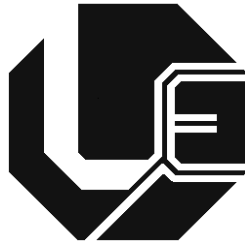


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
TRIFÁSICOS COM COMPENSAÇÃO DE
REATIVO, ARMAZENAMENTO INTERNO
DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL**

Arthur Costa de Souza

Uberlândia
Fevereiro de 2020

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

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS COM
COMPENSAÇÃO DE REATIVO, ARMAZENAMENTO
INTERNO DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL**

Tese apresentada por Arthur Costa de Souza à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos, Dr. (Orientador) – UFU
Geraldo Caixeta Guimarães, Dr. – UFU
Sérgio Ferreira de Paula Silva, Dr. – UFU
Danillo Borges Rodrigues, Dr. – UFTM
Fernando Nunes Belchior, Dr. – UFG

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS COM COMPENSAÇÃO DE REATIVO, ARMAZENAMENTO INTERNO DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL

Arthur Costa de Souza

Tese apresentada por Arthur Costa de Souza à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Prof. Ivan Nunes Santos
Orientador

Prof. José Roberto Camacho
Coordenador da Pós-Graduação

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família pelo apoio e carinho. Aos meus grandes amigos que foram de extrema importância nesta etapa, proporcionando momentos de alegria. A eles deixo minha eterna e sincera gratidão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente e sempre, pelas infinitas graças e bênçãos derramadas ao longo de toda minha vida.

Aos meus pais Cleiton Passos de Souza e Maria Carolina Costa, assim como ao meu irmão Alan Alves Costa de Souza, pelo encorajamento e suporte emocional.

Ao professor orientador Ivan Nunes Santos, pela confiança e ajuda para a realização deste trabalho.

Aos amigos, Andréia Crico, Celso Rosa, Daniel Tobias, Fabiana Pereira, Fernando Silva, Giordanni Troncha, Thales Oliveira, e aos demais colegas de laboratório pelo companheirismo e troca de experiências.

Em especial aos amigos Fernando Cardoso Melo (Núcleo de Eletrônica de Potência), Leonardo Rosenthal (Núcleo de Dinâmica de Sistemas elétricos) e Vinicius Henrique Souza Cunha.

Registro ainda meus agradecimentos aos colegas do laboratório de Qualidade da Energia Elétrica, bem como a todos os professores com os quais convivi e aprendi durante o período do mestrado.

Agradeço, por fim, a Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia pela oportunidade, a Cinara pela simpatia e prontidão nos procedimentos junto à secretaria da faculdade e a FAPEMIG pelo incentivo financeiro

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

S729 2020	Souza, Arthur Costa de, 1991- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS COM COMPENSAÇÃO DE REATIVO, ARMAZENAMENTO INTERNO DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL [recurso eletrônico] / Arthur Costa de Souza. - 2020. Orientador: Ivan Nunes Santos. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós- graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.192 Inclui bibliografia. 1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes, 1979-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título. CDU: 621.3
--------------	--

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 260, PPGEELT				
Data:	Quatro de fevereiro de dois mil e vinte	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	18:10
Matrícula do Discente:	11613EEL002				
Nome do Discente:	Arthur Costa de Souza				
Título do Trabalho:	Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos com Compensação de Reativo, Armazenamento Interno de Energia e Inércia Virtual				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Qualidade e racionalização da energia elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Desenvolvimento de subestação subterrânea hermética, pressurizada, automatizada e isolada . Agência Financiadora: CEB (Companhia Energética de Brasília) através de P&D ANEEL . Início: 23/11/2018. Término: 23/11/2021. No. do Projeto na agência: PD-05160-1803/2018 (Código ANEEL do projeto). Professor Coordenador: Ivan Nunes Santos				

Reuniu-se no Anfiteatro 1E, Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Geraldo Caixeta Guimarães - FEELT/UFU; Sérgio Ferreira de Paula Silva - FEELT/UFU; Danilo Borges Rodrigues - UFTM; Fernando Nunes Belchior - UFG; Ivan Nunes Santos - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Ivan Nunes Santos, 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.

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 **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 04/02/2020, às 18:13, 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 **Danillo Borges Rodrigues, Usuário Externo**, em 04/02/2020, às 18:14, 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 **FERNANDO NUNES BELCHIOR, Usuário Externo**, em 04/02/2020, às 18:14, 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 Ferreira de Paula Silva, Professor(a) do Magistério Superior**, em 04/02/2020, às 18:21, 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 **Geraldo Caixeta Guimarães, Professor(a) do Magistério Superior**, em 04/02/2020, às 18:21, 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 **1792002** e o código CRC **FDA870F9**.

*“Nunca desista. Seja firme em seus sonhos.
Seu objetivo pode estar distante, mas não
impossível de ser alcançado”.*

(Autor desconhecido)

RESUMO

Em virtude do crescente aumento da demanda de energia, bem como a necessidade de diminuição de emissão de gases que contribuem com o aumento do efeito estufa, o uso de geração suprida por fontes renováveis não convencionais, com o intuito de manter a confiabilidade do sistema elétrico, vem notadamente aumentando. Sistemas como parques eólicos, fazendas solares e geração distribuída fotovoltaica, vêm ganhando importante papel na matriz energética brasileira por serem fontes renováveis de baixo impacto ambiental e por possuírem um grande potencial ainda não explorado no país.

No entanto, estas fontes de energia tidas como não convencionais são caracterizadas como fontes intermitentes, pois dependem fortemente das condições meteorológicas (vento e irradiância). Diante desta conjuntura, os sistemas armazenadores de energia por baterias têm ganhado destaques por contornar esta limitação e prover outras possibilidades à rede de conexão. Neste contexto, esta tese irá modelar um sistema de geração fotovoltaica e avaliar a conexão deste arranjo de geração à rede em conjunto com armazenadores de energia, tendo em vista o fortalecimento da estabilidade de tensão e frequência. O emprego das baterias dar-se-á no barramento de corrente contínua (CC) entre o conversor *boost* e o inversor fotovoltaico. Sendo assim, um conversor híbrido será utilizado para conectar o banco de baterias ao barramento CC.

Esta tese também irá apresentar uma proposta de modificação das estruturas de controle de um sistema de geração fotovoltaica, utilizando o conceito de máquina síncrona virtual, para realização do controle efetivo do fluxo de potência e contribuir para estabilidade de tensão e da frequência do ponto de acoplamento. Complementarmente, serão abordados estudos voltados à geração distribuída fotovoltaica com armazenamento, considerando os impactos desta geração na rede, no que tange aos efeitos da distorção harmônica, fator de potência e o alívio de carregamento.

Palavra-chave: geração fotovoltaica, armazenadores de energia, qualidade da energia, conversores, máquina síncrona virtual.

ABSTRACT

Due to the increasing demand for energy, as well as the need to reduce greenhouse gas emissions that contribute to the increase of the greenhouse effect, the use of generation supplied by unconventional renewable sources, in order to maintain the reliability of the electrical system, has been noticeably increasing. Systems such as wind farms, solar farms and photovoltaic distributed generation, have been playing an important role in the Brazilian energy matrix because they are renewable sources of low environmental impact and have great unexplored potential in the country.

However, these sources of energy considered as unconventional are characterized as intermittent sources as they depend heavily on weather conditions (wind and irradiance). Given this situation, battery energy storage systems have gained prominence for circumventing this limitation and providing other possibilities for the connection network. In this context, this thesis will model a photovoltaic generation system and evaluate the connection of this generation arrangement to the grid together with energy storage, in order to strengthen the voltage and frequency stability. The batteries will be used in the DC bus between the boost converter and the photovoltaic inverter. Therefore, a hybrid converter will be used to connect the battery bank to the DC bus.

This thesis will also present a proposal to modify the control structures of a photovoltaic generation system, using the concept of virtual synchronous machine, to realize the effective control of the power flow and to contribute to voltage and frequency stability at coupling point. In addition, studies focusing on distributed photovoltaic generation with storage will be addressed, considering the impacts of this generation on the grid, regarding the effects of harmonic distortion, power factor and load relief.

