entre os terminais de linha do transformador.

Na sequência, determinou-se a potência de perda no cobre por fase usando (4.2) e a resistência equivalente primaria ou R_l por (4.3):

$$P_{pcu} = \frac{p_{cu}}{3} = W/fase \quad (4.2)$$

$$R_{ep} = \frac{P_{pcu}}{I_{pt}^2} \quad (4.3)$$

p_{cu} – perda no cobre (W), extraído valor de [72].

A tensão de curto-circuito vale:

$$V_{cuc} = Z_{pt} \times 100 \times \frac{V_{pt}}{\sqrt{3}} \quad (4.4)$$

Z_{pt} – percentagem da tensão primária de curto-circuito, extraído valor de [72].

Logo após, determina-se a impedância equivalente primaria usando (4.5), reatância equivalente primaria (4.6) e após a indutância equivalente primaria ou L_l (4.7).

$$Z_{ep} = \frac{V_{cuc}}{I_{pt}} \quad (4.5)$$

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

$$X_{ep} = \sqrt{Z_{ep}^2 - R_{ep}^2} \quad (4.6)$$

$$L_{ep} = \frac{X_{ep}}{2 \times \pi \times f} \quad (4.7)$$

f – frequência da rede.

Considerando agora o lado secundário do transformador foram calculadas a resistência equivalente secundária ou R_2 (4.8), a reatância equivalente secundária (4.9) e a indutância equivalente secundária ou L_2 (4.10).

$$R_{es} = \left(\frac{V_{st}}{V_{pt}} \right)^2 \times R_{ep} \quad (4.8)$$

$$X_{es} = \left(\frac{V_{st}}{V_{pt}} \right)^2 \times X_{ep} \quad (4.9)$$

$$L_{es} = \frac{X_{es}}{2 \times \pi \times f} \quad (4.10)$$

V_{st} – tensão secundária entre os terminais de linha do transformador.

Tabela 4.2 Dados dos transformadores ligados a rede de distribuição da quadra 1106 Sul da cidade de Palmas - To

Nome	Barra	Barra	Potência kVA	Tensão Prim./Secun. kV	Resistência R1 (Ω)	Indutância L1 (mH)	Resistência R2 (Ω)	Indutância L2 (μH)
T_5	B_4	B_5	75	13,8/0,38	40,6272	209,7	0,0308	158,98
T_7	B_6	B_7	30	13,8/0,38	120,6120	495,0	0,0915	375,29
T_10	B_9	B_10	112,5	13,8/0,38	24,8277	142,7	0,0188	108,2
T_12	B_11	B_12	112,5	13,8/0,38	24,8277	142,7	0,0188	108,2
T_14	B_13	B_14	112,5	13,8/0,38	24,8277	142,7	0,0188	108,2
T_16	B_15	B_16	112,5	13,8/0,38	24,8277	142,7	0,0188	108,2
T_20	B_19	B_20	112,5	13,8/0,38	24,8277	142,7	0,0188	108,2
T_22	B_21	B_22	112,5	13,8/0,38	24,8277	142,7	0,0188	108,2
T_25	B_24	B_25	30	13,8/0,38	120,6120	495,0	0,0915	375,29
T_29	B_28	B_29	150	13,8/0,38	17,3512	108,5	0,0132	82,279
T_32	B_31	B_32	75	13,8/0,38	40,6272	209,7	0,0308	158,98
T_34	B_33	B_34	75	13,8/0,38	40,6272	209,7	0,0308	158,98

Fonte: Autor

A Tabela 4.3 traz as informações dos modelos dos cabos que estão sendo utilizados na rede de distribuição da quadra 1106 Sul, para interligação entre o primário dos transformadores e a subestação (modelo de ligação de topologia radial),

Capítulo 4 – Sistema Elétrico de Potência

além do comprimento das linhas. Para representar esses cabos foi utilizado no Matlab/Simulink® um bloco de circuito do tipo π , onde os dados de resistência em ohms e indutância em Henry foram calculados com relação em km observando as características construtivas do fabricante [72], [73].

Tabela 4.3 Dados das linhas de interligação

Modelo do Cabo AWG/ MCM	Barra Saída	Barra Chegada	Nome da linha	Comprimento km	Resistência Ω /km	Indutância H/km
2	B_2	B_3	L2	0,201	0,193603	0,000182
2/0	B_2	B_4	L4	0,237	0,113547	0,000198
2/0	B_6	B_23	L6	0,319	0,152833	0,000267
2	B_23	B_24	L24	0,075	0,072240	0,000068
2	B_3	B_8	L3	0,046	0,044307	0,000042
2	B_8	B_9	L9	0,063	0,060682	0,000057
2	B_17	B_8	L8	0,237	0,228278	0,000215
2	B_3	B_11	L11	0,078	0,075130	0,000071
2	B_11	B_13	L13	0,064	0,061645	0,000058
2	B_13	B_15	L15	0,16	0,154112	0,000145
2/0	B_30	B_31	L31	0,158	0,075698	0,000132
2/0	B_31	B_33	L33	0,285	0,136544	0,000239
2/0	B_37	B_30	L30	0,05	0,023955	0,000042
2/0	B_30	B_26	L26	0,175	0,042381	0,000040
2	B_26	B_27	L27	0,246	0,083843	0,000146
2	B_27	B_28	L28	0,134	0,236947	0,000223
2	B_27	B_17	L17	0,096	0,129069	0,000122
2	B_17	B_18	L18	0,085	0,092467	0,000087
2	B_18	B_19	L19	0,122	0,081872	0,000077
2	B_18	B_21	L21	0,055	0,117510	0,000111
2/0	B_26	B_1	L1	0,175	0,052976	0,000050
2/0	B_23	B_1	L23	0,05	0,083843	0,000146

Fonte: Autor

Tipificada a rede de distribuição da quadra 1106 Sul da cidade de Palmas – TO, escolhida para esse estudo, devido essa ser uma rede real com dados reais, possibilitará que o GDFV proposto possa comprovar sua eficiência o mais próximo da realidade possível.

Com tudo que foi apresentado, o GDFV mais o controle proposto e a rede elétrica de distribuição caracterizada, será possível realizar diversos testes na rede e no SFCR para assim validar o modelo proposto. Diante disso, o Capítulo 5 apresentará as simulações e os resultados desse estudo.

CAPÍTULO 5

5 SIMULAÇÕES DE CASOS E ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as simulações realizadas com o Matlab/Simulink®, acompanhadas de comentários acerca do comportamento da rede elétrica de distribuição descrita no capítulo anterior. Aqui também, são apresentados os resultados computacionais obtidos com o SFCR ou GDFV e o controle proposto descrito no capítulo 3.

Registra-se que o SFCR atua como uma fonte complementar de energia. A energia produzida é adequada por um conversor eletrônico, que realiza o sincronismo com a rede elétrica, e esse tem a capacidade de injetar a energia produzida no sistema elétrico de potência. Outra característica dos sistemas fotovoltaicos, é quanto a sua distribuição, podendo ser centralizados, através de fazendas solares de grande porte, e ou descentralizados, com geração de pequeno porte, distribuídos ao longo da rede de distribuição em residências, comércios e indústrias.

Nesse sentido, este capítulo apresentará as simulações e os resultados do GDFV e da rede elétrica de distribuição em estudo. Por fim, realizará estudos com o SFCR trifásico de 75 kW, acompanhado de diferentes AMT, em parte da rede elétrica de distribuição da quadra 1106 Sul ligada a concessionária de energia elétrica local (da cidade de Palmas – Capital do Tocantins). Vale observar que o GDFV de 75 kW foi escolhido por ser a máxima potência considerada microgeração. Também que a quadra 1106 Sul da cidade de Palmas – TO, foi escolhida para dar continuidade aos trabalhos já realizados pelo Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos da Universidade Federal de Uberlândia.

5.1 Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Para a realização de testes e simulações, o modelo do SFCR completo foi implementado com o controle proposto para VTCD/AMT na plataforma Matlab/Simulink®. Para os estudos dos casos a seguir, a concessionária forneceu os dados da rede elétrica de distribuição no dia de maior consumo de energia elétrica da rede de Palmas e sem a presença da GD fotovoltaica. Esse dia foi informado pela concessionária local e apresentado pelo autor [23]. Assim, conforme mencionado, os dados coletados, como tensões, correntes, potências e fatores de potência são medições reais fornecidas pela concessionária de energia elétrica local.

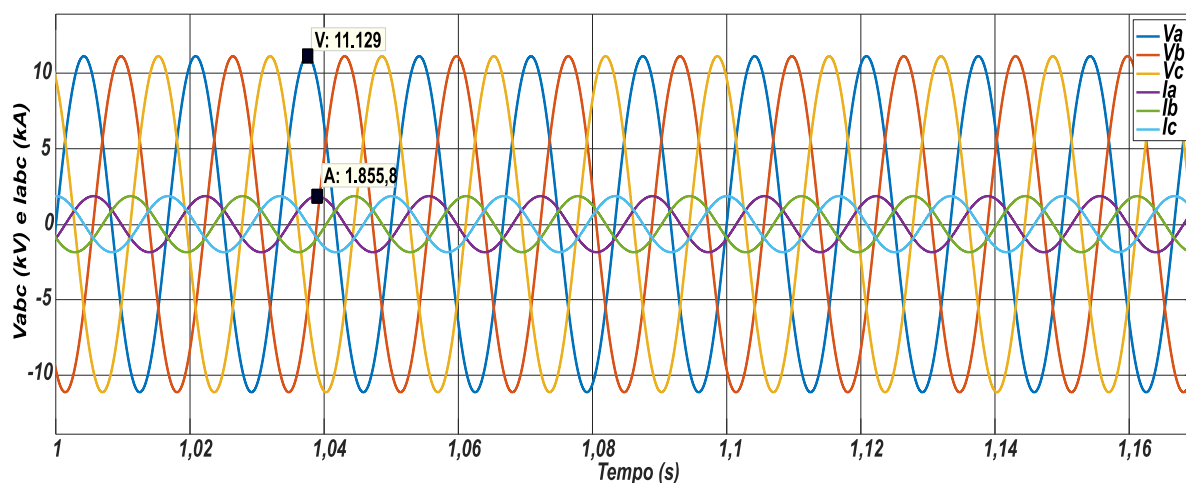
Conforme já dito, o dia e a hora escolhidos foram os que representam o maior consumo de energia sem GDFV. Para essa condição, as leituras apresentaram os seguintes valores: magnitude de tensão de 13,63 kV RMS (fase-fase) e potências de 2,6815 MW, 1,5907 MVar e 3,1178 MVA ($FP = 0,8601$) no alimentador 2 da subestação Palmas III. Todos esses dados, combinados as informações das Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3, foram incluídos na simulação.

As tensões, correntes e potências de saída da subestação Palmas III do alimentador 2, são apresentados nas figuras a seguir sem a GDFV e sem o afundamento de tensão

A Figura 5.1 apresenta as formas de ondas das tensões e correntes trifásicas no período de 10 ciclos. É importante observar que as tensões RMS entre fase-terra são de 7,87 kV e as correntes de 131,22 A, mas nos gráficos estão representadas em valores de pico entre fase-terra. Na tentativa de obter uma melhor visualização das correntes, foi inserido um fator de multiplicação de 10 vezes na leitura da variável. Já, as potências ativa e reativa fornecidas pelo alimentador 2 são apresentadas na Figura 5.2.

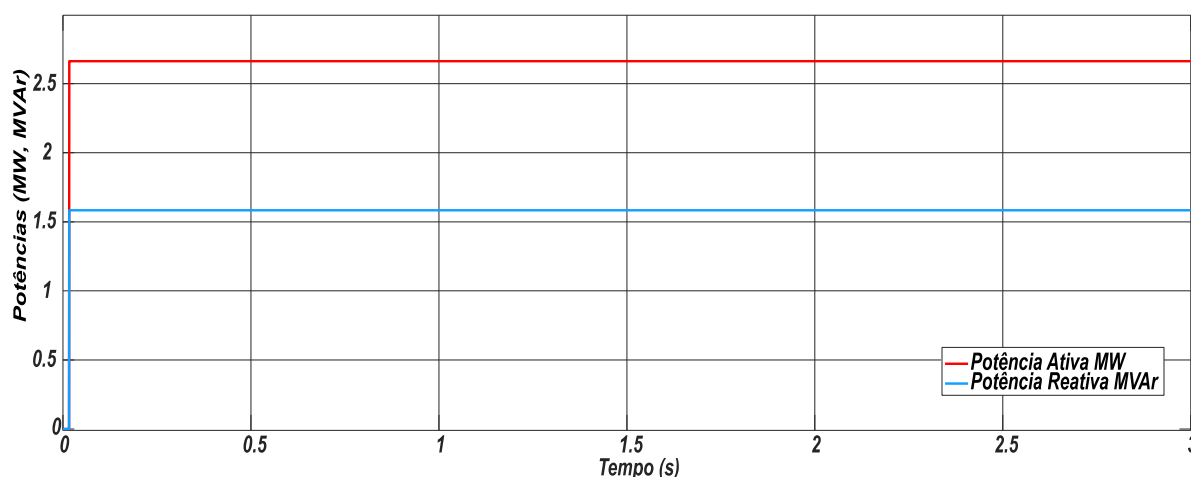
Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.1 Tensões e correntes trifásicas (fase-terra) na saída do alimentador 2 de Palmas III



Fonte: Autor

Figura 5.2 Potências ativa e reativa fornecidas pelo Alimentador 2 Palmas III

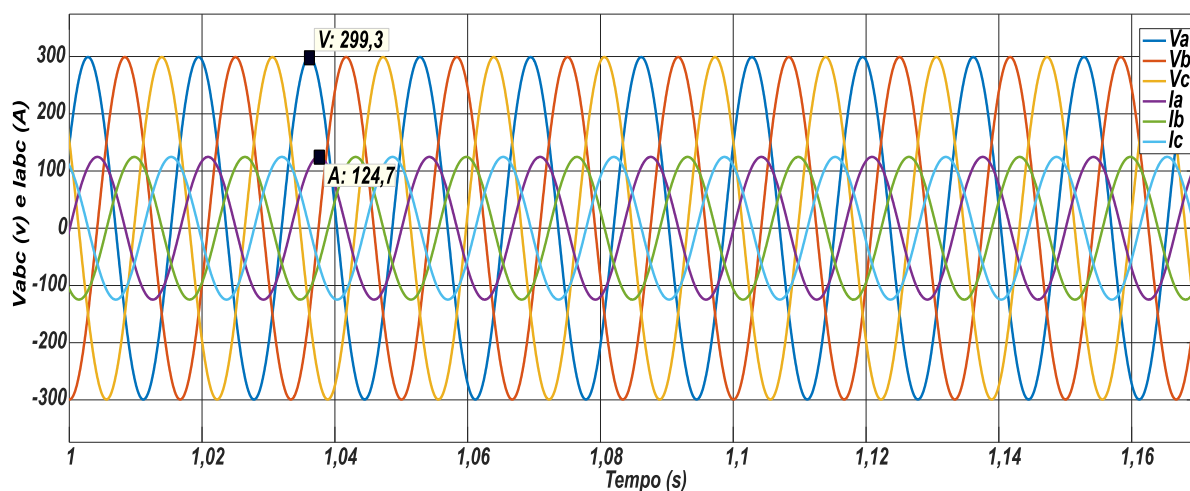


Fonte: Autor

A Figura 5.3 apresenta o comportamento das tensões e correntes trifásicas de pico com relação fase-terra no PAC na barra B_12 que está ligada ao secundário do transformador T_12 e a carga RLC_12 (onde será inserido o GDFV), no período de 10 ciclos. Verificou-se que os níveis das tensões RMS no secundário do transformador são 366,5 V fase-fase e 211,6 V fase-neutro, que estão abaixo das tensões nominais (380/220 V). Essa situação se deve ao fato das tensões fornecidas pela subestação também estarem abaixo de 13,8 kV, em torno de 13,6 kV. Sendo assim, tal condição reflete em toda a rede elétrica de distribuição.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.3 Tensões e correntes de picos medidas no PAC ou B_12



Fonte: Autor

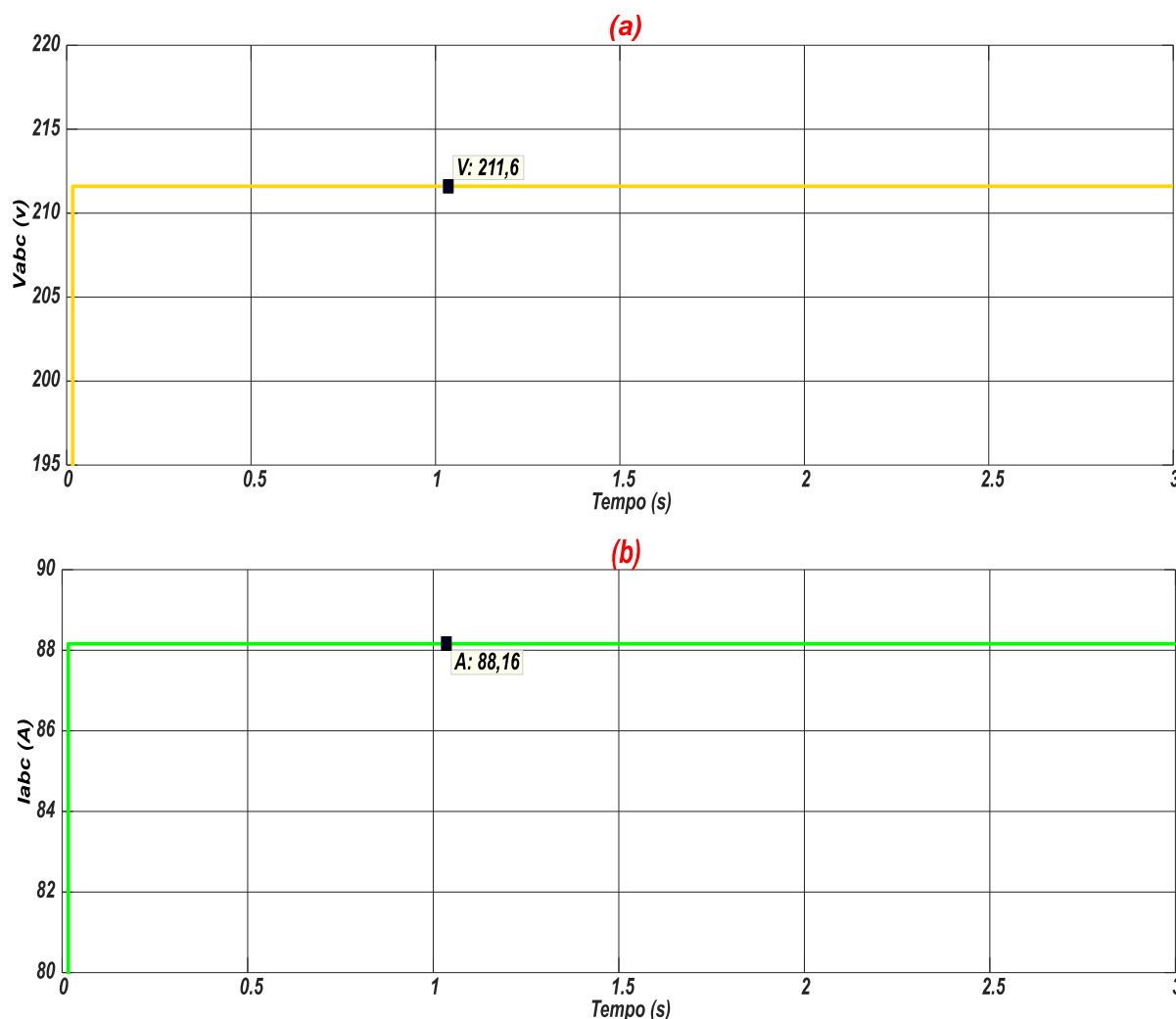
A Figura 5.4(a) apresenta o valor RMS dessas tensões e a Figura 5.4(b) os valores de correntes. Verifica-se que mesmo se o SFCR já estivesse conectado, as tensões (211,6 V ou 0,96 p.u.) ainda estão fora dos limites estabelecidos para o controle atuar ($0,1V_{nom} \leq TL < 0,9V_{nom}$) conforme Tabela 3.2, nessa situação o controle não atuaria.

Após a verificação e validação das condições da rede elétrica de distribuição implementada sem o SFCR, a partir de agora, um GDFV trifásico de 75 kW foi inserido na simulação com o controle proposto. Esse SFCR foi inserido em um ponto estratégico que garante uma irradiância de $1k\text{ W/m}^2$ e, consequentemente, uma geração de 75,6 kWp (levando em consideração a temperatura ambiente de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$). Optou-se em trabalhar com a capacidade máxima de irradiância e injeção de potência ativa, deste modo, não existe espaço ocioso no inversor. Neste trabalho não será explorado outras condições de irradiância e temperatura, ficando para um próximo estudo.

É importante registrar que o local escolhido apresenta possibilidade para expansão do sistema fotovoltaico, pois nessa localidade existe uma escola municipal e uma área pública destinada a feira livre. Tal local está situado em paralelo com a carga RLC_12 e ambos conectados ao PAC a barra B_12, e esse ponto ligado ao secundário do transformador T_12, a qual, os níveis de baixas tensões correspondem à 380/220 V. Ainda, no PAC B_12 serão realizadas todas as medidas de tensões, correntes e potências instantâneas referentes às próximas simulações.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.4 Valores RMS trifásicos medidos em relação a fase-terra: (a) Tensões; (b) Correntes



Fonte: Autor

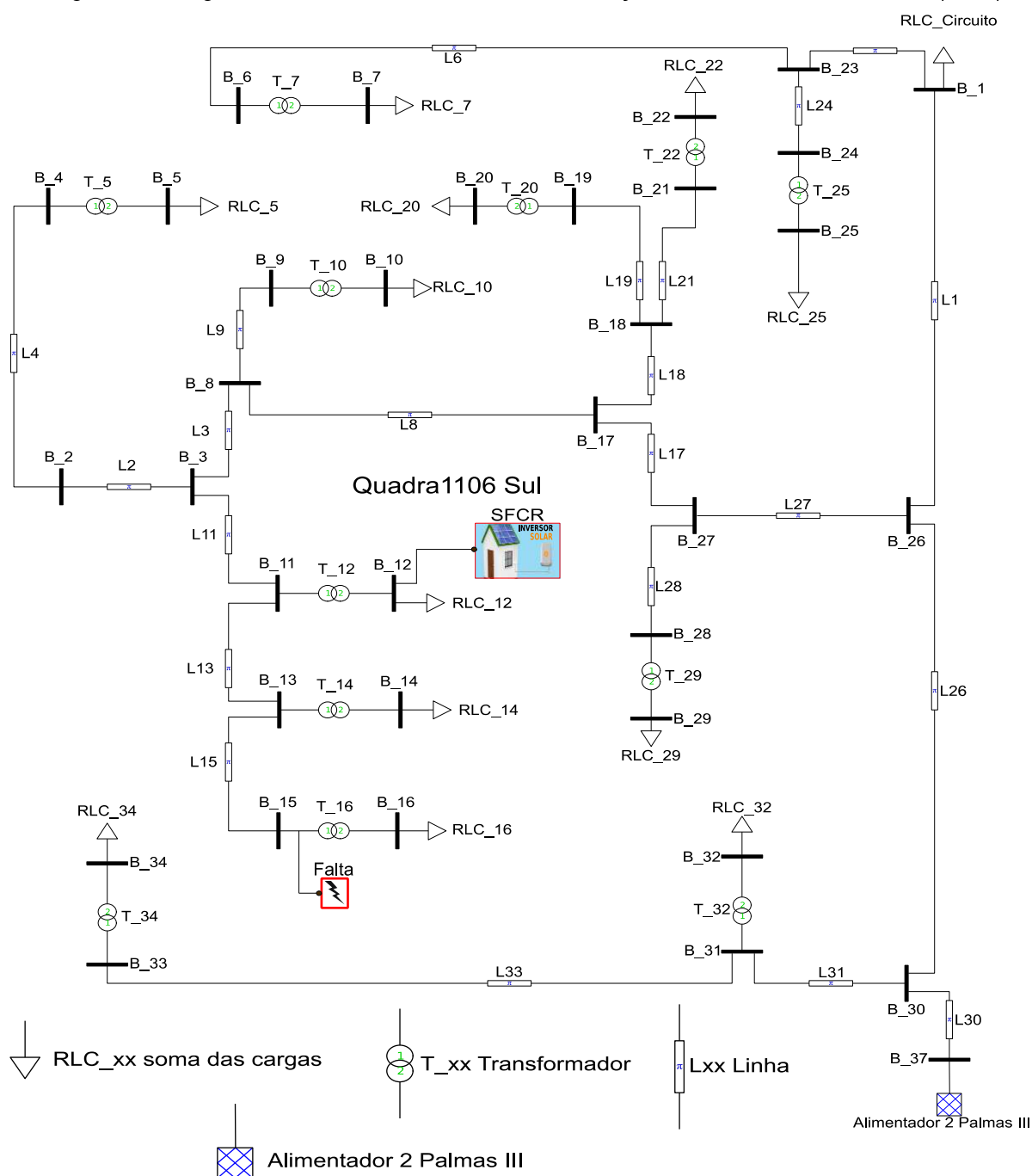
Um curto-circuito também foi inserido entre a barra B_15 e o primário do transformador T_16. Ele foi inserido nesse local, por ser considerado um ponto de final de rede, e estar próximo da barra B_12, para que seus efeitos pudessem ser percebidos pelo SFCR com o controle proposto. Esse curto-circuito será o responsável pelas falhas ou afundamento de tensão na rede de distribuição. A Figura 5.5 identifica o local de conexão do SFCR e o local onde ocorrerão as falhas que serão responsáveis pelo AMT.

Para atender aos requisitos da VTCD estabelecidos nas normas brasileiras, o controle proposto manterá o SFCR conectado. Dessa forma, ele continua injetando a quantidade disponível de potência ativa e reativa para mitigar o afundamento de tensão, conforme descrito no Capítulo 3. Além disso, a produção de energia ativa deve permanecer em plena geração de acordo com as condições climáticas.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Vale ressaltar que a ANEEL ainda não permite que pequenos sistemas fotovoltaicos permaneçam conectados quando há falta de sincronismo com a rede elétrica, nem contribuam com serviços ancilares à rede de distribuição [8]. Mas acredita-se que através das consultas públicas logo isso será possível.

Figura 5.5 Diagrama unifilar da rede elétrica de distribuição com SFCR e curto-circuito (Falta)



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

5.1.1 Caso 1 – Falta fase-terra

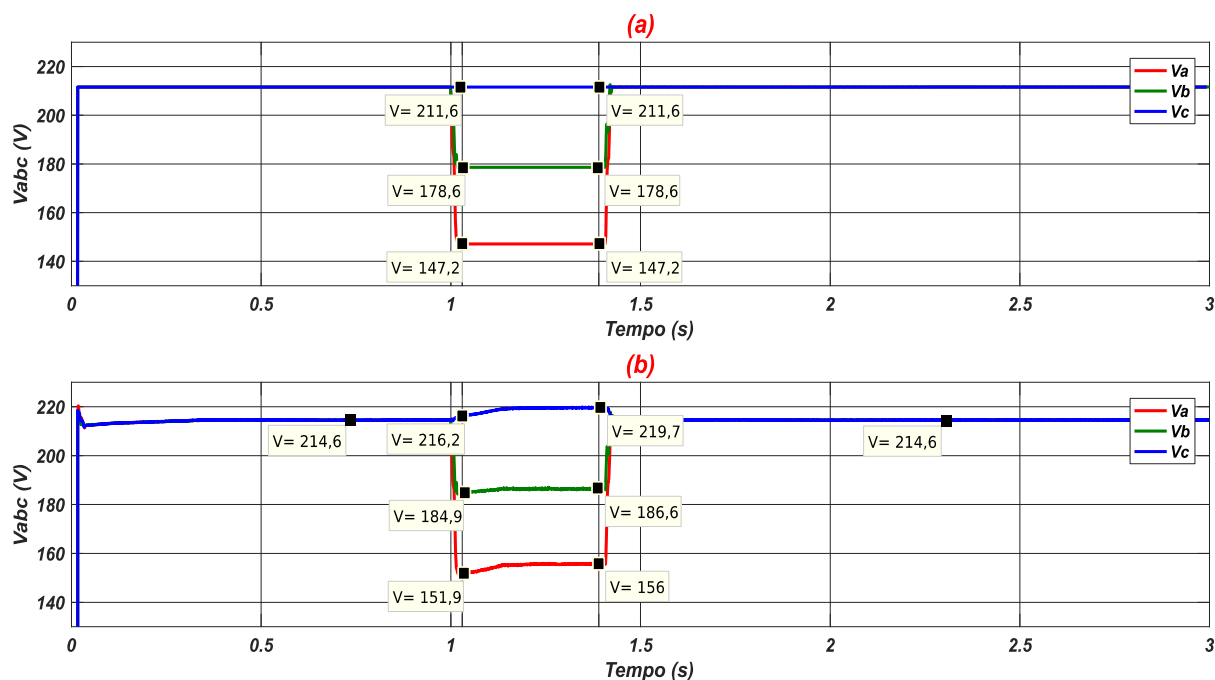
Para esta primeira situação, um curto-circuito fase-terra na fase B foi inserido no local identificado na Figura 5.5. Foram realizadas simulações com curto-circuito nas outras fases que apresentaram as mesmas respostas, ou seja, tendo a mesma relação conforme aplicação do curto-circuito. A única alteração observada é que as fases trocam de posição, dependendo de onde o curto-circuito foi aplicado. No momento do curto-circuito, o afundamento de tensão na rede terá a duração de 0,4 s, ou seja, mais de 20 ciclos, conforme determinado pela ANEEL, no módulo 8 do PRODIST [68] e descrito pela Tabela 3.1.

A Figura 5.6(a) mostra as tensões RMS na barra B_12 quando há curto-circuito sem SFCR (GDFV). A falha ocorre no intervalo de 1 a 1,4 s, com a parametrização do bloco *Three-phase Fault* (esse bloco é responsável por simular o curto-circuito). Dentro desse bloco existem alguns parâmetros para serem configurados, como: R_{on} - *fault resistance* em $0,001 \Omega$, R_g *ground resistance* em $0,001 \Omega$ e deve ser marcado entre qual ou quais fases e terra deve ocorrer o curto-circuito.

Realizado as configurações e marcações executou-se a simulação sem SFCR, mas com a falta entre a fase B e o terra, como descrito anteriormente. Dessa forma, torna-se possível verificar que a tensão da fase A (V_a) sofre uma queda 33% de ($V_{nom} = 220 V$) passando para 147,2 V, enquanto a fase B (V_b) diminui para 178,6 V e, por fim, a fase C (V_c) permanece em 211,6 V.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.6 Tensões das fases no PAC B_12 com falta fase-terra na fase B, (a) sem SFRC, (b) com SFRC + controle



Fonte: Autor

Com a inserção do SFRC combinada com a ação do controle proposto, a Figura 5.6(b) mostra uma melhora nos níveis de tensão, assim, a tensão V_a resultou em 156 V, V_b em 186,6 V e V_c em 219,7 V.

Portanto, levando em consideração a existência de cargas conectadas ao PAC e que o SFRC de 75 kW é considerado microgerador pela ANEEL [8], os resultados são bastante promissores, e estão conforme o esperado. Ainda, com a inserção do GDFV, foi possível verificar que mesmo antes e depois da falta, as tensões no PAC apresentam uma melhoria, saindo dos 211,6 V (sem SFRC) para 214,6 V (com SFRC + controle).

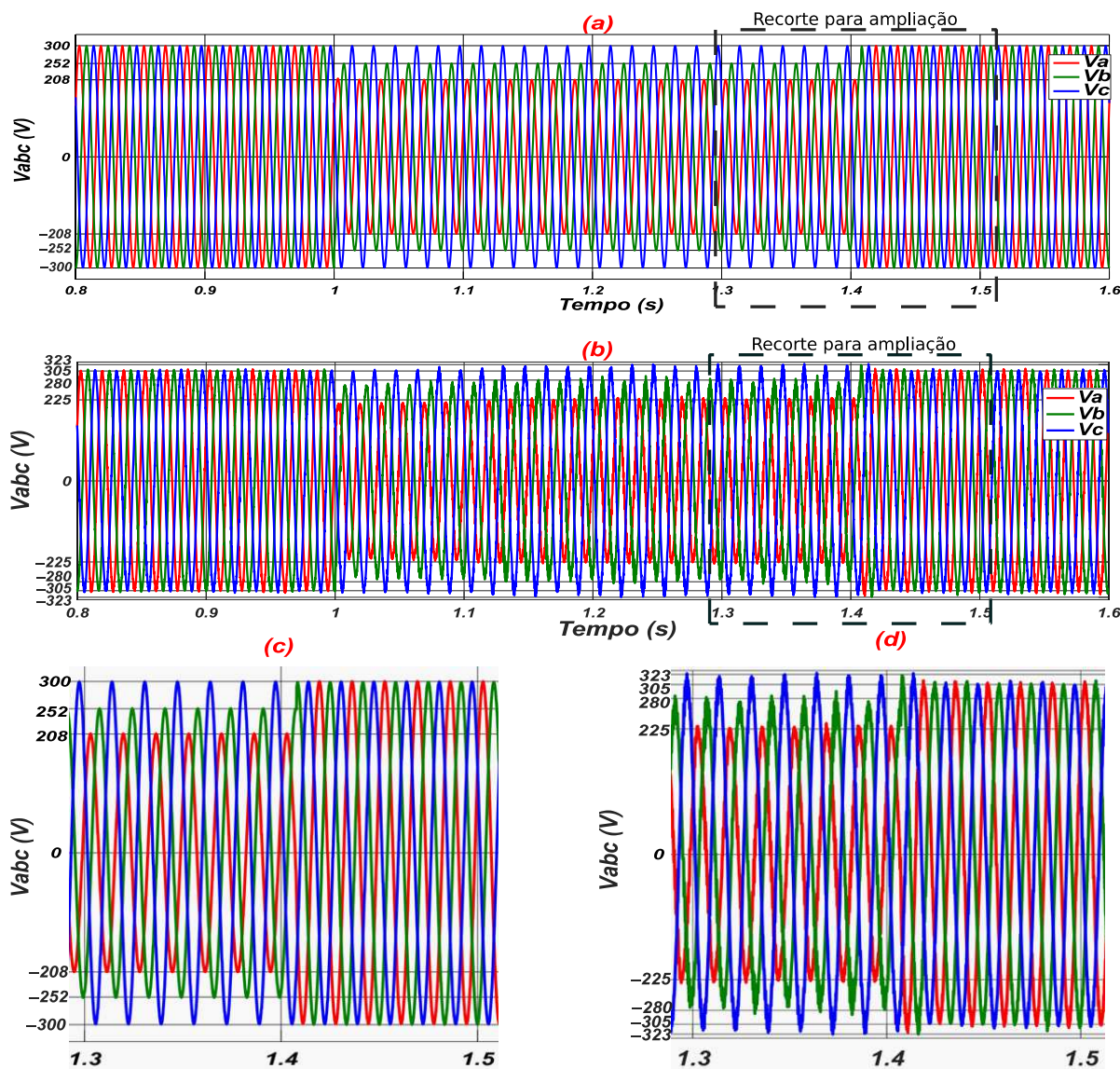
Vale ressaltar que o curto-circuito está na fase B, mas a fase A é a que sofreu o maior afundamento de tensão no momento da falta para as situações apresentadas. Isso ocorre devido às conexões do transformador, onde o primário está em Delta (D1) e o secundário em estrela aterrado (Yg). Existe uma inversão nas fases conforme apresenta a IEC 60076-1 [74].

A Figura 5.7 mostra as formas de onda das tensões trifásica no PAC B_12 e indica os valores de pico com relação fase-terra. O período de 0,8 a 1,6 s foi utilizado para uma melhor visualização do efeito do curto-circuito. A Figura 5.7(a) está sem operação SFRC e a Figura 5.7(b) é com a operação SFRC. Foi possível identificar

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

que o SFCR atua para melhorar as amplitudes das tensões, o que pode ser confirmado pelos valores das tensões RMS na Figura 5.6.