Keyword: photovoltaic generation, energy storage, power quality, converters, virtual synchronous machines.

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

A	Fator de idealização;
ACR	Ambiente de Contratação Regulada;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BEN	Balanco Energético Nacional;
C	Coulomb;
CA	Corrente Alternada;
C _b	Capacitância de base;
CC	Corrente contínua;
CCL	Controles de Corrente Lineares;
CH	Compensador Harmônico;
CHR	Controle híbrido repetitivo;
C _i	Capacitor de entrada;
C _o	Capacitor de saída;
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;
CPF	Cadastro de Pessoa Física;
CR	Controle Repetitivo;
CRS	Controle de referência síncrona;
CSI	<i>Current Source Inverter</i> ;
D	Razão cíclica;
D _i	Diodo;
DTI	Distorção harmônica total de corrente;
DTT	Distorção harmônica total de tensão;
e	Carga elétrica;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
F _c	Fator de correção;
F _{res}	Frequência de ressonância;
F _s	Frequência de chaveamento;
FV	Fotovoltaica;
G _{DB}	Função transferência do controlador de corrente <i>Dead-Beat</i> ;

G_i	Função transferência do inversor;
G_{P+Res}	Função transferência do controlador P+Res;
G_{Res}	Função transferência do controlador ressonante;
G_v	Função transferência do <i>Boost</i> ;
GVEA	<i>Golden Valley Electric Association</i> ;
I	Corrente de saída da célula;
I_{BB}	Corrente da bateria;
I_{ph}	Corrente fotogerada;
I_o	Corrente de saturação do diodo;
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> ;
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> ;
IGBT	<i>insulated-gate bipolar transistor</i> ;
I_i	Corrente de entrada;
I_{mp}	Corrente de máxima potência;
I_o	Corrente de saída;
I_{ref}	Corrente nas condições de referência;
I_{sc}	Corrente de curto-circuito;
$^{\circ}K$	Kelvin;
K	Constante de Boltzmann's;
K_p	Ganho proporcional;
K_i	Ganho integral;
L	Indutor;
L_{ac}	Indutor de acoplamento;
LCL	(indutivo- capacitivo- indutivo);
LER	Leilão de Energia de Reserva;
Li-íon	íon de lítio;
LRV	<i>Load Reconnection Voltage</i> ;
LVD	<i>Load Voltage Disconnection</i> ;
MSV	Máquina Síncrona Virtual;
MCC	Modo de condução contínua;
MCD	Modo de condução descontínua;
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> ;

MME	Ministério de Minas e energia;
MOSFET	<i>metal–oxide–semiconductor field-effect transistor</i> ;
MPP	Máximo ponto de potência;
ms	Milissegundos;
NaS	Sódio-enxofre;
ONS	Operador Nacional do Sistema;
P	Proporcional;
P_{entrada}	Potência de entrada;
P&O	Perturba e observa;
PI	Proporcional – Integral;
PIS	Programa de Integração Social;
PID	Proporcional- Integral- Derivativo;
PLL	<i>Phase Locked Loop</i> ;
PMP	Ponto de máxima potência;
P_n	Potência ativa de saída do inversor;
PNE	Plano Nacional de Energia;
P+Res	Proporcional-Ressonante;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica;
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica;
PROINFA	Programa de Incentivos às fontes Alternativas de Energia Elétrica;
$P_{\text{saída}}$	Potência de saída;
P_w	Potencia ativa;
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> ;
REN	Resolução Normativa;
R_f	Resistor de amortecimento;
R_{lac}	Resistencia do indutor de acoplamento;
rms	<i>Root mean square</i> ;
R_p	Resistência paralela da célula;
R_s	Resistência serie da célula;
R_{st}	Resistência série total;
S	Irradiação solar total no plano do gerador fotovoltaico;

s	Segundos;
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia;
SAEB	Sistemas Armazenadores de Energia por Baterias;
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i> ;
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede;
SFV	Sistema Fotovoltaico;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i> ;
S_{ref}	Irradiação solar de referência;
SOC	<i>State of charge</i> ;
S_w	Chave;
StRFC	<i>Stationary Reference Frame Control</i> ;
SynFRC	<i>Synchronous Reference Frame Control</i> ;
T	Temperatura da célula solar;
t_a	Período de não-condução;
t_f	Período de condução;
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> ;
T_{ref}	Temperatura de referência da célula solar;
T_s	Período de chaveamento;
UPS	<i>uninterruptible power supply</i> ;
V	Tensão nos terminais da célula;
V_{BB}	Tensão da bateria;
V_{CC}	Tensão contínua;
VL	Tensão de linha;
V_i	Tensão de entrada;
V_o	Tensão de saída;
$V_{m\acute{a}x}$	Tensão máxima;
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> ;
VSM	<i>Virtual Synchronous Machines</i> ;

Z_b	Impedância de base;
α	Coefficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito;
β	Coefficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto;
η	Rendimento;
ω	Frequência;
ω_c	Frequência de corte;
ω_g	Frequência angular da rede;

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Capacidade Global de geração de energia fotovoltaica.....	32
Figura 2- Crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.....	34
Figura 3- Irradiação solar no Brasil.	35
Figura 4- Composição da matriz energética brasileira.....	36
Figura 5- Diagrama do SFV com SAE por meios de baterias.....	40
Figura 6- Estrutura de controle genérico para um inversor FV.....	47
Figura 7- Topologias de controle de correntes em inversores.....	50
Figura 8- Diagrama do inversor com filtro LCL e detalhes gerais da lógica de controle.	51
Figura 9 - Fluxograma com os principais tipos de SAE.....	55
Figura 10- Esquema de SAE por bombeamento de água [1].....	56
Figura 11- Organograma das formas de aproveitamento da energia solar.	67
Figura 12- Diagrama resumido de um sistema fotovoltaico.....	68
Figura 13- Configuração de arranjos fotovoltaicos: (a) módulo integrado; (b) <i>strings</i> ; (c) <i>multistring</i> ; (d) inversor central.....	68
Figura 14- Modelo real da célula solar.....	69
Figura 15- Curva característica do módulo fotovoltaico.	73
Figura 16- Interface do software <i>PV Analysator</i>	74
Figura 17- Curva I-V em vários níveis de irradiância: (a) dados fornecidos pelo fabricante; (b) resultados advindos das simulações.	74
Figura 18- Curvas de potências em vários níveis de irradiância.	75
Figura 19- Curvas I-V em três temperaturas distintas.....	75
Figura 20- Curvas P-V em três temperaturas distintas.	76
Figura 21- Conversor boost com MPPT conectado ao módulo fotovoltaico.....	77

Figura 22- Linearização dos pontos de máxima potência do módulo FV.	78
Figura 23- Circuito equivalente do conversor boost.	79
Figura 24- Conversor boost implementado no simulink.	81
Figura 25- Comportamento da tensão e da potência utilizando o algoritmo P&O.	82
Figura 26- Fluxograma do algoritmo P&O.	83
Figura 27- Sistema fotovoltaico com boost e MPPT implementado.	84
Figura 28- Diagrama de bloco do controle do conversor boost.	84
Figura 29- (a) Circuito PWM [2]. (b) Pulso PWM.	85
Figura 30- Estrutura da bateria montada a partir de pequenas células.	86
Figura 31- Bateria comercial de 2,5kW, modelo Lithium-Ion NMC 24V/100Ah... ..	90
Figura 32- Curva típica de descarga das baterias.	90
Figura 33- Parametrização do banco de baterias do tipo íon-lítio.	91
Figura 34- Parametrização da descarga do banco de baterias do tipo íon-lítio.	92
Figura 35- Curvas de descargas para diferentes valores de corrente de operação.	93
Figura 36- Característica típica de curva de carregamento.	93
Figura 37- Baterias conectados no Sistema FV por meio do conversor <i>buck e boost</i>.	95
Figura 38- Circuito equivalente do conversor <i>buck e boost</i> implementado no <i>Simulink</i>.	96
Figura 39- Diagrama do controle de carga e descarga.	100
Figura 40- Modelo de Bateria fornecido pela biblioteca <i>simulink</i>.	100
Figura 41- Interface do controle de histerese.	101
Figura 42- Sinais de tensão, corrente e SOC no modo de carga e descarga.	101
Figura 43- Implementação do SAEB no barramento CC do SFV.	102
Figura 44- Inversor trifásico conectado à rede com filtro LCL.	103
Figura 45- Diagrama geral de sistemas fotovoltaicos conectado à rede.	103