Figura 5.7 Tensões de pico das fases no PAC B_12 com falta fase-terra na fase B (a) sem SFCR, (b) com SFCR + controle, (c) ampliação da (a) e (d) ampliação da (b)



Fonte: Autor

A Figura 5.8 mostra o comportamento das correntes em B_12 e na saída do SFCR, com a situação de falta. A Tabela 5.1 foi montada a partir da Figura 5.8, a fim de possibilitar a visualização dos níveis de corrente das fases para dois instantes: no tempo 1,39 s, ao final do período de curto-circuito, e no tempo 2,5 s, após o retorno em regime permanente. A Figura 5.8(a) mostra a condição sem SFCR em B_12, enquanto a Figura 5.8(b) mostra a condição com SFCR + controle em B_12 (vale lembrar que nesse ponto existe em paralelo a carga RLC_12, a qual consome energia

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

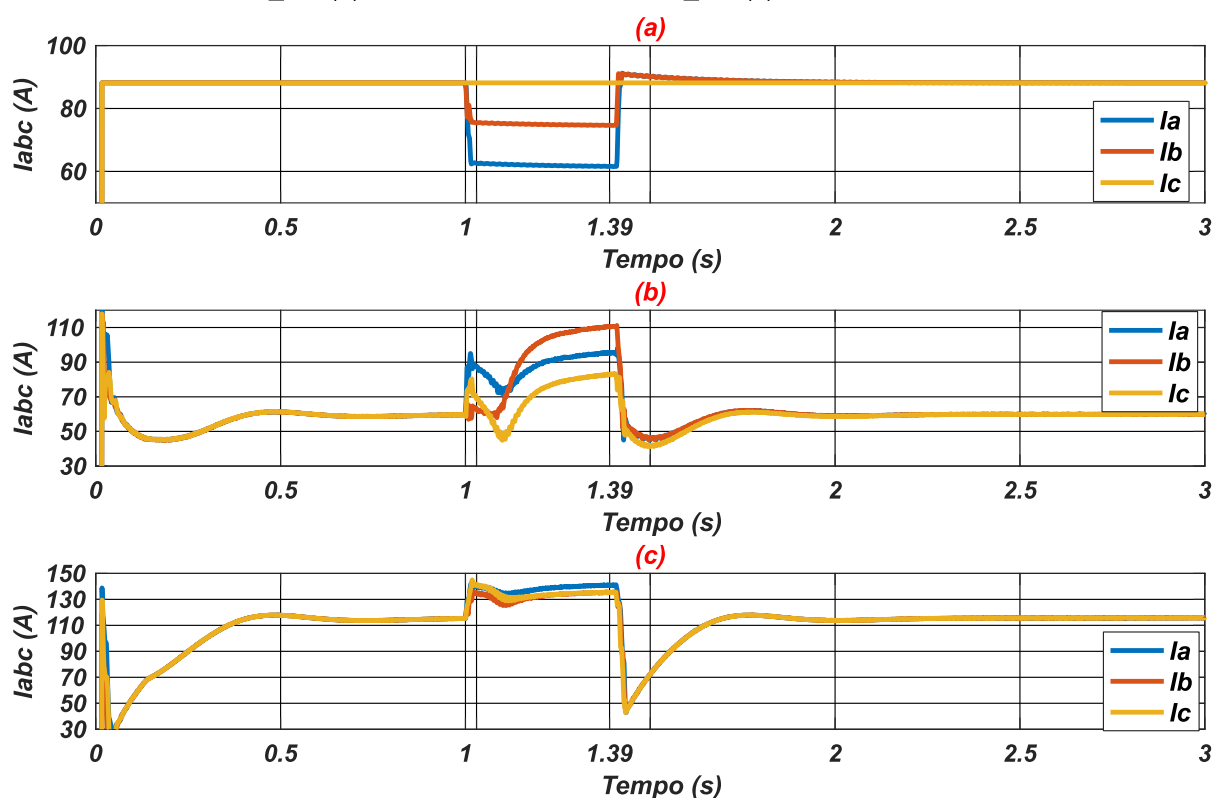
da rede elétrica) e, por fim, a Figura 5.8(c) mostra as correntes na saída de SFCR + controle, de acordo com a potência disponível dos módulos fotovoltaicos. É importante lembrar que a carga consome potências conforme Tabela 4.1.

Tabela 5.1 Valores das correntes elétricas nos instantes de tempo quando ocorre o curto-circuito fase-terra na fase B e em regime permanente

	Sem SFCR na B_12		Com SFCR + controle na B_12		Saída do SFCR + controle	
	1,39 s	2,5 s	1,39 s	2,5 s	1,39 s	2,5 s
<i>I_a</i>	61,65 A		95,41 A		140,9 A	
<i>I_b</i>	74,63 A	88,16 A	110,5 A	59,96 A	135,3 A	115,6 A
<i>I_c</i>	88,16 A		82,91 A		135,3 A	

Fonte: Autor

Figura 5.8 Correntes *RMS* trifásicas com relação ao terra para a falta fase-terra na fase B, (a) sem SFCR na B_12, (b) com SFCR + controle na B_12, (c) saída do SFCR + controle;



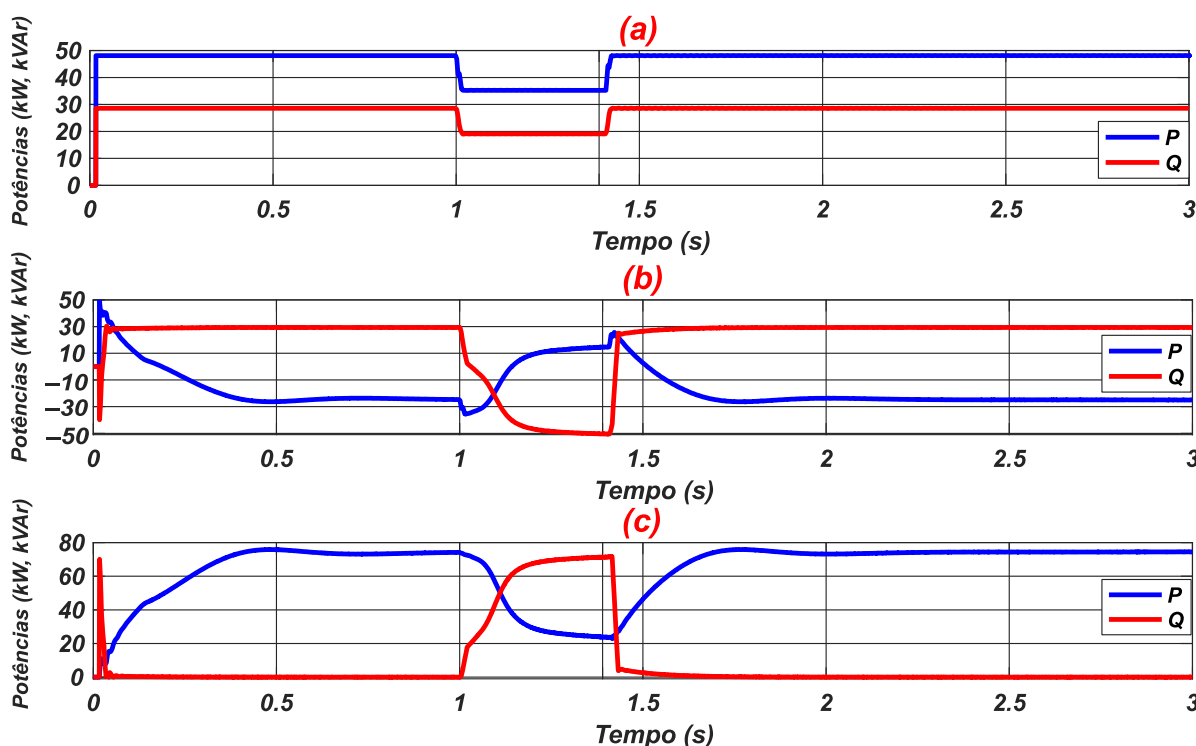
Fonte: Autor

A seguir, a Figura 5.9 mostra o comportamento das potências ativa e reativa no PAC B_12 e na saída do inversor. A Figura 5.9(a) mostra o comportamento da rede elétrica de distribuição sem SFCR e o que está sendo absorvido da concessionária pela carga RLC_12, 48,15591 kW de potência ativa e 28,57404 kVAr de potência reativa. Na Figura 5.9(b) o comportamento em B_12 é mostrado com a inserção do

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

SFCR, que passa a ser responsável em fornecer toda a potência ativa exigida pela carga, sendo a potência restante injetada na rede de distribuição. A leitura das potências na Figura 5.9(b) configuram essa ação, pois seus sinais negativos comprovam a injeção na rede elétrica. Quando ocorre a falta, a Figura 5.9(c) indica que a potência ativa diminui para permitir a injeção da potência reativa de modo a contribuir com a sustentação da tensão no PAC. É possível observar esse desempenho do SFCR, com o controle proposto, nas Figuras 5.6(b), 5.7(b), 5.8(b) e 5.8(c), conforme analisado anteriormente. Ainda na Figura 5.9(c), é possível observar que aproximadamente 75 kW de potência ativa fornecida pelo SFCR diminui para cerca de 23,85 kW após a falha (queda de 69 %). Além disso, na mesma figura, a potência reativa aumenta de 0 para 70,72 kVAr, ajudando assim a elevar os níveis das tensões na rede elétrica e na carga. Ao calcular a potência aparente, essa corresponderá a 74,63 kVA, com isso, é possível confirmar que a potência nominal do SFCR não foi ultrapassada.

Figura 5.9 Potências ativa e reativa medidas na B_12 interligados e na saída do SFCR. (a) sem SFCR na B_12, (b) com SFCR + controle na B_12, (c) na saída do SFCR + controle

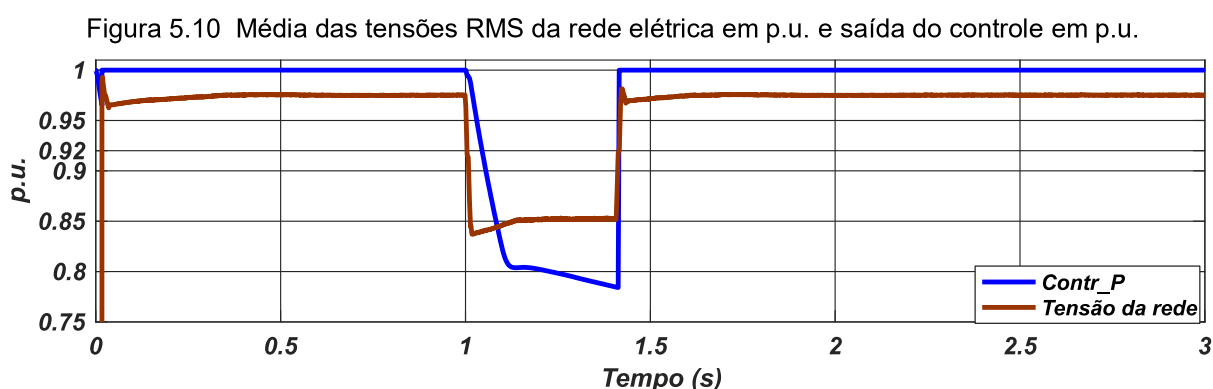


Fonte: Autor

A Figura 5.10 mostra o comportamento das tensões de fase RMS por unidade (p.u.). É importante mencionar que todos os valores por unidade serão doravante

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

correspondentes à tensão nominal de fase RMS de 220 V. Assim, ao fazer um paralelo com o que foi observado na Figura 5.6, as tensões antes da falta sem o SFCR estão em 211,6 V (0,962 p.u.) e com o SFCR em 214,6 V (0,975 p.u.), para essas duas situações, as tensões estão distantes de 198 V (0,9 p.u., referente à Tabela 3.2). Nesse sentido, o controle proposto não atua antes do tempo de 1 s, ou seja, antes do curto-circuito. Quando surge o curto-circuito, as tensões diminuem para 0,81 p.u., abaixo do limite estabelecido para o controle atuar (0,9 p.u.). Esta situação faz com que o controle force uma redução em sua saída que multiplicará a potência de referência (P_{ref}), conforme explicado no Capítulo 3. Isso, por sua vez, diminuirá a potência ativa injetada pelo inversor para gerenciar a potência reativa e, assim, contribuir para o aumento do nível de tensão durante a falha. Após o desaparecimento da falha no tempo de 1,4 s, o SFCR retorna à sua condição normal. As figuras anteriores 5.6 a 5.9 também revelam esse comportamento de SFCR com o controle proposto.



Fonte: Autor

Na sequência, os próximos casos mostram os outros resultados do teste do controle proposto para diferentes cenários de afundamento (ou falta) de tensão e durações diferentes. Em cada figura, há cinco gráficos para mostrar o comportamento das tensões, potências e do controle, que são colocados na mesma ordem do caso analisado anteriormente, Figuras 5.6, 5.7b, 5.9c e 5.10.

Vale lembrar que as condições da rede elétrica nos períodos de falta para todas as situações analisadas, são estáveis. Desta forma, o SFCR pode suportar a falha e injetar as quantidades necessárias de potência ativa e reativa, mesmo por um período de tempo prolongado, sem a ação da proteção anti-ilhamento.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

5.1.2 Caso 2 – Falta fase-fase

Para esse segundo caso foi simulado um curto-circuito entre fase-fase (fases B e C). Nessa situação a perturbação na rede elétrica é causado pelo curto-circuito no mesmo ponto que o caso analisado anteriormente, entre B_15 e o primário de T_16. Essa falha terá duração de 500 ms. Foi analisado os mesmos locais propostos anteriormente. A Figura 5.11 demonstra as formas de onda e os gráficos para cada situação.

A Figura 5.11(a) demonstra o comportamento das formas de onda e as tensões de pico para as três fases sem SFCR no PAC B_12. A Figura 5.11(b) apresenta as tensões *RMS* sem a inserção do SFCR. Para essa situação durante a falha as tensões sofrem o afundamento no PAC para 189,1 V na fase A e 181,9 V na fase C, enquanto para a fase B, reduz para 57,77 V. Foi possível verificar que as tensões *RMS* na rede elétrica tiveram uma queda média de 34 % da tensão nominal.

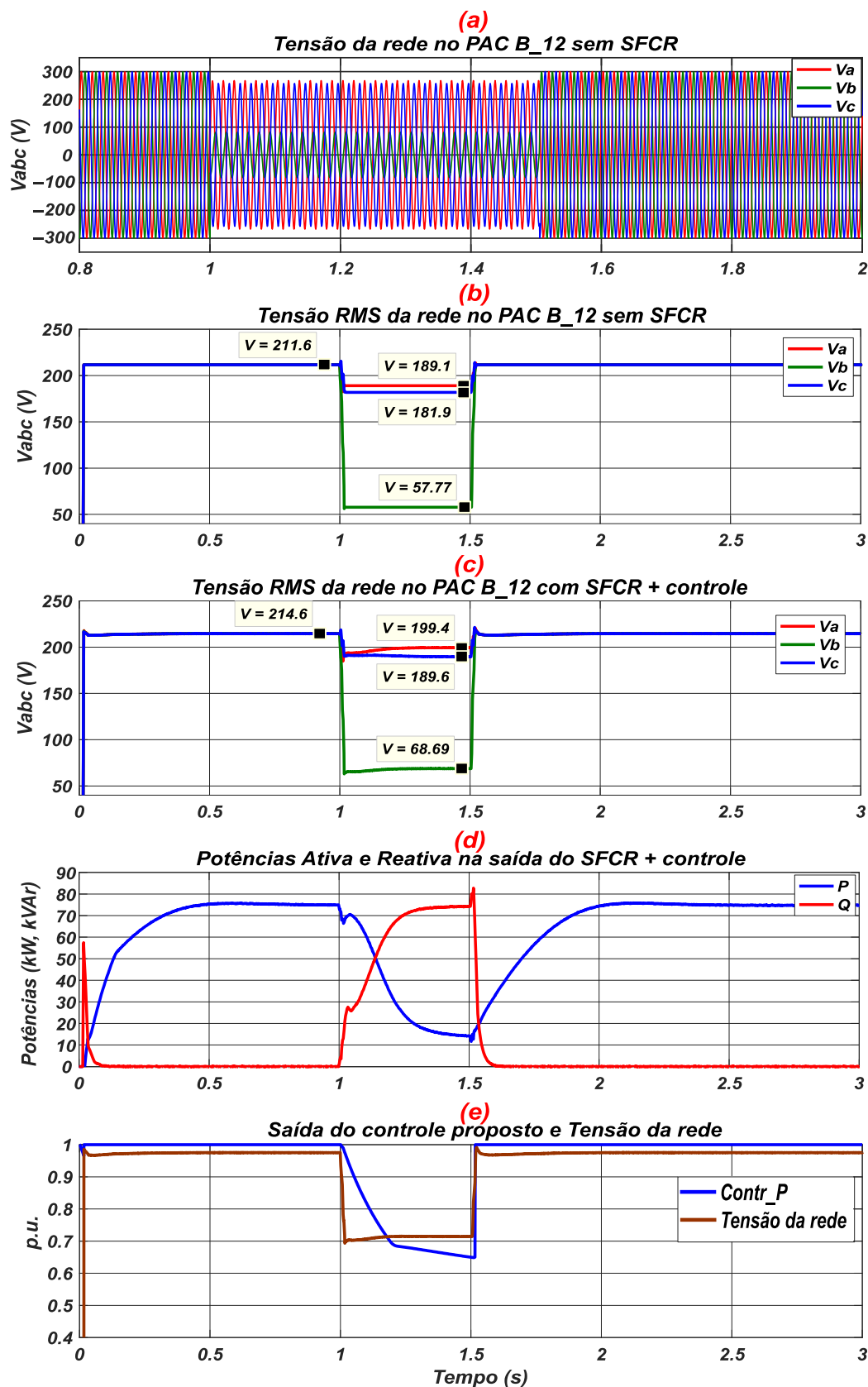
Ainda na Figura 5.11(c) com a inserção do SFCR com o controle proposto, durante o período de falha (1 a 1,5 s), as tensões *RMS* da rede elétrica no PAC aumentam para 199,4 V para fase A, 189,6 V para a fase C e 68,69 V para a fase B. Um aumento médio de praticamente 10 V para todas as fases. Vale observar que para antes e depois do curto-circuito apenas com a injeção de potência ativa, as tensões passam de 211,6 V para 214,6 V para todas as situações simuladas. Isso ocorre devido a conexão do SFCR e a injeção de potência ativa, aliviando a rede elétrica de distribuição no PAC.

Também na Figura 5.11(d), os gráficos das potências demonstram que a potência ativa durante o AMT diminui para aproximadamente 20 % da potência nominal, enquanto a potência reativa chega a quase 100 % da potência nominal. Desse modo, o SFCR com o controle proposto fornece à rede elétrica potências reativa e ativa durante todo o AMT para auxiliar na recuperação das tensões no PAC. Uma vez que o afundamento de tensão é eliminado, todas as variáveis retornam aos valores pré-falha.

Por fim a Figura 5.11(e) representa o comportamento da saída do controle proposto e a melhoria em p.u. do nível médio das tensões *RMS*. Ao comparar a média das tensões sem o SFCR (142,9 V ou 0,65 p.u.), e com o SFCR + controle (152,6 V ou 0,7 p.u.), é possível verificar uma melhora de 8% na média das tensões, com pode ser visto nas figuras 5.11(b) e (c).

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.11 Resultados das simulações do SFCR + controle proposto para VTCD/AMT: curto-circuito fase-fase por 500 ms



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

5.1.3 Caso 3 – Falta fase-fase-terra

No terceiro caso foi simulado um curto-circuito entre fase-fase-terra (fases B, C e terra). Essa falha terá duração de 625 ms (duração usada pelas referências [29], [35], [46], [75]). Foi realizada a análise dos mesmos locais propostos anteriormente. A Figura 5.12 demonstra as formas de onda e os gráficos para cada situação na mesma sequência que a figura anterior, para cada uma das análises.