Figura 46- Diagrama de bloco do controle para SFV trifásico conectado à rede.	104
Figura 47- Diagrama de bloco do controle PI.....	106
Figura 48- Diagrama de bloco do controle P+Res [105].	107
Figura 49- Diagrama de bloco do controle ressonante alternativo.....	109
Figura 50- Formas de onda da modulação senoidal bipolar.	110
Figura 51- Inversor trifásico de tensão.....	111
Figura 52- Sequência de etapas de condução para inversores trifásicos.....	112
Figura 53- Inversor trifásico com Filtro LCL implementado no <i>Simulink</i>.....	117
Figura 54 Estrutura geral de uma fonte renovável e uma máquina elétrica.	119
Figura 55 Analogia entre rotor síncrono e o capacitor do conversor CC-CC.	120
Figura 56- Diagrama do controle do inversor trifásico sem a estratégia da MSV.	121
Figura 57- Diagrama do controle do inversor trifásico com a estratégia da MSV.	121
Figura 58- Máquina Síncrona Virtual emulando a inércia com controle <i>droop</i>...	122
Figura 59- Controle dqo com a estratégia da MSV.....	123
Figura 60- Painele fotovoltaico alimentando uma carga.	126
Figura 61- Circuito equivalente da célula solar no Matlab/<i>Simulink</i> [13].	127
Figura 62- Curva IxV equivalente ao arranjo fotovoltaico formado por 39 módulos.	129
Figura 63- Curva IxV equivalente ao arranjo fotovoltaico formado por 39 módulos	129
Figura 64- Sistema Fotovoltaico com Boost e MPPT implementado.....	130
Figura 65- Diagrama do MPPT e controle de chaveamento do Boost.....	131
Figura 66- Atuação do MPPT P&O no arranjo fotovoltaico.	131
Figura 67- Tensão na entrada e saída do conversor boost.....	132
Figura 68- Diagrama de bloco do sistema fotovoltaico.	133

Figura 69- Sistema fotovoltaico implementado no <i>simulink</i>.	133
Figura 70- Tensão do barramento CC controlado pelo inversor.	134
Figura 71- Tensão e corrente no ponto de acoplamento.	134
Figura 72- Controle do inversor implementado no simulink.	135
Figura 73- Potência ativa injetada na rede.	135
Figura 74- Potência reativa absorvida na rede.	135
Figura 75- Estratégia de gestão de reativo.	136
Figura 76- Inversor injetando potência ativa e reativa na rede.	136
Figura 77- Inversor injetando potência ativa e absorvendo reativo na rede.	137
Figura 78- Inversor injetando potência ativa e reativa na rede.	137
Figura 79- Controle do inversor desconectando a estratégia de reativo.	138
Figura 80- Tensão e corrente no ponto de acoplamento com apenas controle de ativo.	138
Figura 81- SFV com armazenador de energia acoplado no barramento CC.	139
Figura 82- Controle de carga e descarga implementado no simulink.	140
Figura 83- P e Q no PAC com banco de baterias.	141
Figura 84- Tensão, corrente e SOC da bateria nos modos de carga e descarga.	141
Figura 85- Diagrama da rede elétrica fictícia.	142
Figura 86- Rede de baixa tensão fictícia implementada no simulink.	143
Figura 87- Tensão distorcida na barra 3	145
Figura 88- Tensão da rede distorcida com as correntes injetadas pela GDFV na barra 3.	146
Figura 89- Gráficos de Potência ativa, reativa, tensão rms e fator de potência na barra 3.	147
Figura 90- Rede de distribuição com curto circuito trifásico-terra na barra B1.	148
Figura 91- Corrente de curto da GDFV.	149
Figura 92- Tensão na barra de acoplamento da GDFV.	149

Figura 93- Tensão na barra de acoplamento da GDFV para 3 ciclos de curto circuito.	150
Figura 94- Corrente de curto da GDFV para 3 ciclos de curto circuito.	150
Figura 95- Tensão e corrente da GDFV no PAC, com a tensão do barramento CC.	150
Figura 96- Controle $\alpha\beta$ com a estratégia da MSV empregada.	151
Figura 97 - Variação da irradiância solar.	151
Figura 98 – Velocidade angular do inversor com e sem atuação da MSV.	152
Figura 99 – Frequência do inversor com e sem atuação da MSV.	152
Figura 100 – Potência ativa e reativa com e sem a utilização da MSV.	153
Figura 101 – Tensão no barramento CC.	153
Figura 102 – Tensões eficazes no ponto de acoplamento.	154
Figura 103 – Velocidade angular do inversor com e sem atuação da MSV.	155
Figura 104– Frequência do inversor com e sem atuação da MSV.	155
Figura 105 – Tensão no barramento CC.	156
Figura 106 – Potência ativa e reativa com e sem a utilização da MSV.	156
Figura 107 – Tensões eficazes no ponto de acoplamento.	157
Figura 108- Diagrama trifilar da fazenda solar.	158
Figura 109- Fazenda solar de 2MW implementado no simulink.	159
Figura 110- Arranjo fotovoltaico com conversor boost de 1MW.	159
Figura 111 – Circuito do inversor trifásico de 3 níveis.	160
Figura 112 – Tensão e corrente da fazenda solar no PAC, com a tensão do barramento CC.	161
Figura 113 – Ampliação da tensão e corrente da fazenda solar no PAC do gráfico anterior.	161
Figura 114- Bateria MAXPOWER MPH-S50 Ah.	162
Figura 115- Diagrama trifilar da fazenda solar com armazenamento de energia por baterias.	163

Figura 116- Controle de carga e descarga implementado no simulink.	163
Figura 117- P e Q da fazenda solar no PAC com banco de baterias.	164
Figura 118- Tensão, corrente e SOC da bateria nos modos de carga e descarga no contexto da geração centralizada.	164
Figura 119- Diagrama unifilar da rede fictícia de alta tensão.	165
Figura 120- Estratégia para aplicação do MPPT P&O.	193
Figura 121- Atuação do MPPT P&O.	193
Figura 122- Diagrama de controle de carga e descarga proposto.	201
Figura 123- Diagrama de controle baseado no estado de carga.	202
Figura 124- Orientação do referencial abc natural, do referencial estacionário $\alpha\beta$ de referência e do referencial síncrono dq.	205

LISTA DE TABELAS

Tabela 1—Histórico de participação da fonte solar em leilões do ACR [14].....	36
Tabela 2- Fator de potência operacional nos pontos de conexão	38
Tabela 3- Requisitos para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede [19].	39
Tabela 4- Principais parâmetros do módulo SunPower SPR-315E-WHT-D	73
Tabela 5- Comparação entre os dados do fabricante (SunPower SPR-315E-WHT-D) e a simulação	76
Tabela 6- Características dos diversos tipos de baterias [89]- [90]	87
Tabela 7- Parâmetros elétricos da bateria NMC 24V/100Ah.....	88
Tabela 8-Parametrização dos controladores para o controle padrão	109
Tabela 9-Parametrização dos controladores para o controle alternativo	109
Tabela 10- Etapas de chaveamento para inversores trifásicos.....	111
Tabela 11- Parâmetros necessário para o cálculo do filtro LCL.	116
Tabela 12-Parametrização do filtro LCL.....	116
Tabela 13- Variáveis e ganhos utilizados para implementação da MSV com controle <i>droop</i>	124
Tabela 14-Parametrização do módulo American Solar ASW-260W.	128
Tabela 15- Parametrização do conversor <i>boost</i>	132
Tabela 16- Resultados para diferentes valores de irradiância a 25°C.....	137
Tabela 17- Parametrização do conversor <i>buck e boost</i>	140
Tabela 18- Parametrização do transformador e gerador.	143
Tabela 19- Parametrização das cargas lineares.....	144
Tabela 20- Parametrização da carga não-linear.....	144
Tabela 21- Qualidade da energia na Barra 3 Sem a GDFV.	145