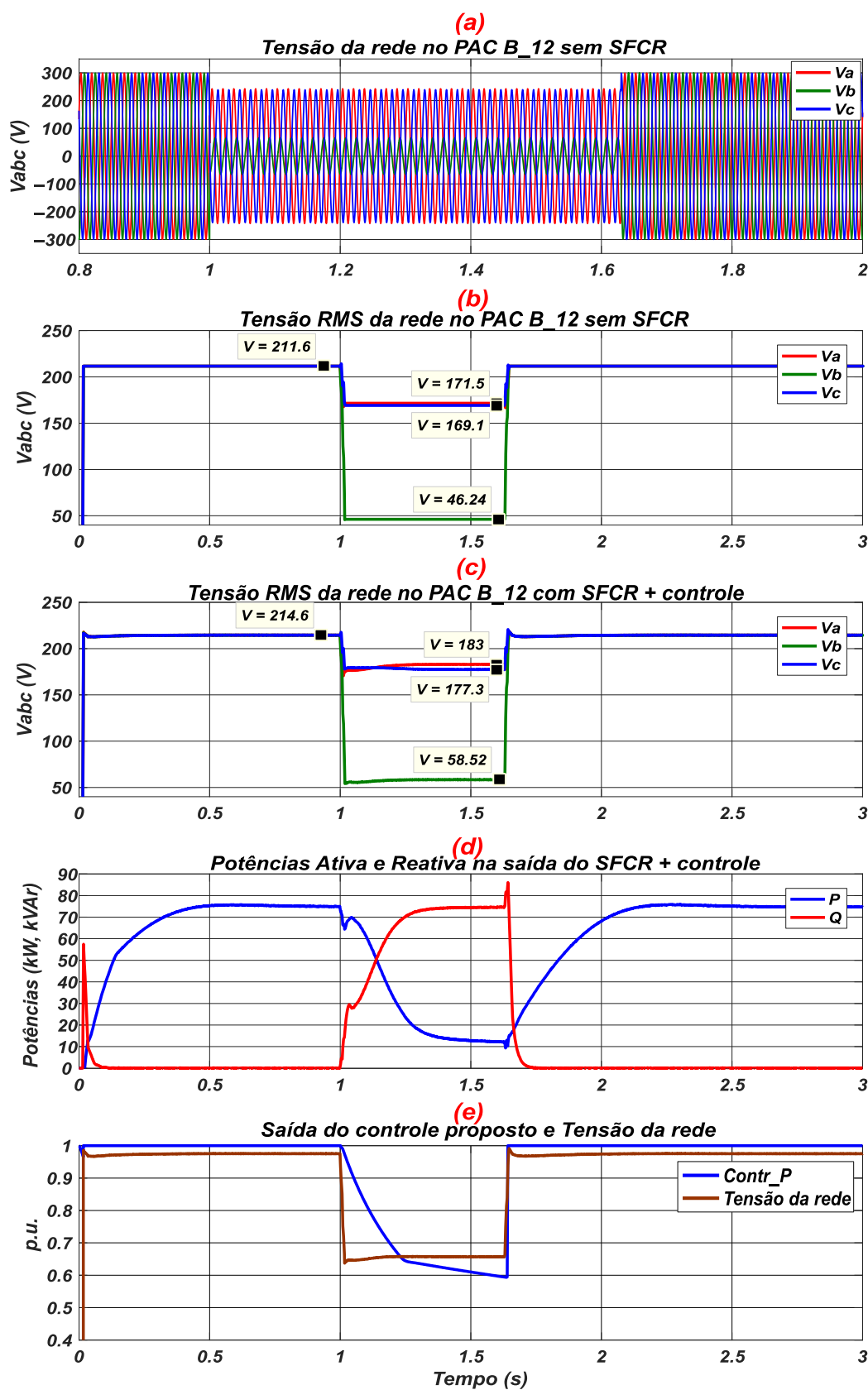
A Figura 5.12(a) apresenta as tensões de pico sem SFCR. Na Figura 5.12(b) mostra as tensões *RMS* no PAC sem a inserção do SFCR. Quando ocorre uma falta bifásica-terra assimétrica, a tensão da fase A cai para 171,5 V, a fase B para 169,1 V e a fase C para 46,24 V durante o período de falha de 625 ms.

Ao visualizar a Figura 5.12(c) com a inserção do SFCR, foi possível verificar novamente a melhoria nos níveis das tensões. Todas as tensões aumentaram seu nível passando para 183 V a fase A, 177,3 V a fase C e para 58,52 V a fase B. Foi possível verificar para tal evento que a inserção do controle proposto reduz o afundamento de tensão. Portanto, reflete no aumento dos níveis de tensão em mais de 6,7% para a fase A, 26,5% para a fase B e 4,8% para a fase C.

Na Figura 5.12(d) a potência ativa diminui para cerca de 15 kW e a potência reativa aumenta para 72 kVAr. Finalmente os últimos gráficos na Figura 5.12(e) o valor médio da tensão de rede aumenta de 0,58 p.u. sem SFCR a mais de 0,63 p.u. com SFCR no momento da falha.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.12 Resultados da simulação do SFCR + controle proposto para VTCD/AMT: curto-circuito bifásico-terra por 625 ms



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

5.1.4 Caso 4 – Falta trifásica-terra

Na sequência, as Figuras 5.13 e 5.14 descrevem um curto-circuito trifásico-terra simétrico, que é o caso mais grave de afundamento de tensão. Duas situações serão apresentadas, a primeira (Figura 5.13) com o SFCR equipado com o controle proposto, enquanto para a segunda (Figura 5.14), há uma situação com o SFCR, mas sem a ação do controle proposto. Para essa última situação, da mesma forma que também foi apresentado pelas referências [29], [46] o inversor fornecerá apenas a máxima potência reativa à rede logo após a detecção da falha e não fornecerá potência ativa. Para essas duas situações, o valor médio da tensão na rede elétrica sofre uma queda para 0,21 p.u. da tensão nominal.

É possível perceber que existem vantagens e desvantagens nessas duas situações. Na primeira situação, Figura 5.13, com o controle atuando, os níveis das tensões na rede ficaram um pouco maiores que na segunda situação, visto que existe uma porção de injeção de potência ativa junto com a reativa. Dessa forma, o controle identifica o melhor ponto das potências, com o objetivo de reduzir os efeitos dos afundamentos de tensão. Na segunda situação, Figura 5.14, sem acionar o controle proposto, o nível de tensão é menor. Consequentemente, não há possibilidade de melhorá-lo, pois o controle injeta apenas potência reativa.

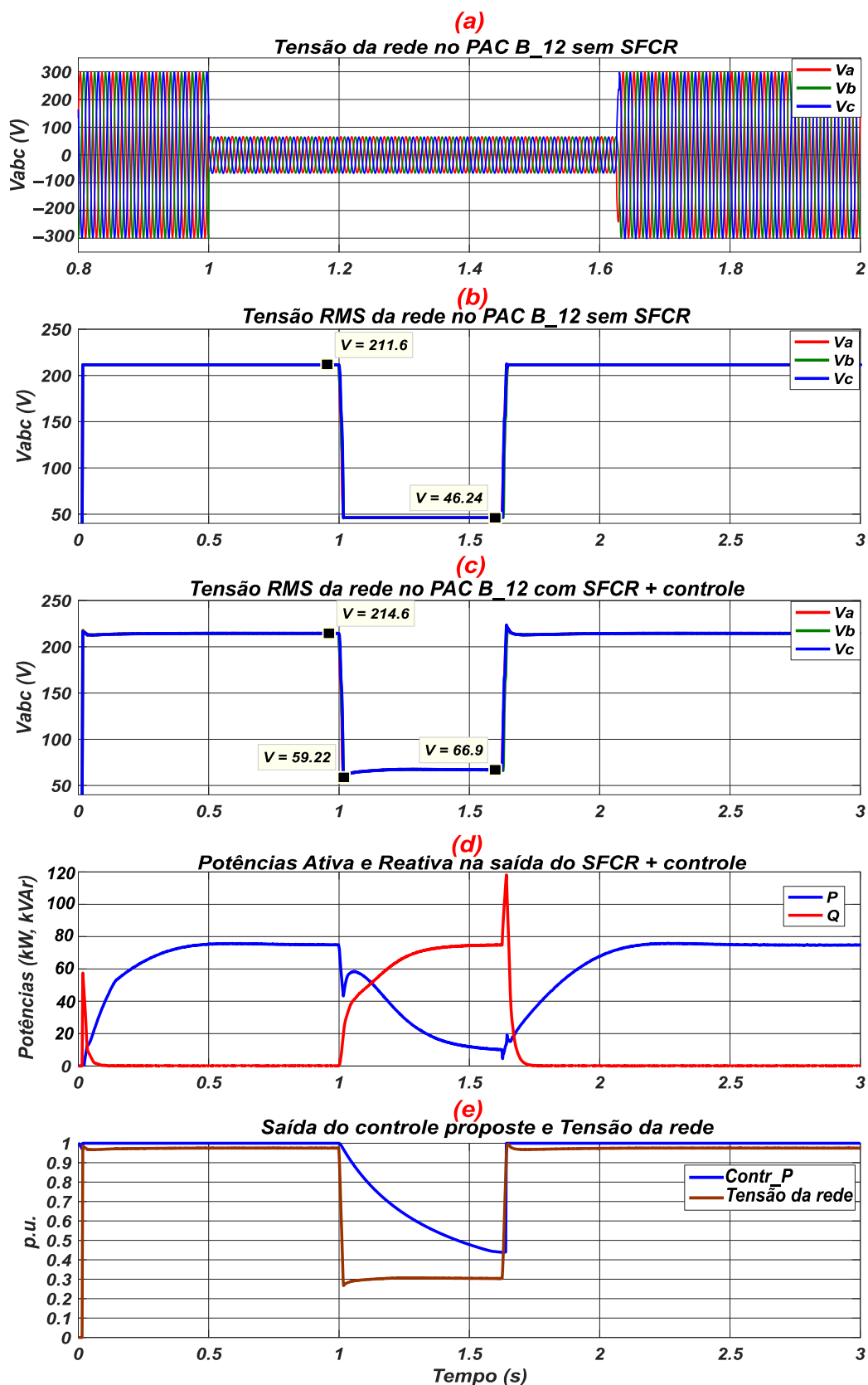
Assim, é seguro afirmar que o controle proposto contribui para mitigar os efeitos da VTCD/AMT. Isso ocorre devido ao fato de que ao injetar potência ativa e reativa em diferentes tipos de falhas, as tensões aumentam para próximas do ideal, enquanto nos demais trabalhos com injeção apenas de potência reativa os níveis das tensões são inferiores aos valores investigados por esta tese. Também foi possível verificar com os resultados dos gráficos de potência ativa, que são necessários 0,5 s após o término da falha para o SFCR entrar em regime permanente.

Com já mencionado para o Caso 1, esse SFCR trifásico é de 75 kW e é considerado pela ANEEL um microgerador [8]. Portanto, se houvesse várias GDFV espalhadas pela rede de distribuição, haveria um suporte mais adequado aos níveis de tensão durante a VTCD/AMT, essa situação será apresentada nos próximos três casos.

Para explorar os resultados de forma quantitativa, a Tabela 5.2 mostra os resultados da variação da tensão de curta duração para cada caso até o momento investigado.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

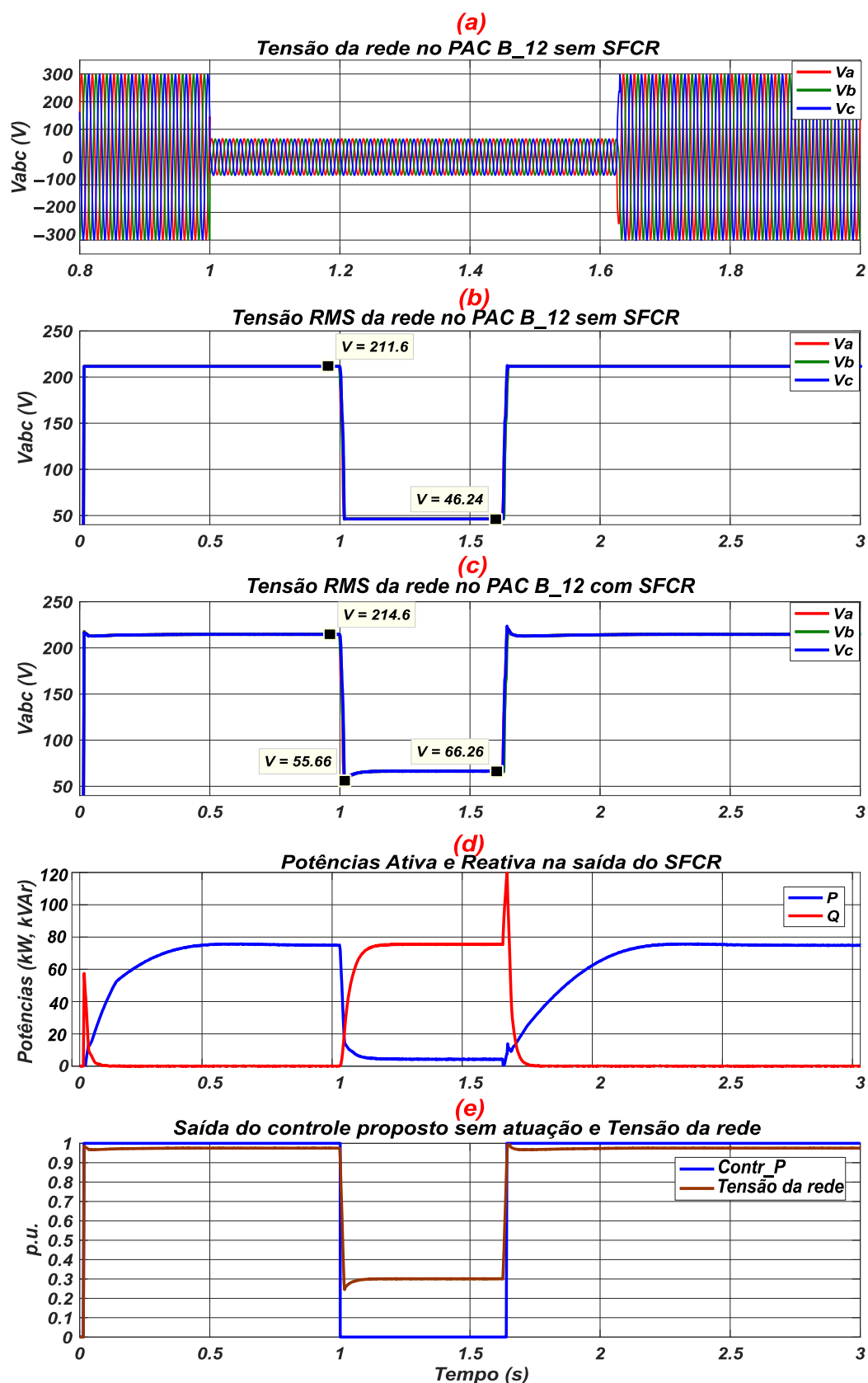
Figura 5.13 Resultados da simulação do SFCR + controle proposto para VTCD/AMT: curto-circuito trifásico simétrico por 625 ms, com ação de controle proposto



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.14 Resultados da simulação do SFCR: curto-circuito trifásico simétrico por 625 ms, sem ação de controle proposto



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Tabela 5.2 Resumo das variações de tensão para os diferentes curtos-circuitos para os Casos 1 a 5.

Afundamento Momentâneo de Tensão para diferentes curtos-circuitos	Ação do controle proposto	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)
Condição Inicial	Sem	221,6	211,6	211,6
	Com	214,6	214,6	214,6
Fase -terra	Sem	147,2	178,6	211,6
	Com	156,0	186,6	219,7
Bifásico	Sem	189,1	57,8	181,9
	Com	199,4	68,7	189,6
Bifásico -terra	Sem	171,5	46,2	169,1
	Com	183,0	58,5	177,3
Trifásico-terra	Sem	46,2	46,2	46,2
	Com	66,9	66,9	66,9
Trifásico terra	Sem	46,2	46,2	46,2
	Somente injeção de potência reativa	66,2	66,2	66,2

Fonte: Autor

5.1.5 Caso 5 – Falta fase-terra com até 3 GDFVs

Novamente um curto-circuito entre a fase e terra (Fase B-terra) foi inserido na rede de distribuição no barramento B_15 (no instante de 1 s da simulação), conseqüentemente, haverá um afundamento de tensão nas proximidades do barramento B_15. Agora para essa nova situação a falta teve uma duração de 0,625 s, ou seja, mais de 20 ciclos, conforme determinado pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST [68, p. 20]. Foram inseridos até três SFCR (GDFV) com potência de 75 kW cada um e na condição de irradiância e temperatura já explicado no início desse capítulo. Cada um dos GDFV foram conectados a barra B_12 (PAC), em paralelo com a carga RLC_12 e onde se conectam ao secundário de T_12.

Os valores das tensões *RMS* entre fase-neutro correspondentes são mostrados na Figura 5.15 para quatro situações: na primeira, sem GDFV, na segunda com 1 GDFV, na terceira com 2 GDFVs conectados em paralelo e, finalmente, na quarta situação com 3 GDFVs conectados em paralelo.

Para melhor visualização, as tensões no barramento B_12, Va, Vb e Vc, foram plotadas nas 4 situações separadas, mostradas na Figura 5.15 (a), (b) e (c), respectivamente. Vale notar que a fase A sofreu o maior afundamento de tensão no momento da falha, para todas as situações apresentadas. Isto é devido às conexões do transformador, na qual o primário está em Delta (D1) e o secundário em Estrela Aterrada (Yg). Há uma inversão nas fases, conforme apresentado na IEC 60076-1, para esta conexão do transformador denominada Dy7 [74].

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Na primeira situação (sem GDFV) o comportamento das tensões *RMS* no momento da falta são semelhantes para as fases A e B mostrando um afundamento das tensões, enquanto para a fase C a tensão não se altera, como mostrado na Figura 5.15 (a), (b) e (c). Foi possível verificar que antes da falta as tensões estavam em 211,6 V, quando surge a falta no tempo de 1 a 1,625 s haverá uma diferença entre as amplitudes. Após cessar a falha, as amplitudes retornam à condição de pré-falta, como mostra a Tabela 5.3.

A partir da segunda situação, onde há conexões de GDFVs na barra B_12, antes da falta, as tensões estão na faixa desejada, ou seja, maiores que 0,9 p.u. da tensão nominal ($V_{nom} = 220$ V fase-neutro), assim, o inversor permanecerá conectado sem a injeção de nenhuma potência reativa, enquanto a potência ativa permanecerá em plena geração de acordo com as condições climáticas.