Tabela 22- Qualidade da energia na Barra 3 Com a GDFV sem SAE.....	146
Tabela 23- Qualidade da energia na Barra 3 Com a GDFV e SAE.....	146
Tabela 24- Parametrização da carga não-linear.....	158
Tabela 25– Possíveis estados de condução e tensões de fase (x = a, b, c).....	160
Tabela 26- Parâmetros elétricos da bateria MAXPOWER MPH-S50 Ah.....	162
Tabela 27- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 13,8 kV com absorção de reativo.	166
Tabela 28- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 440 V com absorção de reativo.	166
Tabela 29- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 13,8 kV com fornecimento de reativo.....	167
Tabela 30- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 440 V com fornecimento de reativo.....	167
Tabela 31-Parametrização do módulo SunPower SPR-315-WHT-D.	206
Tabela 32- Parametrização do conversor boost da Fazenda Solar.....	206
Tabela 33- Parâmetros necessário para o cálculo do filtro LCL da fazenda solar.	207
Tabela 34-Parametrização do filtro LCL da fazenda solar.....	207

SUMÁRIO

Capítulo I - Introdução Geral.....29

1.1	Considerações Iniciais	29
1.2	Motivações	33
1.3	Normas e Resoluções.....	37
1.4	Objetivos Gerais	39
1.5	Objetivos Específicos	40
1.6	Contribuição do trabalho	41
1.7	Estrutura da Tese	42

Capítulo II – Estado da Arte.....46

2.1	Considerações Iniciais	46
2.2	Estado da Arte e Contextualização do tema	46
2.2.1	Funções básicas do inversor conectado à rede	47
2.2.2	Funções específicas do sistema fotovoltaico.....	48
2.2.3	Funções auxiliares do sistema fotovoltaico.....	48
2.3	Controle de Corrente Linear (CCL).....	51
2.3.1	Controlador PI.....	51
2.3.2	Controlador <i>dead-beat</i>	52

2.3.3 Controlador ressonante (Res).....	53
2.4 Sistemas Armazenadores de Energia (SAE).....	54
2.5 Máquina Síncrona Virtual (MSV)	59
2.6 Inércia Virtual	62

Capítulo III - Arranjos Fotovoltaicos e Armazenadores de Energia: Conceitos Elementares.....66

3.1. Considerações Iniciais	66
3.2. Diagrama Geral de um Sistema Fotovoltaico	68
3.3. Painel Fotovoltaico	69
3.4. Conversor elevador de tensão (<i>Boost</i>)	77
3.4.1 Ponto de Máxima Potência (PMP).....	78
3.4.2 Modelagem matemática do conversor <i>boost</i>	79
3.4.3 Rastreamento do ponto de máxima potência.....	81
3.4.4 Método de chaveamento por pwm	84
3.5. Armazenamento de energia por baterias.....	85
3.5.1 Características e especificações principais das baterias.....	88
3.5.2 Curva de carga e descarga da bateria	90

Capítulo IV - Modelagem Matemática e Implementação Computacional do SFV com Armazenamento de Energia no Simulink 94

4.1	Considerações Iniciais	94
4.2	Conversor bidirecional <i>buck e boost</i>	95
4.2.1	Etapa <i>buck</i>	96
4.2.2	Etapa <i>boost</i>	97
4.3	Controlador de carga.....	99
4.4	Inversor fotovoltaico trifásico.....	102
4.4.1	Estratégia de controle para inversores trifásicos	104
4.4.2	Estratégias de controle de corrente para inversores trifásicos.....	106
4.4.3	Modulação PWM senoidal bipolar.....	110
4.5	Filtro de acoplamento	112
4.5.1	Procedimento de projeto do filtro LCL	114
4.6	Máquina Síncrona Virtual.....	117

Capítulo V –Validação dos Modelos e Estudos de Caso para Avaliação de Desempenho do SFV com Acumulador de Energia Conectado à Rede Elétrica 125

5.1	Considerações Iniciais	125
5.2	Implementações e Resultados Computacionais	126
5.2.1	Arranjo fotovoltaico	126
5.2.2	Arranjo FV conectado ao conversor <i>boost</i>	129
5.2.3	Conjunto painel FV- <i>boost</i> conectado ao inversor	133
5.2.4	Sistema fotovoltaico com armazenador de energia.....	139

5.3	Estudo de Caso no Contexto da Geração Distribuída.....	142
5.3.1	1º Caso- sem conexão da GDFV	144
5.3.2	Conexão da GDFV na barra 3	145
5.3.3	Estudo da GDFV diante de curto-circuito.....	148
5.4	Máquina Síncrona Virtual Aplicada ao Controle do SFV	151
5.5	Estudo de Caso no Contexto da Geração Centralizada.....	158
5.6	Fazenda Solar com Armazenamento de Energia	162
 Capítulo V- Conclusões		168
 Referências Bibliográficas		173
 Apêndice A		192
Apêndice B		194
Apêndice C		197
Apêndice D		203
Apêndice E		206

Capítulo I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas elétricos de potência sofrem, na atualidade, uma grande mudança de paradigma, dada a forte inserção de geração 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. Sabe-se, naturalmente, que a elevação da demanda devido ao crescimento, sobretudo, dos setores industrial e comercial, torna imprescindível este aumento da geração de eletricidade. Numa abordagem tradicional, o sistema pode ser denominado de economia de escala, isto é, para aumentar progressivamente o consumo, uma ampla capacidade de geração de energia deve ser instalada, a fim de garantir a confiabilidade e estabilidade do sistema [1].

As fontes de geração de energia, basicamente, em termos de seu impacto ambiental, podem ser classificadas como renováveis ou não renováveis. As fontes renováveis são aquelas cujos recursos utilizados para geração de eletricidade são, de uma forma geral, inesgotáveis, provocando baixos níveis de degradação do meio ambiente. São exemplo de geração renováveis: hidráulica, solar, eólica, biomassas, maremotriz, geotérmica, etc. Por outro lado, as fontes não renováveis se apresentam, de um modo geral, mais impactantes ao meio ambiente, pois além de utilizarem de recursos limitados, estes são, via de regra, emissores de gases que contribuem com o efeito estufa, ou ainda, geram algum tipo de material tóxico durante seu processo de geração de energia. São exemplos de geração não renováveis: termelétrica a partir de carvão, diesel ou gás natural, nuclear, etc.

As fontes renováveis, por sua vez, podem ser subdivididas em fontes renováveis convencionais e não convencionais, dadas seus históricos de inserção no sistema de

energia. No Brasil, são consideradas fontes renováveis tradicionais a hidráulica e a termelétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar, enquanto os parques eólicos e as fazendas solares são tidas como não convencionais.

A inserção das fontes renováveis não convencionais, em destaque eólica e fotovoltaica, na matriz energética brasileira, pode trazer inúmeros benefícios, dado o fato que atualmente a construção de novas usinas hidrelétricas tem gerado grandes discussões em torno de seus impactos sociais e ambientais, uma vez que os únicos rios relevantes e disponíveis para este crescimento, estão localizados na região amazônica brasileira. Assim sendo, investimentos em gerações renováveis não convencionais se tornam uma boa alternativa, em detrimento à geração não renovável (combustíveis fósseis) e, também, à necessidade de novas usinas hidrelétricas na região norte do país. Complementarmente, ressalta-se que outra vantagem está ligada à redução da vinculação do custo da energia com o barril de petróleo, tendo em vista a diminuição do uso destes insumos para geração de eletricidade. Neste contexto, observa-se que o preço do petróleo tem tido constantes aumentos em decorrência, entre outras, do reflexo do reajuste do PIS/COFINS e de sua vinculação com o dólar e o mercado internacional [2].