No momento da falta, o controle proposto atua elevando os níveis das tensões durante o afundamento de tensão, contribuindo para sustentar os níveis das tensões na barra B_12, onde as GDFVs estão conectadas. Portanto, para a segunda situação (com 1 GDFV de 75 kW), antes da falta, as tensões apresentam uma amplitude em torno de 214,6 V, durante a falha a fase A aferiu uma tensão em 155,3 V, enquanto a fase B em 186 V e a fase C em 219,7 V, conforme já apresentado no Caso 1 e consolidado na Tabela 5.3.

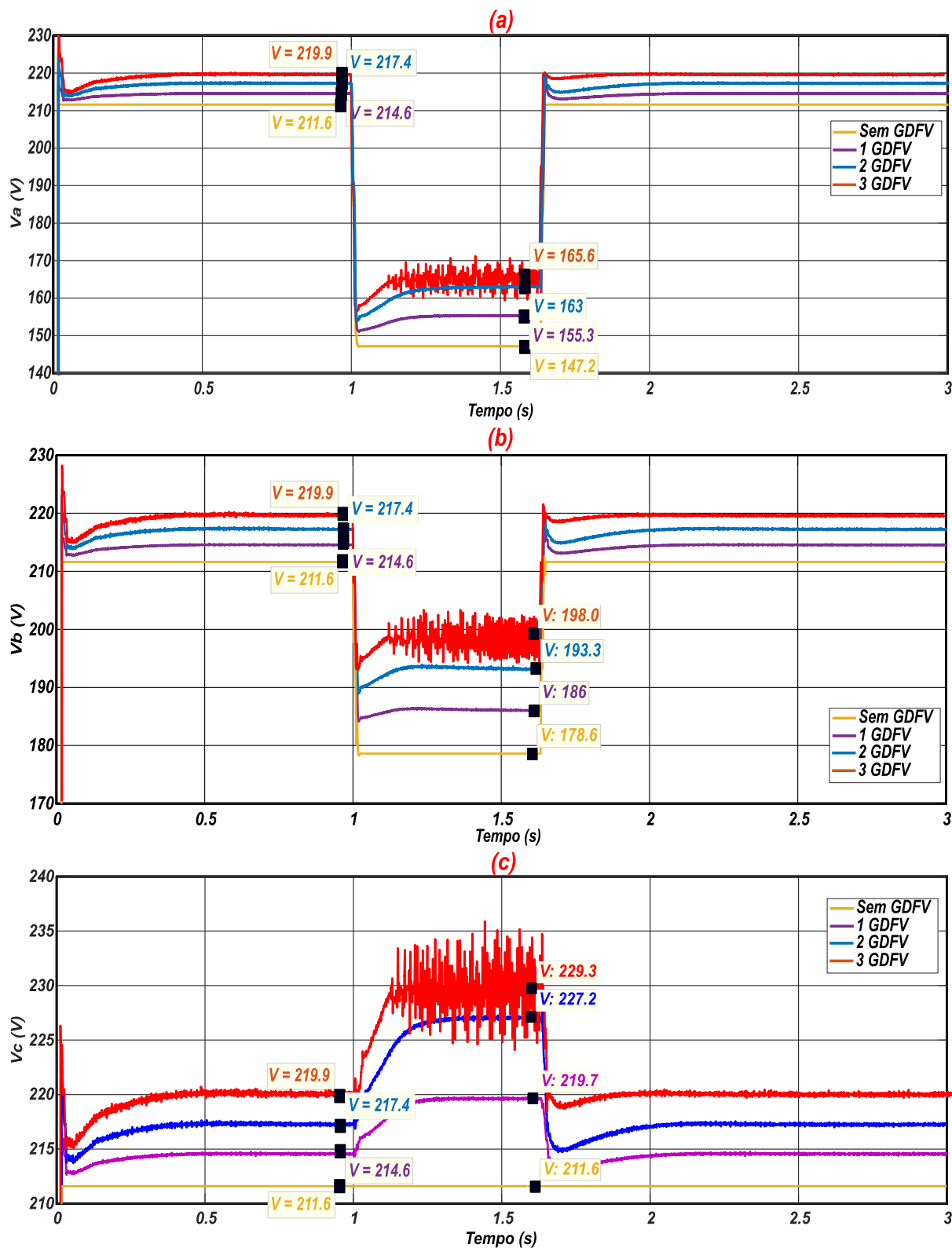
Na sequência na terceira situação (com 2 GDFVs = 150 kW), antes da falta, as tensões apresentam uma amplitude em torno de 217,4 V, enquanto no tempo do afundamento, as tensões aumentam para 163 V, 193,3 V e 227,2 V para a fase A, B e C, respectivamente.

Finalmente, na quarta situação, foi proposto um extrapolação pois a potência do transformados instalado no local é de 112,5 KVA Tabela 4.2, (com 3 GDFVs totalizando 225 kW), verifica-se que antes da falta, as tensões da rede elétrica são praticamente iguais a $V_{nom} = 219,9$ V. Na ocorrência do afundamento, há uma alta potência para o local instalado; as tensões nas fases A, B e C sofrem oscilações devido à atuação do controle. Uma vez que a tensão média atinge o ponto de ajuste de 0,9 p.u., o controle interrompe sua ação. Mas como a falta ainda existe, o controle tentará recuperar as tensões para os melhores níveis possíveis. Assim, as tensões médias para V_a , V_b e V_c são 165,6 V, 198 V e 229,3 V, respectivamente. Foi possível

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

notar que na fase C houve picos de sobretensão com duração de 1 semiciclo, já que o controle proposto compensa igualmente as três fases.

Figura 5.15 Tensões para cada uma das quatro simulações: (a) V_a , (b) V_b , (c) V_c



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

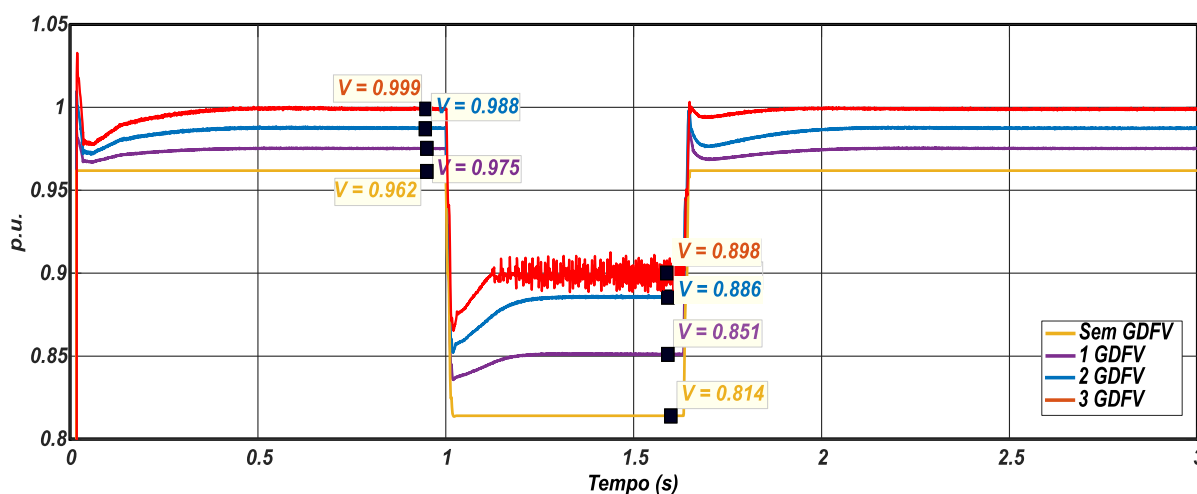
Tabela 5.3 Tensões para Va, Vb e Vc, sem e com a inserção da GDFV, com curto-circuito Fase B-terra

Tensões	Sem GDFV	1 GDFV	2 GDFV	3 GDFV
Va (V)	147,2	155,3	163,0	165,6
Vb (V)	178,6	186,0	193,3	198,0
Vc (V)	211,6	219,7	227,2	229,3
Tensões em p.u.	0,814	0,851	0,886	0,898

Fonte: Autor

A Figura 5.16 e a Tabela 5.3 mostram a média das três tensões em p.u. antes, durante e após o afundamento da tensão. Verificou-se que apenas na quarta situação, com 3 GDFVs (considerando a extrapolação do transformador T₁₂), com uma grande quantidade de energia sendo injetada na rede elétrica, a tensão média durante o afundamento oscilou no valor de 0,9 p.u., o que representa o ponto de ajuste da ação do controle. Com isso, foi possível verificar o pleno funcionamento do controle proposto.

Figura 5.16 Média entre as três tensões em p.u. para cada uma das situações com curto-circuito Fase B-terra



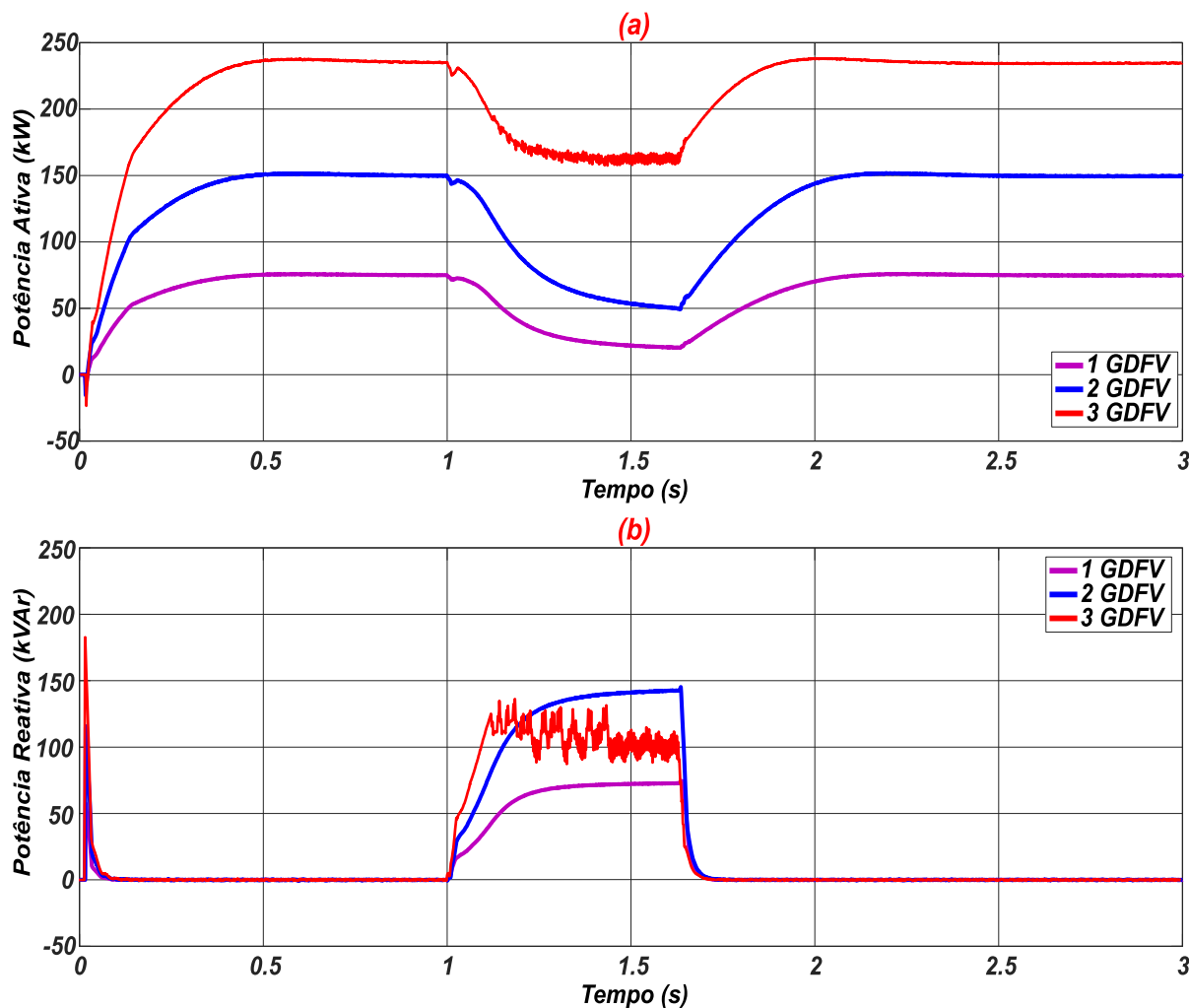
Fonte: Autor

Na Figura 5.17, é possível verificar o comportamento do controle proposto e o equilíbrio das potências ativa e reativa durante a falha. A potência ativa é reduzida com o a ação do controle em conjunto com o AVR Figura 5.17(a). Assim, a capacidade do inversor de injetar potência reativa será maior Figura 5.17(b), a fim de contribuir para o suporte de tensão no PAC, já que esta operação auxilia a recuperação da tensão durante o afundamento, como foi demonstrado nas Figura 5.15 e Figura 5.16. Quanto maior a inserção de GDFVs na rede com esse controle, melhor será o suporte

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

das tensões. Também foi possível perceber melhoras nos níveis das tensões nas barras próximas ao local de inserção dos GDFVs.

Figura 5.17 Potências (a) Ativa e (b) Reativa, em cada uma das situações considerando as 3 GDFVs



Fonte: Autor

5.1.6 Caso 6 – Falta fase-fase-terra com até 3 GDFVs

Para o caso 6, um curto-circuito semelhante ao caso 3 foi simulado, mas agora com a inserção de até 3 GDFVs. Para esta situação, a falta estará entre duas fases e o terra, (Fase B-C-terra). Respeitando as condições anteriores de tempo e localização do curto-circuito. O comportamento das tensões para as 4 novas situações é mostrado na Figura 5.18 e descrito pela Tabela 5.4.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Tabela 5.4 Tensões para Va, Vb e Vc, sem e com as inserções das GDFVs, com curto-circuito Fase B-C-terra

Tensões	Sem GDFV	1 GDFV	2 GDFV	3 GDFV
Va (V)	171,60	182,80	192,80	201,70
Vb (V)	57,77	69,52	80,79	91,16
Vc (V)	161,10	169,20	176,40	182,40
Tensões em p.u.	0,59	0,63	0,68	0,72

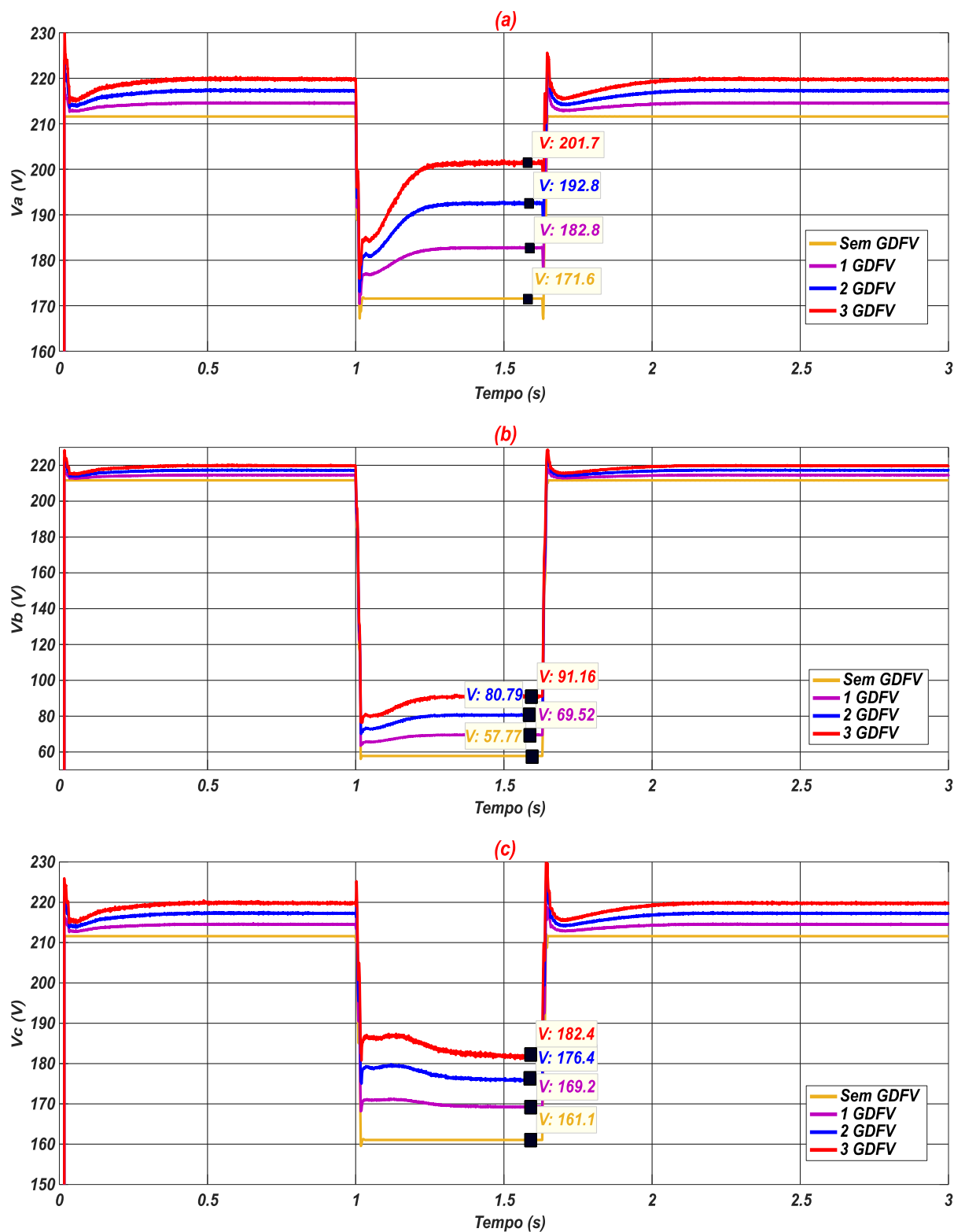
Fonte: Autor

Foi verificado que antes e depois da falta as tensões são as mesmas que as apresentadas nos testes anteriores. No momento da falha, elas exibem comportamentos diferentes. Todas as 3 fases sofrem afundamento em seus níveis de tensão, sendo a fase B a mais prejudicada, depois a fase C e finalmente, a fase A que sofre menos com o afundamento da tensão. Também é possível visualizar o desempenho do controle para cada situação. Além disso, com a inserção de 3 GDs tem-se a melhor condição para suportar os níveis de tensão. Não há sobretensão em nenhuma das fases, como apresentado no Caso 5. Outra situação é que a tensão média em p.u. não se aproxima do ponto de ajuste, portanto o controle opera durante todo o tempo do curto-circuito.

A Figura 5.19 mostra o comportamento das potências ativa e reativa. Foi constatado que mesmo com a inserção de 3 GDs, o controle encontra o melhor ponto entre a injeção de potências ativa e reativa. Ele diminui rapidamente a potência ativa e, conseqüentemente, aumenta a potência reativa para tentar trazer as tensões para os níveis apropriados.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

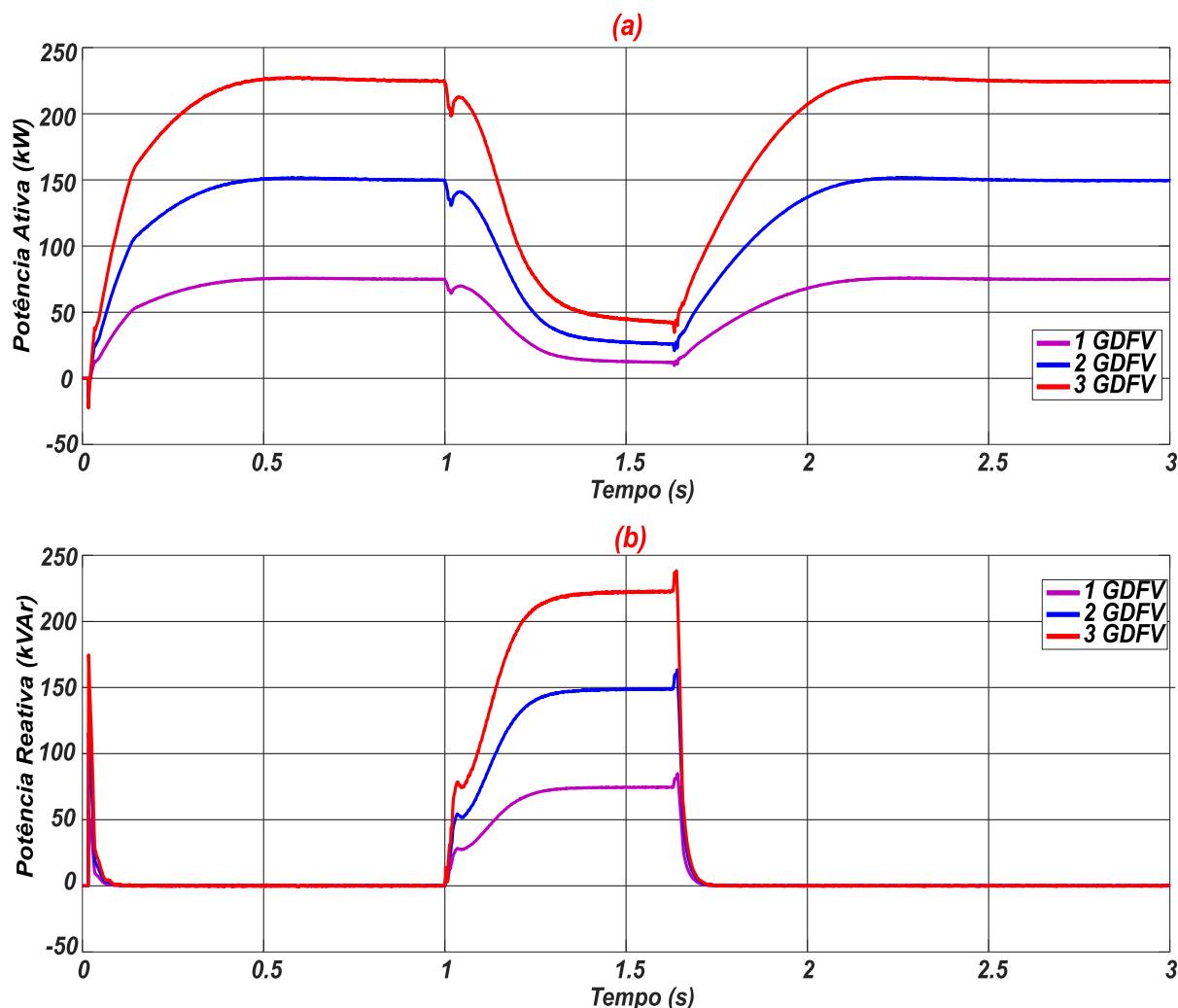
Figura 5.18 Tensões para cada uma das quatro simulações, sem e com as inserções das GDFVs, para a falta entre fase-fases e terra: (a) V_a , (b) V_b , (c) V_c



Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.19 Potências em cada uma das situações considerando as 3 GDFVs para falta entre fase-fase e terra: (a) Ativa, (b) Reativa



Fonte: Autor

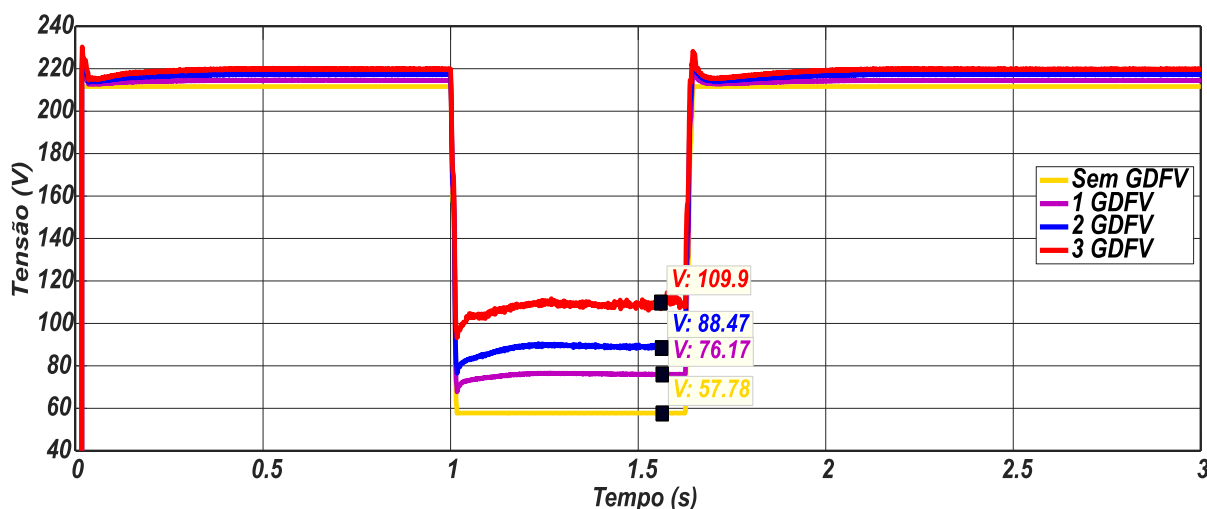
5.1.7 Caso 7 – Falta trifásica-terra com até 3 GDFVs

Para esse estudo foi inserido um curto-circuito simétrico trifásico entre as três fases e o terra (Fases A-B-C-Terra), respeitando as condições dos ensaios anteriores e como apresentado no Caso 4. O comportamento das tensões para as 4 situações (sem GDFV, 1 GDFV, 2 GDFVs e 3 GDFVs) é mostrado na Figura 5.20, como é uma falta simétrica o comportamento das tensões V_a , V_b e V_c são idênticos em cada uma das situações. Devido a essas condições, será apresentado na Figura 5.20 os gráficos com os níveis das tensões para cada uma das situações. A Tabela 5.5 apresenta o resumo das tensões das três fases e da tensão média em p.u. É possível verificar que para a situação mais severa os afundamentos das tensões são maiores, mas o

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

controle proposto consegue melhorar esses níveis. Sem a GDFV os valores das tensões são de 57,78 V, com 1 GDFV melhora em 31,82 %, com 2 GDFVs sobe mais 53,11 % e com 3 GDFVs a melhor condição os níveis de tensão chegam a 109,9 V e aumentam mais 90,20 % em relação a primeira condição.

Figura 5.20 Tensões das fases Va, Vb e Vc para cada uma das quatro situações, sem e com as inserções das GDFVs, com falta simétrica trifásica-terra



Fonte: Autor

Tabela 5.5 Tensões para Va, Vb e Vc, sem e com as inserções das GDFVs, com curto-circuito simétrico entre Fase A-B-C-terra

Tensões	Sem GDFV	1 GDFV	2 GDFV	3 GDFV
Va (V)	57,78	76,17	88,47	109,90
Vb (V)	57,78	76,17	88,47	109,90
Vc (V)	57,78	76,17	88,47	109,90
Tensões em p.u.	0,26	0,35	0,40	0,49

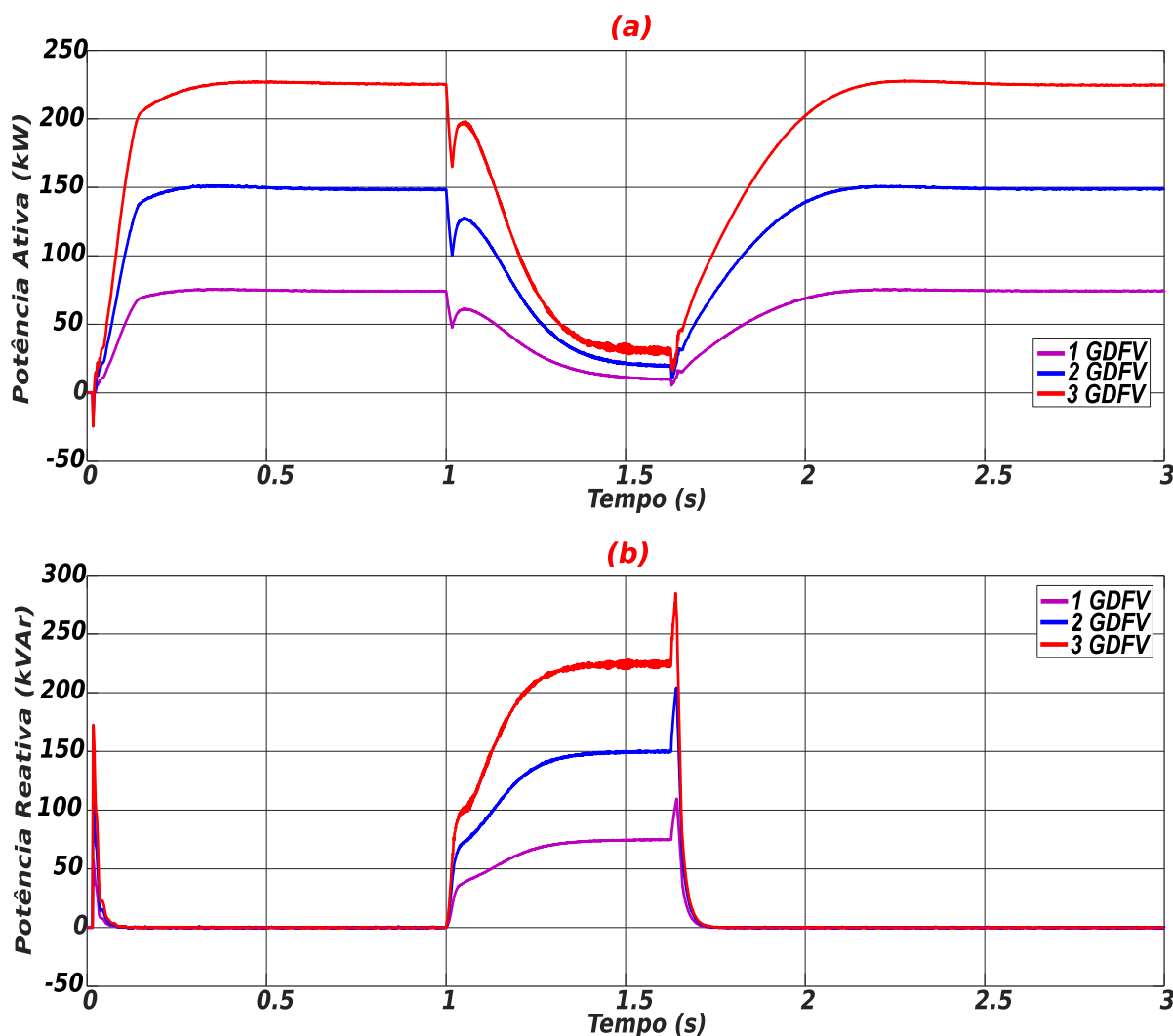
Fonte: Autor

Também foi verificado que as tensões antes e depois da falta apresentam os mesmos níveis do Caso 5 e 6.

E por fim os comportamentos das potências ativa e reativa são parecidos com os da Figura 5.19, conforme ilustra a Figura 5.21, mas com valores menores de potência ativa no AMT, e quantidades maiores de potência reativa, mas dentro dos limites de capacidade do inversor.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.21 Potências em cada uma das situações considerando as 3 GDFVs para falta simétrica trifásica-terra: (a) Ativa, (b) Reativa



Fonte: Autor

5.1.8 Análise da tensão do barramento CC do GDFV

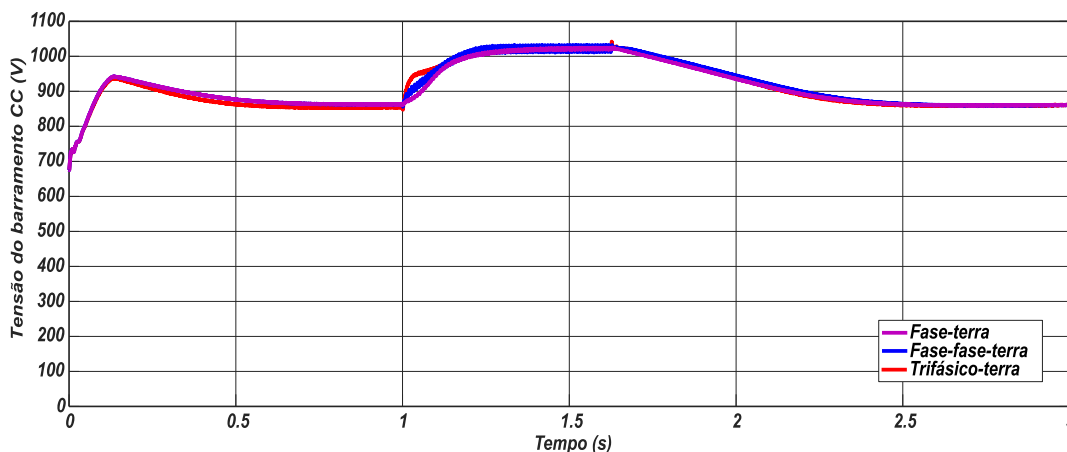
Além de todas as análises feitas relacionadas as tensões de fase e as potências ativa e reativa, também foram realizadas as análises da tensão do barramento CC de um GDFV. As Figuras 5.22 e 5.23, representam essas análises para todos os casos até aqui apresentados considerando apenas um GDFV trifásico de 75 kW, devido a cada um ser independente do outro e ter seu próprio arranjo fotovoltaico.

A Figura 5.22 apresenta o comportamento do barramento CC para apenas um SFCR, nos intervalos antes, durante e após os afundamentos de tensão analisados,

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

ou seja, para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e para o curto circuito simétrico trifásico-terra.

Figura 5.22 Tensão no barramento CC para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e simétrica trifásica-terra



Fonte: Autor

Identificou-se que para todas as situações, respeitando o tempo de cada curto-circuito, com uma, duas ou três GDFV o comportamento é o mesmo ou muito semelhante. Devido a isso, foi plotado apenas um gráfico para cada uma das faltas. Em relação ao barramento CC, verificou-se que durante a falta a tensão eleva seu nível para próximo da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico. O controle continua buscando o ponto de máxima potência, mas como existe um comando forçando a potência ativa a diminuir, para que seja possível a injeção de potência reativa, a tensão do barramento sobe sem exceder a tensão de circuito aberto.

5.1.9 Análise das correntes de saída do GDFV

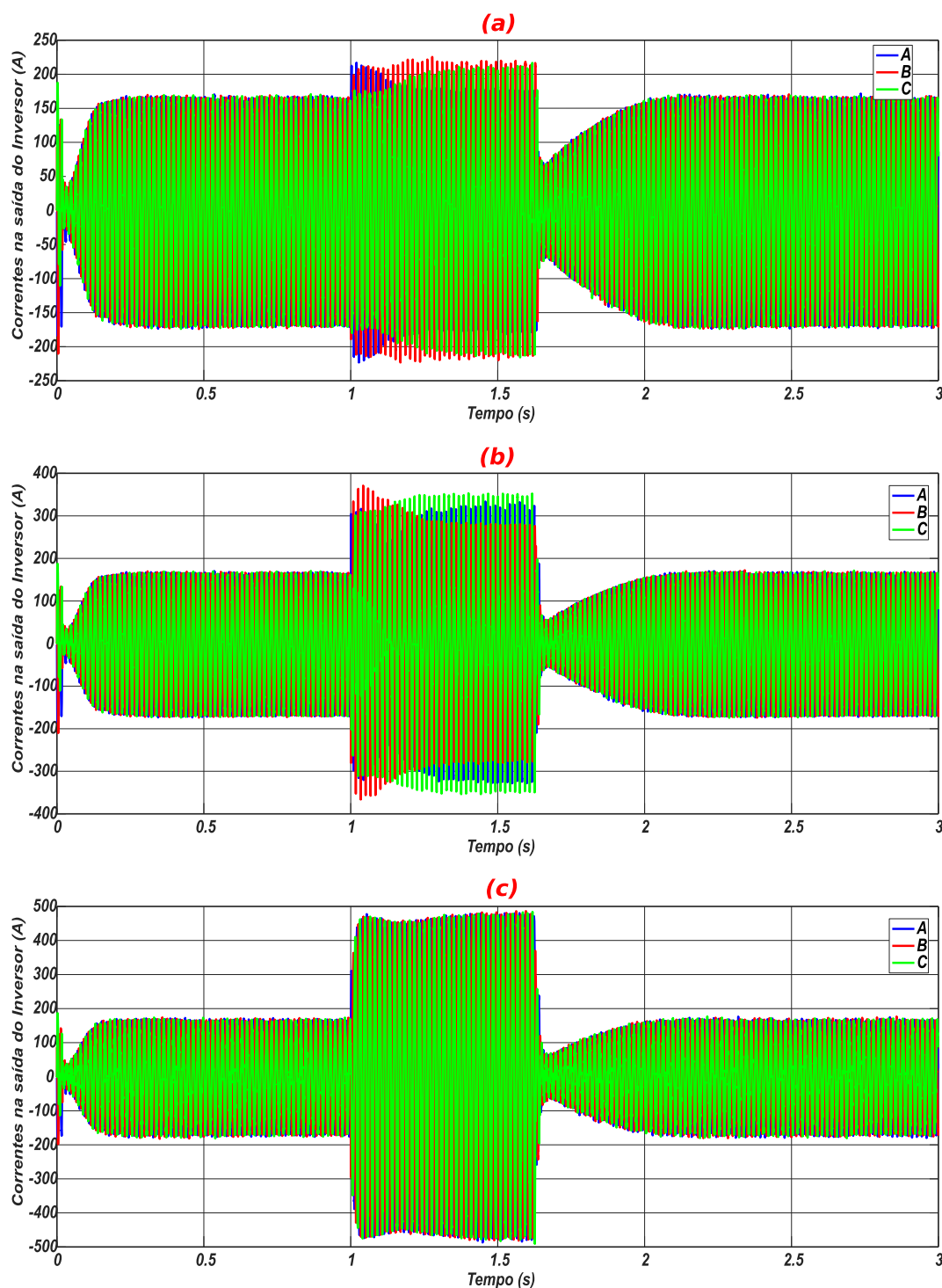
Nas Figuras 5.23 e 5.24 são apresentados os comportamentos das correntes na saída de apenas um dos GDFVs, nos intervalos, antes, durante e após os afundamentos de tensão, para as faltas fase-terra, fase-fase-terra e trifásico-terra.