Aliados às constatações anteriormente feitas, sabe-se que a diversificação da matriz energética, principalmente por meio de aumento da participação de fontes renováveis, neste caso, parques eólicos e fazendas solares, traz mais segurança em termos de complementariedade de geração e, conseqüentemente, diminuição da dependência de uma única fonte de energia, pois atualmente cerca de 60% da energia elétrica gerada no país é proveniente de fontes hídricas [3]. Um exemplo em que esta dependência brasileira em relação às fontes hídricas foi muito prejudicial, trata-se da recente crise hídrica ocorrida no ano 2015, onde os reservatórios não foram suficientes para suprimento da demanda do país, provocando assim um incentivo à implantação de novas termelétricas, elevando-se a dependência brasileira em relação aos combustíveis fósseis.

Uma outra importante constatação está aliada aos elevados potenciais brasileiros para produção de energia eólica e fotovoltaica. Segundo o último “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, estima-se um potencial eólico na casa dos 880GW [4], enquanto o atual atlas fotovoltaico brasileiro aponta que o país possui um dos maiores potenciais de geração, haja vista sua baixa latitude em relação à linha equatorial, alta incidência solar por metro quadrado medida na forma de irradiância [W/m^2] e a extensa área territorial [5].

De acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), as potências instaladas de geração eólica e fotovoltaica são, na atualidade, respectivamente, 15,39 GW e 2,48 GW [3]. Desde já, percebe-se a existência de um amplo potencial a ser explorado.

Neste contexto de políticas públicas de incentivo ao emprego de fontes renováveis não convencionais, vale destacar o PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o qual proporcionou estímulos e incentivos ao emprego destas fontes de energia. Assim, tais tecnologias tiveram seus custos de implantação reduzidos por meio de diminuição de impostos, garantias de tarifas mínimas, entre outras medidas governamentais [6]. Este programa foi implantado em 2002, tendo maiores incentivos a partir de 2007, sendo de extrema importância durante estes primeiros anos de implantação de parques eólicos no país.

Outro importante marco a ser considerado como política de incentivo à geração por fontes renováveis, principalmente, geração fotovoltaica, está na publicação da Resolução ANEEL 482 de 2012, a qual será melhor descrita em seções subsequentes desta tese. Todavia, desde já, ressalta-se que esta resolução possibilitou a inserção de geração renovável, principalmente fotovoltaica, nas redes elétricas de distribuição, as chamadas gerações distribuídas (GD's).

A geração distribuída, por sua vez, pode ser subdividida em microgeração e minigeração, sendo a microgeração até 75 kW e minigeração de 75 kW a 5MW. A microgeração é uma tendência importante de geração de energia para a rede elétrica, tanto rurais como urbanas. Sendo assim, a geração distribuída advinda das energias renováveis não convencionais, como turbinas eólicas de pequena escala e painéis fotovoltaicos, desempenha também um papel importante neste contexto de diminuição da dependência para com os combustíveis fósseis. Estas microgerações distribuídas sobressaem como alternativas potencialmente viáveis para a autonomia energética doméstica e, consequentemente, a redução no carregamento de redes elétricas de distribuição. De acordo com ANEEL a geração distribuída de natureza fotovoltaica possui um potencial instalado no país, neste momento, de 1,88 GWp [7].

Dentre as alternativas supracitadas, nesta tese, um destaque especial será dado à energia fotovoltaica, pois a mesma tem se mostrado como uma opção viável e promissora para complementar e ampliar as vertentes do modelo de geração atualmente utilizado no país e no mundo, tanto em termos de geração centralizada como em termos de geração distribuída. Neste contexto, o uso da energia fotovoltaica tem crescido de forma

exponencial, se considerado o intervalo de 2008 a 2018 em escala mundial [8], conforme observado na Figura 1.



Figura 1- Capacidade Global de geração de energia fotovoltaica.

Fonte: [8].

A fonte solar fotovoltaica também é caracterizada por ser uma geração intermitente, ou seja, não está disponível a todo momento, dado que a geração depende das condições de incidência solar, as quais, por sua vez, são altamente dependentes de questões meteorológicas. Outro fato é que a geração ocorrerá tão somente ao longo do dia, não cobrindo, portanto, o pico de consumo residencial que se encontra em período noturno [1]. Uma solução interessante e cada vez mais adotada em países desenvolvidos para contornar tais problemas tem sido a utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAE), sobretudo, com o emprego de baterias de íon-lítio. A implementação de um SAE numa fonte renovável intermitente, tal como a fotovoltaica, permite, aumentar a estabilidade no despacho de carga, possibilitando, inclusive, o armazenamento de parte da energia num determinado período e descarregando-a num momento mais oportuno [9] [10].

Tendo em vista o contexto apresentado, esta pesquisa visa apresentar estudos de um sistema fotovoltaico (SFV) trifásico conectado à rede elétrica, compreendendo em painel solar, conversor elevador de tensão, com o seu correspondente controle de rastreamento do ponto de máxima potência, mais conhecido como *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking*), o inversor de tensão para a transformação do sinal CC em CA (corrente alternada) com o controle de potência ativa e reativa, e juntamente com o auxílio da malha de captura de fase, mais conhecida por PLL (*phase locked loop*), a realização

da sincronização do sistema à rede e, por meio de um filtro de acoplamento LCL (indutivo-capacitivo-indutivo), a conexão de todo este sistema à rede elétrica.

Além da implementação do SFV trifásico no *software Matlab/Simulink*, será implementado um sistema de armazenamento de energia operando em conjunto com o sistema FV, com aplicação de um novo controle proposto de carga e descarga no banco de bateria do tipo íon-lítio. Vale ressaltar que a bateria terá conexão no elo CC do arranjo FV e que o elemento responsável em conectar os bancos de baterias a este barramento será pelo conversor bidirecional híbrido *buck e boost*, que apresentará dois modos de operações, sendo eles: o modo de carga, isto é, operando como *buck* e o modo de descarga, operando como *boost*.

Adicionalmente, pretende-se analisar o comportamento dos SFV diante de algumas perturbações correlatas aos parâmetros associados à qualidade da energia elétrica, tais como: afundamentos de tensão, curtos-circuitos, distorções harmônicas, interrupções e desequilíbrios.

1.2 MOTIVAÇÕES

Nossa sociedade é bastante dependente da energia elétrica e o desenvolvimento econômico está diretamente ligado ao uso desta energia. Neste contexto, percebe-se uma crescente procura de energia para garantir um desenvolvimento que permita uma maior qualidade de vida. As fontes renováveis de energia têm um amplo papel na satisfação destas necessidades, uma vez que as fontes tradicionais de energia são, conforme já dito, em geral, altamente poluentes devido à emissão de gases que provocam o efeito estufa.

A questão ambiental circunda diversos segmentos e, nesse sentido, o setor elétrico também precisa adaptar seus mecanismos de maneira a buscar a redução dos impactos ambientais. Dentro deste contexto, a energia solar fotovoltaica é uma fonte alternativa de energia que não possui grande impacto ambiental, sonoro ou visual, além de não apresentar elevados custos de manutenção [11].

Conforme já mencionado, no caso do território brasileiro, há uma grande dependência da energia elétrica advinda das hidrelétricas. E, até meados da década de 2000, os sistemas fotovoltaicos no Brasil eram empregados principalmente em arranjos isolados. Por meio do programa “Luz para Todos”, criado pelo Governo Federal, muitas famílias brasileiras tiveram acesso à energia elétrica oriunda destes sistemas

desconectados da rede elétrica [12]. Estas instalações ocorreram em locais que não são atendidos pela rede básica de distribuição de energia elétrica, portanto, em regiões de difícil acesso ou locais onde a instalação de linhas de energia elétrica não é economicamente viável.

Todavia, a partir do barateamento da tecnologia que ocorreu ao longo desta última década e o surgimento de legislação possibilitando a criação de micro e mini sistemas de geração distribuída (2012) [13], esta realidade de apenas sistemas fotovoltaicos isolados vem mudando drasticamente. Complementarmente, observa-se, a partir de 2014, grandes leilões de energia voltados para implantação de grandes fazendas fotovoltaicas no país. Neste contexto, pode-se afirmar que o Brasil se encontra em estágio inicial com relação à utilização de energia fotovoltaica conectada à rede (SFCR) e espera-se que o proveito dessa fonte tenha um salto extraordinário nos próximos anos.

No que diz respeito à GD, a Resolução Normativa 687/2015 trata-se de uma atualização da REN 482/2012 e procura incentivar um consumo mais sustentável ao estabelecer novos limites de energia para micro e minigeração, e possibilitar a geração compartilhada. A Figura 2 mostra o crescimento do número de instalações fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição no Brasil nestes últimos anos.

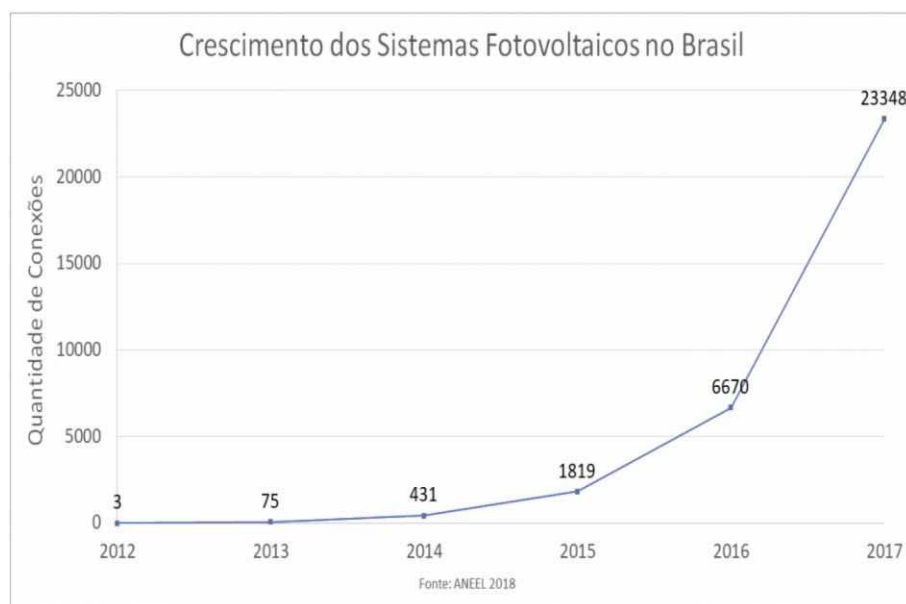


Figura 2- Crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.

Fonte: [3].

Dentre estas diversas vantagens apresentadas, o Ministério de Minas e Energia (MME) colocou em prática o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de

Energia Elétrica (ProGD), para incentivar à geração própria de energia elétrica, por intermédio das fontes renováveis de energia (em especial a solar fotovoltaica). O programa estima movimentar pouco mais de R\$ 100 bilhões em investimentos, até 2030 [14]. Entre as energias renováveis mais utilizadas, a fonte solar fotovoltaica é a que mais se destaca, com 163.702 conexões. Na comparação por Unidades da Federação, Minas Gerais mantém o primeiro lugar (34.291) quanto ao número de conexões com geração distribuída, seguido de São Paulo (26.440) e Rio Grande do Sul (20.638) [15].

A energia solar fotovoltaica apresenta um excelente potencial de utilização no Brasil e compete com certa vantagem frente a outras fontes renováveis de energia elétrica. Como o país é privilegiado com elevadas taxas de irradiação solar em todas as regiões, a geração FV é mais regular no fornecimento de eletricidade do que a energia eólica, por exemplo, podendo assim ser empregada em toda extensão de seu território [12]. A Figura 3 apresenta a potencialidade do país, em termos de irradiação solar, verificada no mês de março de 2014 [16].

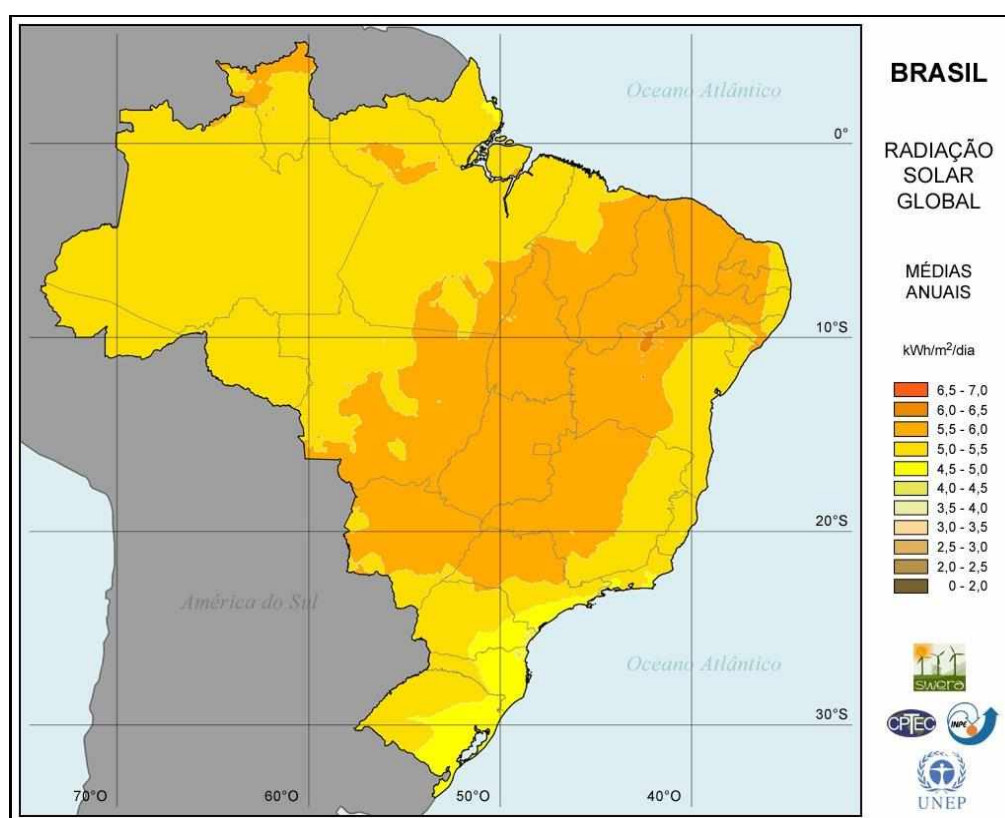


Figura 3- Irradiação solar no Brasil.

Fonte: [16].

Já no que se refere à geração fotovoltaica de grande porte, em fazendas solares, esta tem crescido de forma considerável no país. A Tabela 1 evidencia o total de

empreendimentos no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) conectado no Sistema Interligado Nacional (SIN) nestes últimos anos e também àqueles empreendimentos já homologados e em implantação.

Tabela 1- Histórico de participação da fonte solar em leilões do ACR [14].

Leilão	Números de Projetos cadastrados	Oferta Potência Instalada (MW)	Números de Projetos Contratados	Potência Instalada Contratada (MW)	Data de Entrada em Operação
A-3/2013	109	1947	0	0	-
2º A-5/2013	148	2611	0	0	-
A-5/2014	225	6095	0	0	-
LER/2014	400	10790	31	889,7	1/out/2017
1º LER/2015	382	12528	30	833,8	1/ago/2017
2º LER/2015	505	13463	33	929,3	1/nov/2018
Total			94	2.652,8	-

LER – Leilão de Energia de Reserva.