Vale lembrar, que o comportamento das correntes é semelhante, respeitando o tempo de cada curto-circuito. Verificou-se, que para a Figura 5.23(a), durante a falta fase-terra, as correntes aumentaram 1,5 vezes as correntes nominais. Para a Figura 5.23(b), falta fase-fase-terra, as correntes aumentaram em torno de 2 vezes as correntes nominais. E para a Figura 5.23(c), falta simétrica trifásica-terra, houve um acréscimo em torno de 3 vezes o valor das correntes nominais durante a falta.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

É importante destacar que para as simulações, esse esforço do controle para amenizar os afundamentos de tensão faz com que as correntes se elevem prejudicando ou inviabilizando a construção física do equipamento para as faltas mais graves.

Figura 5.23 Correntes de saída do inversor nas fases A, B e C para as faltas: (a) fase-terra; (b) fase-fase-terra e (c) simétrica trifásica-terra



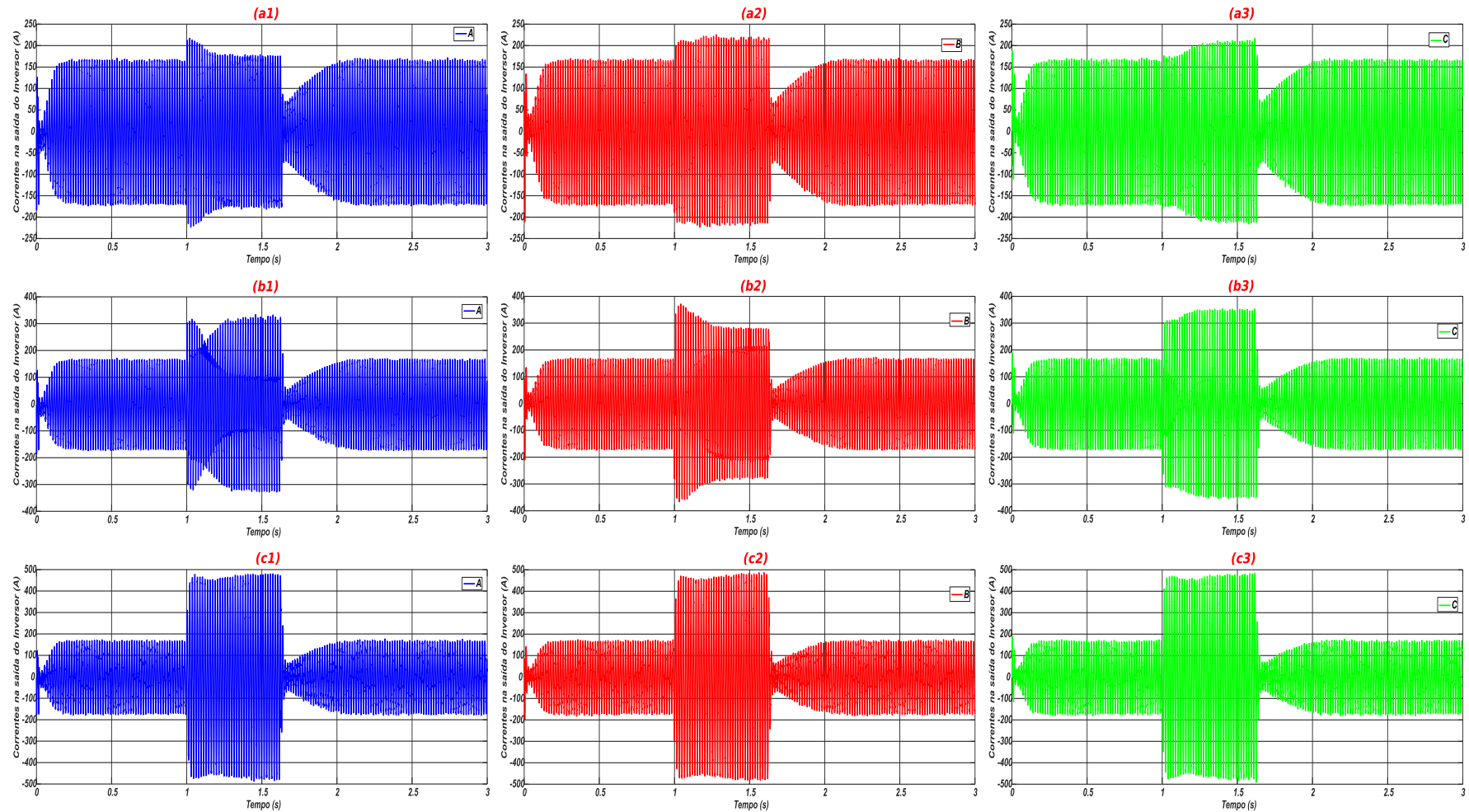
Fonte: Autor

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

A Figura 5.24 representa separadamente cada uma das três correntes para cada uma das três situações diferentes da Figura 5.23. Observa-se também que após cessar as faltas, menos de 0,4s as correntes retornam as condições normais.

Capítulo 5 – Resultados e discussões do controle VTCD/AMT

Figura 5.24 Correntes de saída do inversor nas fases A, B e C da Figura 5.23 em gráficos separados: (a1, b1 e c1) fase A, (a2, b2 e c2) fase B e (a3, b3 e c3) fase C, para as faltas: (a) fase-terra; (b) fase-fase-terra e (c) simétrica trifásica-terra



Fonte: Autor

CAPÍTULO 6

6 Considerações Finais

Esta tese propõe uma estratégia de controle para um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica SFCR (GDFV) trifásico, com o objetivo de mitigar os efeitos da variação de tensão de curta duração (VTCD), especificamente o afundamento momentâneo de tensão (AMT). Para tal, o comando opera em conjunto com o regulador automático de tensão (AVR) na sua versão modificada para garantir uma boa correlação entre a capacidade limite de funcionamento do inversor fotovoltaico e a sua dinâmica. Dessa forma, o controle opera diminuindo a potência ativa entregue para a rede elétrica e injeta potência reativa para amenizar o impacto nos níveis de tensão da rede elétrica de distribuição cujas perturbações caracterizam a VTCD/AMT.

A estratégia proposta nesta tese, visa o controle das potências ativa e reativa usando AVR para diminuir a quantidade de potência ativa injetada na rede durante o AMT. Essa técnica libera espaço para injeção de potência reativa com base na capacidade total do GDFV trifásico, o que contribui para a sustentação do nível de tensão do barramento. Também foi possível notar melhorias na tensão do barramento CC uma vez que o SFCR permanece injetando potência ativa durante o AMT.

Nesta tese, um GDFV trifásico de 75 kW com o controle proposto experimentou diferentes VTCD/AMT e faltas assimétricas e simétricas, como os curtos-circuitos entre fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásico-terra. Os resultados da simulação mostram que foi possível elevar os níveis de tensão para todos os eventos. No curto-circuito trifásico, a falta mais grave, os níveis de tensão também melhoraram (embora não o suficiente para atender ao limite inferior de tensão (198 V) apontado pela ANEEL como adequado. Porém, pode-se concluir que com um número maior de GDFV instalados na mesma barra ou com instalação de equipamentos de maiores potências (na mesma barra ou espalhados pela rede

Capítulo 6 – Considerações Finais

elétrica), o suporte de tensão certamente seria mais eficaz mesmo na pior situação. Ficou provado que com o controle proposto e com a maior penetração de GDFV resultou em um sistema mais eficiente no âmbito de suporte de tensão durante as faltas apresentadas.

Foi possível verificar que mesmo na situação de curto-circuito entre fase-terra, com 3 GDFVs totalizando 225 kW, com uma grande quantidade de potência fotovoltaica inserida em um único local, na qual a demanda de cargas de potência é de 48,156 kW e 28,574 kVAr, o controle proposto é capaz de melhorar o nível de tensão para todas as fases, mesmo flutuando em seu valor de *set point*. Também foi identificado que era necessária uma quantidade menor de potência reativa para ajudar a suportar os níveis de tensão. Portanto, para resolver esses problemas de sobretensão em uma das fases, deve-se realizar a compensação de reativo por fase.

Para o curto-circuito entre fase-fase-terra, houve uma melhoria nos níveis de tensão de todas as fases. Observou-se que para a fase A houve uma melhoria de mais de 30 V ou 17 %, para a fase B que apresentou a queda mais severa, a tensão aumentou mais de 33 V ou 57 % e finalmente, para a fase C, mais de 21 V ou 13 %.

Foi possível verificar que mesmo para condições mais severas como o curto-circuito simétrico trifásico para terra, os níveis de tensão são melhorados e a quantidade de potências ativa e reativa são adequados para contribuir ainda mais com o aumento nos níveis de tensão.

Durante as faltas estudadas, a tensão do barramento CC aproxima-se do valor da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico ($V_{oc} = 1046$ V). A tensão CC não excede o valor de circuito aberto, uma vez que o SFCR proposto é de estágio único sem o uso de um conversor *boost* e permanece injetando potência ativa durante o afundamento. Mas devido a aproximação da tensão de circuito aberto poderá comprometer o desempenho e a vida útil do capacitor do barramento CC, portanto, sugere-se que o capacitor instalado suporte a tensão total de circuito aberto do arranjo.

Pode-se concluir que seria possível para sistemas fotovoltaicos oferecer alguns serviços ancilares para a rede elétrica, sob condições anormais. Foi possível verificar que, em condições normais, o controle não interfere no funcionamento do SFCR.

Capítulo 6 – Considerações Finais

Além disso, para melhorias no método proposto, continuidade do trabalho e trabalhos futuros, sugere-se inserir mais GDFVs espalhadas pela rede elétrica modelada, com potências maiores e menores para verificar se existe melhora para as falhas estudadas.

Uma outra análise que poderia ser feita com esse controle, seria mitigar os efeitos dos afundamentos de tensão de partidas de grandes motores na indústria.

Buscar o melhor ponto para ajudar no suporte aos níveis de tensão para os AMT e inserir o GDFV com essa tecnologia.

Implementar um limitador de corrente para o controle proposto.

Realizar a análise mais profunda quanto ao nível de curto-circuito das barras onde podem ser ligadas os GDFVs e da rede elétrica de distribuição apresentada.

Fazer estudos comparativos com outras técnicas.

Ainda, a compensação de potências deve ser aplicada em cada uma das três fases, para melhor lidar com situações de afundamento de tensão causadas por faltas assimétricas.

Por fim, observa-se que o trabalho foi realizado unicamente pela plataforma computacional MATLAB/Simulink[®], devido ao tamanho do GDFV e por se tratar de uma rede real instalada em operação. Se no futuro houver incentivo de agências de fomento, seria interessante reproduzir em escala reduzida em ambiente laboratorial a pesquisa aqui proposta.

Referências Bibliográficas

- [1] F. Díaz-González, A. Sumper, e O. Gomis-Bellmunt, “Energy Storage in Power Systems”, p. 312, maio 2016, doi: <https://doi.org/10.1002/9781118971291>.
- [2] United Nations Department of Economic and Social Affairs, “World Population Prospects 2019: Highlights”, *Publications*, 17 de junho de 2019. <https://www.un.org/development/desa/publications/world-population-prospects-2019-highlights.html> (acessado 22 de outubro de 2021).
- [3] IEA, “Produção mundial bruta de eletricidade por fonte, 2019.”, 2021. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-gross-electricity-production-by-source-2019> (acessado 23 de outubro de 2021).
- [4] IBGE, “IBGE | Projeção da população”, 25 de outubro de 2021. <https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/> (acessado 25 de outubro de 2021).
- [5] ITAIPU BINACIONAL, “Geração”, 2021. <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao> (acessado 25 de outubro de 2021).
- [6] ITAIPU BINACIONAL, “Silva e Luna fala na Câmara sobre novo acordo para a venda da energia de Itaipu”, 2019. <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/silva-e-luna-fala-na-camara-sobre-novo-acordo-para-venda-da-energia-de-itai> (acessado 25 de outubro de 2021).
- [7] L. Colaferro, “Energia Solar no Brasil: um Panorama para [Você] Entender Tudo”, | *Blog Blue Sol*, 10 de dezembro de 2020. <https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/> (acessado 25 de outubro de 2021).
- [8] ANEEL, “PRODIST—Módulo 3—Acesso ao Sistema de Distribuição”, *PRODIST - Módulo 3*, 1º de janeiro de 2022. <https://www.aneel.gov.br/modulo-3> (acessado 4 de março de 2022).
- [9] BRASIL, “LEI Nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022 - Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)”, 6 de janeiro de 2022. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm (acessado 4 de março de 2022).
- [10] ANEEL, “Sistemas de informações de Geração de ANEEL SIGA”, *Capacidade de Geração do Brasil - Matriz Renováveis / Não Renováveis*, 2021. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEt>

YzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9 (acessado 29 de outubro de 2021).

- [11] ANEEL, “SISGD - Sistemas de informações de Geração Distribuída da ANEEL SIGA”, *Geração Distribuída*, 4 de março de 2022.
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiazJmM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZIMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (acessado 4 de março de 2022).
- [12] IRENA, “Renewable Energy Statistics 2021, International Renewable Energy Agency”, 2021. <https://irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021> (acessado 5 de março de 2022).
- [13] F. R. [UNIFESP Martins *et al.*, “Atlas brasileiro de energia solar 2. Edição”, n° INPE, p. 80, 2017, doi: <http://doi.org/10.34024/978851700089>.
- [14] I. T. SALAMONI e R. RÜTHER, “O Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede.”, *IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído*, Ouro Preto - MG, p. 1658–1667, 2007.
- [15] G. H. B. Cunha, “Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede de baixa tensão”, *Mathematical modeling and computational implementation in ATP of photovoltaic solar system connected to low voltage power grid*, p. 131, 2013.
- [16] E. T. Anabuki, “Sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão”, *Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica*, 2015, p. 130, 2015.
- [17] F. L. de Albuquerque, “Sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa”, UFU, Uberlândia, MG, 2012. Acessado: 11 de agosto de 2020. [Online]. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14295>
- [18] M. G. Villalva e J. R. Gazoli, *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações*, 2ª edição. Editora Érica, 2012.
- [19] E. E. S. Lora e J. Haddad, *GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*, 1ª. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006. Acessado: 8 de novembro de 2021. [Online]. Disponível em: [//www.editorainterciencia.com.br/index.asp?pg=prodDetalhado.asp&idprod=101](http://www.editorainterciencia.com.br/index.asp?pg=prodDetalhado.asp&idprod=101)
- [20] Greener, “Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300/2022”, *Greener*, 2022. <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/> (acessado 5 de março de 2022).
- [21] ANEEL, “Glossário”, 2021.
https://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2lj&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_

p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3
(acessado 13 de janeiro de 2021).

- [22] H. K. M. Paredes, P. H. F. dos Reis, e S. M. Deckmann, “Caracterização de cargas lineares e não lineares em condições de tensões não senoidais”, *SOBRAEP*, vol. 22, nº 1, p. 50–62, mar. 2017, doi: <https://doi.org/10.18618/REP.2017.1.264710.18618/REP.2017.1.2647>.
- [23] A. R. Piccini, “Análise da Viabilidade da Conexão de Geração Solar Fotovoltaica na Rede de Distribuição de Palmas-TO via MATLAB/PSAT”, fev. 2014, Acessado: 11 de agosto de 2020. [Online]. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14581>
- [24] ANEEL, “Geração Distribuída—ANEEL”, *Agencia Nacional de Energia Elétrica*, 2018. <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> (acessado 3 de agosto de 2020).
- [25] INEE, “O que é Geração Distribuída”, *Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE*, 2020. http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp (acessado 3 de agosto de 2020).
- [26] ANEEL, “Informações Gerais 2º Trimestre de 2012”, junho de 2012. http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/informacoes_gerenciais_Jun_2012.pdf (acessado 8 de novembro de 2021).
- [27] INEE, “Sobre Geração Distribuída e Cogeração”, *Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE*, 2021. http://www.inee.org.br/forum_sobre_gd_cg.asp?Cat=gd (acessado 8 de novembro de 2021).
- [28] U. N. F. C. on C. UNFCCC, “Protocolo de Quioto”, *Ministério do Meio Ambiente*, 14 de dezembro de 1997. <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto.html> (acessado 8 de novembro de 2021).
- [29] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, e F. Blaabjerg, “Low voltage ride-through capability control for single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant”, *Solar Energy*, vol. 159, p. 665–681, jan. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.027>.
- [30] H. Liu, K. Xu, Z. Zhang, W. Liu, e J. Ao, “Research on Theoretical Calculation Methods of Photovoltaic Power Short-Circuit Current and Influencing Factors of Its Fault Characteristics”, *Energies*, vol. 12, nº 2, Art. nº 2, jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.3390/en12020316>.
- [31] H. M. Hasanien, “An Adaptive Control Strategy for Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Grid-Connected Photovoltaic Power Plants”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 4, p. 3230–3237, jul. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2466618>.
- [32] E. Afshari, G. R. Moradi, Y. Yang, B. Farhangi, e S. Farhangi, “A review on current reference calculation of three-phase grid-connected PV converters under

- grid faults”, in *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, fev. 2017, p. 1–7. doi: <https://doi.org/10.1109/PECI.2017.7935761>.
- [33] Z. Goqo e I. E. Davidson, “A Review of Grid Tied PV Generation on LV Distribution Networks”, in *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, jun. 2018, p. 907–912. doi: <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2018.8521039>.
- [34] M. Sufyan, N. A. Rahim, B. Eid, e S. R. S. Raihan, “A comprehensive review of reactive power control strategies for three phase grid connected photovoltaic systems with low voltage ride through capability”, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, n° 4, p. 042701, jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.1063/1.5095185>.
- [35] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, e O. Gomis-Bellmunt, “Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, p. 971–987, set. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.044>.
- [36] L. Wang, T. Qiao, B. Zhao, X. Zeng, e Q. Yuan, “Modeling and Parameter Optimization of Grid-Connected Photovoltaic Systems Considering the Low Voltage Ride-through Control”, *Energies*, vol. 13, n° 15, Art. n° 15, jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13153972>.
- [37] M. Ammar e A. M. Sharaf, “Optimized Use of PV Distributed Generation in Voltage Regulation: A Probabilistic Formulation”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, n° 1, p. 247–256, jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2829188>.
- [38] M. K. Mishra e V. N. Lal, “An improved methodology for reactive power management in grid integrated solar PV system with maximum power point condition”, *Solar Energy*, vol. 199, p. 230–245, mar. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.02.001>.
- [39] IEEE Standard Association, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, *IEEE Std 1547-2003*, p. 1–28, jul. 2003, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2003.94285>.
- [40] IEEE Standard Association, Org., “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces”, *IEEE Std 1547-2018. (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, vol. IEEE: Piscataway, NJ, USA, p. 1–138, abr. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.
- [41] M. Castilla, J. Miret, A. Camacho, J. Matas, e L. G. de Vicuna, “Reduction of Current Harmonic Distortion in Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters via Resonant Current Control”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n° 4, p. 1464–1472, abr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2167734>.