Somando-se a isto, destaca-se por meio da Figura 4, retirada de estudos apresentados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) – órgão responsável por documentos vinculados aos Planos Nacionais de Energia (PNE's) e Balanços Energéticos Nacionais (BEN's) – que a energia que mais crescerá (em termos percentuais) na matriz energética brasileira neste próximo 10 anos será a solar, alcançando cerca de 5% (10,7GW em 2026). Trata-se de estimativas, todavia sua representação atual (2018) não atinge 1%.

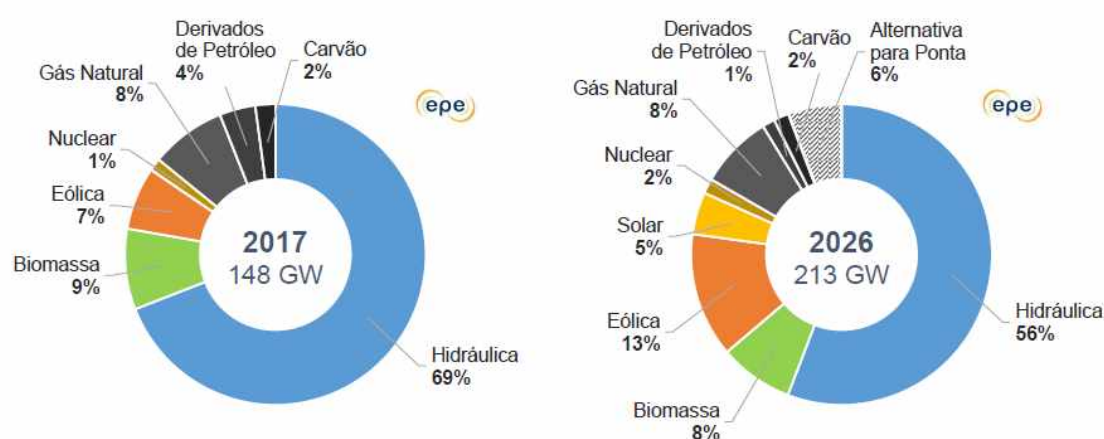


Figura 4- Composição da matriz energética brasileira.

Fonte: [17].

As motivações do presente trabalho estão fundamentadas justamente neste contexto de exponencial crescimento desta fonte de energia, em suas particularidades, limitações e desafios.

1.3 NORMAS E RESOLUÇÕES

De acordo com a ANEEL, desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa 482/2012 [13], o consumidor brasileiro obteve autorização de gerar energia elétrica a partir de fontes renováveis, fornecendo o excedente para a rede de distribuição local. Tal atividade baseia-se na micro e mini geração distribuídas de energia elétrica, podendo estas inovações contribuir para a economia financeira, melhoria da consciência socioambiental e sustentabilidade energética.

Ademais, conforme a Resolução Normativa nº 687/2015, que de fato é uma atualizada da Resolução 482, e em consonância com menções anteriormente já citadas, os micros geradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e os mini geradores, são aqueles cujas centrais geradoras possuem de 75 kW a 5 MW [13].

A ideia destas Resoluções é incentivar a conexão de gerações de energia do consumidor de pequeno porte à rede das concessionárias de energia elétrica e permitir que um eventual saldo de energia produzida possa ser entregue para a rede, gerando-se, assim, um “crédito de energia” que posteriormente poderá ser utilizado para abatimento do valor correspondente à energia consumida [13]. Vale ressaltar que na atualidade o saldo positivo do crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser abatido na fatura do mês subsequente com validade de 60 meses (5 anos), e o consumidor que possui outras instalações em seu CPF poderá utilizar os créditos excedentes para compensar, nessas unidades. Esta modalidade é denominada de “autoconsumo remoto”.

Esta norma de GD está, evidentemente, voltada à rede elétrica de distribuição, enquanto que há módulos dos Procedimentos de Rede do ONS que são empregadas na rede básica do sistema elétrico brasileiro, contemplando, neste contexto, geração de energia solar em fazendas fotovoltaicas.

Nestes termos, as normas de conexão à rede são baseadas nas seções 3.7 do modulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) e 3.6 do modulo 3 do PROCEDIMENTOS DE REDE da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) [18]. Os principais pontos abordados são relativos ao fator de potência, frequência da rede, taxa de distorção harmônica de corrente ($THDi$) e tensão no ponto de conexão [19]. Tais aspectos são destacados a seguir.

Segundo o PRODIST, em sua seção 8.1, mais especificamente na subseção 2.3.2.3, a faixa de tensão em operação normal deve estar limitada entre 95% da tensão de conexão a 105% para tensões superiores a 1kV [20]. Em relação a conexão à rede básica,

os acessantes devem manter o fator de potência nas faixas especificadas na Tabela 2, conforme especifica o Submódulo 3.6 dos PROCEDIMENTOS DE REDE na seção 9.3 [18].

Tabela 2- Fator de potência operacional nos pontos de conexão

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1 0,92 capacitivo a 1

No que tange aos equipamentos utilizados, as normas brasileiras de conexão à rede não estabelecem um índice referente à taxa de distorção harmônica de corrente, mas existem normas internacionais que regulamentam limites para a distorção harmônica total de corrente. A IEC 61727 e a IEEE 1547 apresentam como limite máximo de *THD* de corrente o valor de 5% em relação à corrente total [19].

Ademais, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST nas seções 7.1 e 7.2, as instalações conectadas ao sistema de distribuição, devem operar dentro de limites de frequência situados entre 59,9Hz e 60,1Hz em condições normais de operação e em regime permanente. Em caso de distúrbios no sistema de distribuição, e havendo disponibilidade de geração para restaurar o equilíbrio carga-geração, deve-se garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5Hz a 60,5Hz num prazo de 30 segundos [20].

Enquanto no PROCEDIMENTOS DE REDE da ONS no submódulo 3.6 na seção 8.2, as centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas podem operar em tempo ilimitado entre a faixa 58,5 e 62,5 Hz. Fora desses limites as centrais devem ser desconectadas [18].

A Tabela 3 apresenta um resumo geral dos requisitos para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica baseado nas normas IEC 61727, IEEE 1547 e no PRODIST [19].

Tabela 3- Requisitos para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede [19].

	IEC61727	IEEE1547	PRODIST
<i>THDi</i> máxima	5%	0,5%	5%
Fator de potência mínimo	90%	90%	92%
Tempo máximo de operação ilhada (s)	2	2	--
Tempo de reconexão à rede (s)	20 - 300	300	--
Faixa de frequência	$59 < f < 61$	$59,3 < f < 60,5$	$59,5 < f < 60,5$
Tempo máximo fora da faixa de frequência (s)	0,2	0,163	30
Faixa de tensão	$85\% \leq V < 110\%$	$88\% \leq V < 110\%$	$91\% \leq V < 105\%$

No contexto da geração centralizada, a qual fica a cargo do ONS, por meio da sua nota técnica 9/2016 (REV2), juntamente com o módulo 3 e o submódulo 2.8 são abordadas questões gerais sobre os requisitos de acesso para a conexão de fontes de geração de energia renovável à rede básica. Tal nota técnica está voltada aos aspectos associados à qualidade da energia elétrica, sendo assim, são analisados os conteúdos harmônicos que podem ser originados pelos parques eólicos e as fazendas solares no ponto de acoplamento comum. À luz desses fatos, são estabelecidos alguns limites, onde os acessantes necessitam atender os indicadores de qualidade do produto para que seja aprovada sua conexão à rede. Caso necessário, emprego de soluções mitigatórias envolvendo projeto de filtros harmônicos [21] e outros serão requisitadas.

1.4 OBJETIVOS GERAIS

O objetivo geral do presente trabalho é desenvolver e implementar uma modelagem computacional de um sistema de geração fotovoltaica trifásica conectada à rede, juntamente com armazenamento de energia por meios de baterias de íon lítio, onde as baterias são dispostas no barramento CC do SFV, mediante a um interfaceamento via conversor bidirecional híbrido (*Buck e Boost*), o qual dispõe de uma nova estratégia de controle de carga e descarga, uniformizando, assim, a entrega de potência à rede, conforme genericamente ilustrado na Figura 5.