- [42] L. S. Xavier, A. F. Cupertino, e H. A. Pereira, “Ancillary services provided by photovoltaic inverters: Single and three phase control strategies”, *Computers & Electrical Engineering*, vol. 70, p. 102–121, ago. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2018.03.010>.
- [43] A. Safayet, P. Fajri, e I. Husain, “Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, nº 6, p. 5786–5794, nov. 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2741925>.
- [44] M. Kraiczy, H. Wang, S. Schmidt, F. Wirtz, e M. Braun, “Reactive Power Management at the Transmission-Distribution Interface with the Support of Distributed Generators—A Grid Planning Approach”, *Transmission Distribution IET Generation*, vol. 12, nº 22, p. 5949–5955, 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5673>.
- [45] A. Ouai, L. Mokrani, M. Machmoum, e A. Houari, “Control and energy management of a large scale grid-connected PV system for power quality improvement”, *Solar Energy*, vol. 171, p. 893–906, set. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.106>.
- [46] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, e N. L. Ramli, “A REVIEW OF THE FAULT RIDE THROUGH REQUIREMENTS IN DIFFERENT GRID CODES CONCERNING PENETRATION OF PV SYSTEM TO THE ELECTRIC POWER NETWORK”, vol. 10, nº 21, p. 7, 2015.
- [47] H. Wen e M. Fazeli, “A low-voltage ride-through strategy using mixed potential function for three-phase grid-connected PV systems”, *Electric Power Systems Research*, vol. 173, p. 271–280, ago. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.039>.
- [48] D. Stanelyte e V. Radziukynas, “Review of Voltage and Reactive Power Control Algorithms in Electrical Distribution Networks”, *Energies*, vol. 13, nº 1, Art. nº 1, jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13010058>.
- [49] L. R. C. Silva, “Análise de técnicas de rastreamento de máxima potência (MPPT) para aplicação em arranjos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede”, ago. 2015, doi: <https://doi.org/10.14393/ufu.di.2015.399>.
- [50] L. R. C. Silva, “Utilização de redes neurais artificiais para rastreamento de máxima potência de sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados”, *Use of artificial neural networks for maximum power tracking of partially shaded photovoltaic systems*, dez. 2019, doi: <https://doi.org/10.14393/ufu.te.2019.2534>.
- [51] L. Caetano, G. Caaixeta, T. Lima, J. Oliveira, R. Ramos, e A. R. Piccini, “Modelling of a Multipurpose Photovoltaic Generator Block Using ATP-EMTP”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, nº 02, p. 203–209, fev. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TLA.2019.8863165>.
- [52] J. O. Rezende, “Otimização de potência reativa em sistemas elétricos com energia solar fotovoltaica utilizando algoritmo genético”, *Optimization of reactive*

power in electrical systems with solar photovoltaic energy using genetic algorithm, out. 2021, doi: <https://doi.org/10.14393/ufu.te.2021.582>.

- [53] J. O. Rezende, G. C. Guimarães, P. H. O. Rezende, T. L. Oliveira, L. R. C. Silva, e A. R. Piccini, “ANÁLISE DE UMA PROPOSTA DE CONDICIONADOR DE POTÊNCIA NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA MELHORAR A QUALIDADE DE ENERGIA”, *SOBRAEP*, set. 2021, doi: <https://doi.org/10.18618/REP.2021.3.0004>.
- [54] R. Teodorescu, M. Liserre, e P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, Edição: 1. Piscataway, N.J. : Chichester, West Sussex ; Hoboken, N.J: Wiley, 2011. [Online]. Disponível em: www.wiley.com/go/grid_converters
- [55] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre, e P. C. Loh, “Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters”, *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 153, nº 5, p. 750–762, set. 2006, doi: <https://doi.org/10.1049/ip-epa:20060008>.
- [56] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, e E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, nº 5, p. 1198–1208, maio 2009, doi: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862>.
- [57] Jinko Solar, “Jinko Solar”, *Cheetah JKM390-410M-72H-(V)-A4-EN-F30*, 2020. [https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A4-EN-F30.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah%20JKM390-410M-72H-(V)-A4-EN-F30.pdf) (acessado 11 de agosto de 2020).
- [58] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, e E. R. Filho, “Analysis and simulation of the P O MPPT algorithm using a linearized PV array model”, in *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, set. 2009, p. 189–195. doi: <https://doi.org/10.1109/COBEP.2009.5347755>.
- [59] A. C. Souza, “Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos com Compensação de Reativo, Armazenamento Interno de Energia e Inércia Virtual (Three-Phase Photovoltaic Systems with Reactive Compensation, Internal Energy Storage and Virtual Inertia)”, vol. Universidade Federal de Uberlândia: Uberlândia, Brazil, fev. 2020, doi: <https://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.192>.
- [60] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional—PRODIST”, *PRODIST*, 1º de janeiro de 2021. <https://www.aneel.gov.br/prodist> (acessado 11 de maio de 2021).
- [61] T. Esum e P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, nº 2, p. 439–449, jun. 2007, doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230>.
- [62] A. Reznik, M. G. Simões, A. Al-Durra, e S. M. Muyeen, “LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, nº 2, p. 1225–1232, mar. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274612>.

- [63] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, e A. V. Timbus, “Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, nº 5, p. 1398–1409, out. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>.
- [64] C. J. O’Rourke, M. M. Qasim, M. R. Overlin, e J. L. Kirtley Jr, “A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park”, *Colm O’Rourke*, dez. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2019.2941175>.
- [65] A. Ahmed, *Eletrônica de potência*. Pearson Education do Brasil, 2000.
- [66] R. D. Araújo, “Projeto e simulação de filtros L e LCL para interconexão de inversor NPC trifásico à rede”, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012. Acessado: 20 de janeiro de 2020. [Online]. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/3812>
- [67] IEEE Standard Association, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, *IEEE Std 1159-1995*, p. 1–80, nov. 1995, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1995.79050>.
- [68] ANEEL, “PRODIST—Módulo 8—Qualidade da Energia Elétrica—ANEEL”, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*, 1º de janeiro de 2018. <https://www.aneel.gov.br/modulo-8> (acessado 10 de agosto de 2020).
- [69] IEEE Standard Association, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)*, p. 1–93, abr. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2006.99499>.
- [70] A. R. Piccini, G. C. Guimarães, A. C. de Souza, e A. M. Denardi, “Implementation of a Photovoltaic Inverter with Modified Automatic Voltage Regulator Control Designed to Mitigate Momentary Voltage Dip”, *Energies*, vol. 14, nº 19, Art. nº 19, jan. 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/en14196244>.
- [71] A. M. Denardi, “Palmas em cena: da geração à banalização do abandono de lixo nos espaços públicos do núcleo central da capital do Tocantins”, Universidade Federal do Tocantins, 2013. Acessado: 10 de março de 2022. [Online]. Disponível em: <http://repositorio.uft.edu.br/handle/11612/3676>
- [72] J. M. Filho, *Manual de equipamentos elétricos*, 4ª edição. LTC, 2013.
- [73] CPFL, “TABELA DE CABOS E FIOS - REDE SECUNDÁRIA PARÂMETROS DOS CABOS UTILIZADOS NOS CÁLCULOS ELÉTRICOS”. <http://dicelrs.com.br/tabela-de-cabos-e-fios-fonte-cpfl/> (acessado 2 de dezembro de 2021).
- [74] IEC, “International Standard IEC 60076-1, Power Transformers—Part 1: General Edition 2.1 2000-04. ‘Annex D: Three-Phase Transformer Connections’”, 2000.

Referências Bibliográficas

<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/three-phase-three-limb-core-type-two-winding-transformer.html> (acessado 16 de março de 2021).

- [75] S. Bagchi, D. Chatterjee, R. Bhaduri, e P. K. Biswas, “An improved low-voltage ride-through (LVRT) strategy for PV-based grid connected inverter using instantaneous power theory”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, nº 5, p. 883–893, 2021, doi: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12066>.

Anexo I

Tabelas das cargas

As cargas de cada uma das unidades consumidoras foram fornecidas pela concessionária de energia local, em forma de potências ativa e reativa em p.u. Para melhor representar foram somadas todas as cargas ligadas ao secundário do mesmo transformador e apresentadas em um valor total para cada um dos transformadores de hora em hora. Por fim, foram transformadas em (W e VAr respectivamente. Durante o dia, conforme o consumo vai se alterando, esses dados foram sendo modificados no modelo e na simulação tendo um perfil do dia e da noite (Tabela 6.1 e Tabela 6.2).

Anexo I – Cargas ligadas aos secundários de cada um dos transformadores

Tabela 6.1 Potência Ativa em (W) das cargas de cada um dos transformadores durante 24 horas

	B_5	B_10	B_12	B_14	B_16	B_20	B_22	B_29	B_32	B_34	B_1
00:00:00	19.304,11	82.511,99	7.274,11	30.719,63	40.560,88	34.419,67	31.619,44	35.348,37	14.940,90	27.691,38	1.878.153,58
01:00:00	16.910,40	72.287,99	6.910,40	26.910,40	36.910,40	35.715,04	32.809,42	36.678,69	10.010,40	17.999,40	1.686.620,00
02:00:00	15.726,67	67.247,99	6.426,67	25.026,67	34.326,67	32.199,05	29.579,48	33.067,83	9.309,67	16.739,44	1.568.556,60
03:00:00	16.318,54	69.768,00	6.219,36	25.968,54	35.618,54	32.402,61	29.766,47	33.276,88	9.660,04	17.369,42	1.627.588,30
04:00:00	14.712,05	62.928,00	6.012,05	23.412,05	32.112,05	31.258,98	28.715,89	32.102,40	8.709,05	15.659,48	1.467.359,40
05:00:00	14.805,06	63.288,00	6.050,06	23.560,06	32.315,06	19.799,01	22.926,42	22.431,42	8.764,11	15.758,47	1.476.635,81
06:00:00	14.282,52	61.056,00	5.836,52	22.728,52	31.174,52	18.271,09	21.157,15	20.700,35	8.454,78	15.202,29	1.424.519,25
07:00:00	12.491,82	56.736,00	38.295,98	11.897,82	19.710,90	19.699,02	22.810,63	22.318,13	9.045,00	17.264,00	1.819.176,00
08:00:00	11.527,80	52.560,00	38.874,67	10.979,64	18.189,78	19.999,00	23.158,00	22.658,00	14.472,00	19.715,49	2.077.498,99
09:00:00	12.428,73	56.664,00	41.912,82	11.837,73	19.611,35	19.599,02	24.547,48	24.017,48	17.818,65	21.256,30	2.239.860,45
10:00:00	12.618,00	57.528,00	42.551,08	12.018,00	19.910,00	19.638,22	26.539,07	25.966,07	18.090,00	21.580,00	2.273.970,00
11:00:00	13.375,08	61.416,00	41.700,06	12.739,08	19.511,80	23.052,55	27.092,76	26.720,76	17.728,20	22.874,80	2.410.408,20
12:00:00	14.460,23	65.951,99	41.783,46	13.772,63	19.550,82	23.285,40	29.132,00	28.732,00	17.763,66	24.730,68	2.605.969,62
13:00:00	17.256,09	68.256,00	47.674,35	17.316,64	22.966,18	23.168,97	29.277,66	28.875,66	21.072,55	29.696,76	2.189.173,50
14:00:00	18.554,94	73.007,99	48.155,91	18.620,04	23.198,17	22.937,28	29.918,56	29.507,76	21.285,40	31.932,00	2.353.950,00
15:00:00	18.647,71	73.368,00	47.915,13	18.713,14	23.082,18	22.707,91	29.685,51	29.277,91	21.178,97	32.091,66	2.365.719,75
16:00:00	19.055,92	75.023,99	47.435,98	19.122,78	22.851,35	22.662,49	33.210,48	32.754,48	20.967,18	32.794,16	2.417.506,65
17:00:00	18.907,48	74.448,00	46.961,62	18.973,82	22.622,84	37.146,28	38.291,22	46.551,23	20.757,51	32.538,71	2.398.675,05
18:00:00	21.152,63	83.663,99	46.867,69	21.226,85	22.577,59	46.432,85	39.487,82	48.511,28	20.716,00	36.402,48	2.683.503,00
19:00:00	21.210,04	90.072,00	41.215,89	31.010,04	30.836,34	51.592,06	39.886,69	49.001,29	26.228,90	40.999,63	1.796.121,17
20:00:00	22.941,47	97.271,99	51.519,86	33.541,47	38.545,43	49.012,46	38.690,09	48.511,28	32.786,13	44.346,54	1.830.223,86
21:00:00	21.642,90	91.439,99	57.244,29	31.642,90	42.828,25	44.111,21	39.926,58	47.531,25	36.429,03	41.836,36	1.836.830,00
22:00:00	20.993,61	88.920,00	54.382,08	30.693,61	41.971,69	41.905,65	39.088,96	46.551,23	34.607,58	40.581,27	1.778.980,23
23:00:00	21.664,54	91.584,00	43.505,66	31.674,54	40.292,82	34.419,67	31.619,44	35.348,37	31.146,82	41.878,20	1.814.276,08
00:00:00	19.911,47	84.528,00	8.701,13	29.111,47	39.889,89	35.715,04	32.809,42	36.678,69	29.589,48	38.489,45	1.678.331,72

Fonte: [23] Modificado

Anexo I – Cargas ligadas aos secundários de cada um dos transformadores

Tabela 6.2 Potência Reativa em (VAr) das cargas de cada um dos transformadores durante 24 horas

	B_5	B_10	B_12	B_14	B_16	B_20	B_22	B_29	B_32	B_34	B_1
00:00:00	8.795,21	35.784,00	3.314,18	13.996,28	18.480,08	17.998,13	16.533,89	19.768,74	6.364,79	11.796,48	1.240.022,21
01:00:00	7.203,80	33.552,00	2.943,82	11.463,78	15.723,76	16.862,44	15.490,58	19.472,59	4.560,87	8.200,77	1.110.358,67
02:00:00	7.616,77	33.840,00	3.112,58	12.120,97	16.625,17	17.633,72	13.469,83	17.120,00	4.769,49	8.575,87	1.004.072,48
03:00:00	8.360,23	36.288,00	3.186,27	11.062,55	17.250,84	18.297,36	11.908,23	18.791,05	4.948,98	8.898,62	1.008.119,56
04:00:00	7.537,21	33.552,00	3.080,06	9.253,03	14.630,68	17.379,21	10.735,92	16.941,15	4.700,65	8.452,09	875.264,18
05:00:00	7.990,92	34.704,00	3.265,47	9.311,53	14.723,17	17.489,07	12.680,47	15.161,39	4.730,36	8.505,52	847.172,50
06:00:00	7.708,89	32.904,00	3.150,22	10.355,42	16.826,23	16.871,81	13.907,74	12.687,68	4.563,41	8.205,33	777.016,99
07:00:00	6.742,37	29.520,00	20.669,98	6.421,76	10.638,82	10.143,33	11.745,55	12.107,20	4.633,89	8.844,61	1.079.435,65
08:00:00	5.905,87	27.864,00	19.916,08	5.625,04	9.318,90	9.861,69	11.419,42	10.605,10	7.811,16	10.641,29	1.341.931,78
09:00:00	6.708,32	31.176,00	22.622,14	6.389,33	10.585,09	10.632,40	12.311,87	12.046,05	9.617,49	11.472,94	1.505.195,37
10:00:00	6.111,18	34.128,00	20.608,43	5.820,58	9.642,85	11.866,71	13.741,15	10.973,77	10.733,98	12.804,82	1.601.798,75
11:00:00	6.852,26	33.192,00	21.363,58	6.526,42	9.996,19	10.578,43	13.249,33	12.304,52	9.568,67	12.346,51	1.682.475,27
12:00:00	7.804,80	37.800,00	22.552,32	7.433,68	10.552,42	11.129,49	15.040,38	14.015,00	10.067,13	14.015,52	1.683.290,08
13:00:00	9.779,48	36.216,00	27.018,30	9.813,79	13.015,54	12.442,45	14.623,12	15.143,35	11.373,76	16.028,61	1.356.727,88
14:00:00	11.009,85	41.400,00	28.574,04	11.048,48	13.764,98	13.196,44	16.509,87	17.048,57	12.062,99	18.096,70	1.396.751,91
15:00:00	10.568,15	39.816,00	27.154,75	10.605,23	13.081,27	12.505,29	15.802,41	16.364,59	11.431,20	17.321,24	1.466.141,42
16:00:00	10.285,30	40.608,00	25.603,23	10.321,38	12.333,85	12.380,23	16.148,33	15.926,60	11.316,89	17.700,41	1.434.464,21
17:00:00	9.686,59	40.752,00	24.059,15	9.720,58	11.590,02	12.256,43	16.022,54	14.999,52	11.203,72	17.562,53	1.611.919,43
18:00:00	10.244,69	38.736,00	22.699,06	10.280,63	10.934,83	10.325,34	15.131,14	15.863,72	9.438,49	16.585,46	1.733.371,70
19:00:00	9.663,58	39.312,00	18.778,51	14.128,59	14.049,45	15.824,25	16.311,99	21.209,36	11.173,47	17.465,77	1.047.028,80
20:00:00	9.773,03	38.592,00	21.947,37	14.288,61	16.420,28	18.351,44	15.606,59	20.665,72	12.957,91	17.526,87	1.060.428,88
21:00:00	8.553,82	36.432,00	22.624,39	12.506,07	16.926,81	20.390,49	15.764,23	23.732,41	14.397,67	16.534,79	1.148.513,85
22:00:00	8.297,21	36.432,00	21.493,17	12.130,89	16.588,27	19.370,96	15.291,30	24.853,06	13.677,79	16.038,74	1.111.528,29
23:00:00	9.229,06	35.568,00	18.533,33	13.493,30	17.164,67	17.433,87	15.779,99	23.020,44	12.310,01	16.551,32	1.095.491,56
00:00:00	9.071,93	37.440,00	3.964,35	13.263,58	18.174,37	19.092,78	17.809,45	21.209,36	13.481,37	17.536,31	1.103.668,85

Fonte: [23] Modificado