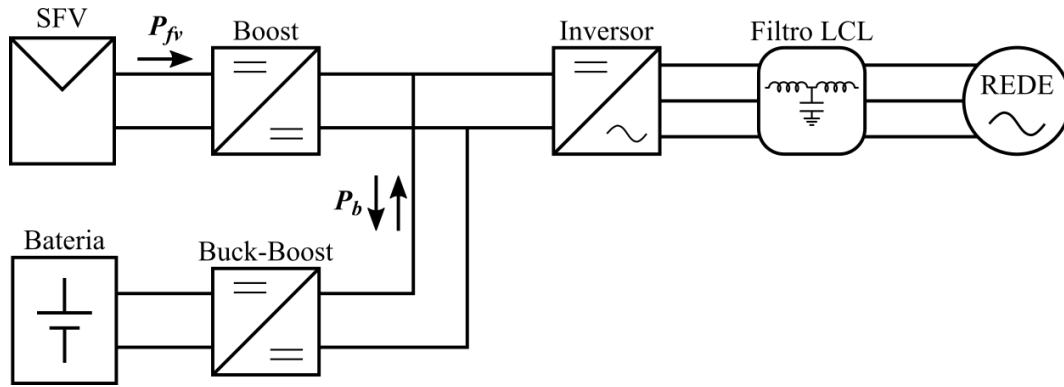


Figura 5- Diagrama do SFV com SAE por meios de baterias.

Fonte: Próprio autor.

Uma vez implementado o modelo no *software MatLab/Simulink*, serão desenvolvidos controles vinculados ao fluxo de potência, de modo a eliminar as oscilações de geração e dando suporte na estabilidade de tensão e frequência à rede. Além disso, objetiva-se realizar o gerenciamento do fluxo de energia armazenada pelas baterias, configurando-as para descarregar toda energia armazenada no horário de pico, desta forma, obtendo um crédito de energia mais elevado. Complementarmente, espera-se avaliar os impactos que este meio de geração pode acarretar aos parâmetros associados à qualidade da energia elétrica, em termos de distorção harmônica, fator de potência, alívio de carregamento da rede (diminuição de perdas ôhmicas) e tensão em regime permanente.

Vale destacar que está sendo empregado uma estratégia de otimização de potência no controle do inversor, onde o inversor poderá fornecer ou absorver energia reativa da rede, caso não esteja operando com fornecimento nominal de potência ativa. Desta forma, a complementação com parcela da energia reativa poderá garantir que o inversor trabalhe com sua capacidade nominal.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos desta tese são:

- Contextualizar e apresentar os principais tipos de arranjos fotovoltaicos;
- Efetuar a modelagem computacional dos principais componentes de um sistema fotovoltaico, incluindo-se: módulo fotovoltaico, conversor CC-CC (*boost*), controle do rastreamento do ponto de máxima potência - *MPPT*, utilização de controles do tipo PI (Proporcional-Integral) e do

tipo P+Res (Proporcional-Ressoante), implementação de inversor do tipo fonte de tensão (*full-bridge*) e seus respectivos controles de tensão e corrente, malha de captura de fase (PLL), filtro de acoplamento do tipo LCL e modelagem do equivalente da rede elétrica;

- Efetuar a modelagem do banco de baterias e o respectivo controle de carga e descarga do conversor híbrido bidirecional *Buck e Boost* deste;
- Desenvolvimento de um modelo computacional, utilizando técnicas de modelagem no domínio do tempo, por meio do *software Matlab/Simulink*, para simulação e análise do comportamento e desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com armazenadores de energia por bancos de baterias;
- Realização de estudos investigativos prévio das partes constituintes do sistema fotovoltaico, e em seguida, de todo o sistema conectado à rede elétrica;
- Implementar o conceito da máquina síncrona virtual (MSV) na estrutura convencional de controle do sistema fotovoltaico trifásico;
- Análise do comportamento da regulação de tensão na rede após a inserção do sistema PV com bateria, além de verificar o comportamento das grandezas como: distorções harmônicas de tensão e corrente, potência ativa, potência reativa, fator de potência, dinâmica da estabilidade de tensão e frequência.

1.6 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

Como a proposta da tese é desenvolver estudos sobre a inserção e controle de armazenadores de energia aplicados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com a estrutura da MSV, o estudo está embasado em simulações no *software Matlab/Simulink*, que permite a modelagem matemática de um sistema elétrico completo, incluindo geração fotovoltaica e bancos de baterias. Neste contexto, torna-se possível analisar o impacto destas fontes de energia na rede, bem como as dinâmicas de controle no sistema. Assim, com a proposta da utilização dos bancos de baterias conjunto à geração fotovoltaica pretende-se reduzir as oscilações características deste sistema de geração, o qual possui grandes variações de potência ao longo do dia, possibilitando até mesmo otimizar a venda da energia

armazenada nos horários de picos e, assim, ter melhores retornos financeiros e contribuir com o sistema elétrico no momento de plena carga.

No que tange à avaliação da dinâmica da estabilidade de tensão e frequência, serão realizados estudos no âmbito de redes com baixo nível de curto circuito por meio da implementação da inércia sintética (baterias) conjuntamente à utilização de estrutura da MSV no controle do SFV. Este sistema, por meio do controle do inversor juntamente com o auxílio do banco de baterias, simulará o comportamento da inércia do eixo de uma máquina síncrona, com intuito de contribuir na estabilidade da rede em momentos que houver um desbalanço de potência entre a gerada e a demandada.

Vale salientar que, nesta tese, abordou-se técnicas mais atuais e sofisticadas de controle de corrente dos inversores fotovoltaicos, onde a estratégia empregada apresenta melhor desempenho na estabilidade do sinal injetado na rede, com menor teor de conteúdo harmônico. Tais técnicas trabalham com as transformadas de Park (mais conhecidos por sistemas DQ0) e as transformadas de Clark (mais conhecidos por sistemas $\alpha\beta 0$). Além disso, foi empregado no controle de corrente, a possibilidade de realizar a gestão de reativo no ponto de acoplamento, lembrando que esta estratégia é apenas possível se o inversor estiver fora da operação nominal da gestão de ativo. Assim sendo, as principais contribuições deste trabalho estão na sequência destacadas:

- Contribuir com a implementação e o estudo de sistemas que permitam a redução do impacto da intermitência causados pela geração fotovoltaica;
- Avanços e melhoria no sistema de controle de despacho de potência para a rede de distribuição e transmissão a partir de geração fotovoltaica;
- Análise inicial do comportamento de armazenadores de energia em sistemas elétricos de potência;
- Proposição de controle capaz de reduzir os impactos gerados à rede elétrica devido a inserção dos atuais modelos de geração FV;
- Melhorias e soluções para a qualidade da energia elétrica no contexto da pesquisa ora focada.

1.7 ESTRUTURA DA TESE

Em consonância com os objetivos expostos, além do presente capítulo introdutório, esta dissertação encontra-se estruturada da seguinte maneira:

CAPÍTULO II – ESTADO DA ARTE

No capítulo II é descrito o estado da arte sobre o tema no qual este trabalho se insere. Assim, são levantadas informações sobre a literatura da temática abordada, além de auxiliar a situar as contribuições e avanços oferecidos por esta tese no contexto descrito. Sendo assim, neste capítulo destaca-se a importância do emprego do inversor com seus respectivos controles, os tipos de sistemas de armazenamento de energia e a estratégia da inércia sintética aplicada aos sistemas fotovoltaicos. Destaca-se também, a Máquina Síncrona Virtual (MSV), que tem por função entregar a potência de forma suave sem exercer alterações bruscas de tensão e de frequência no PAC.

CAPÍTULO III – ARRANJOS FOTOVOLTAICOS E ARMAZENADORES DE ENERGIA: CONCEITOS ELEMENTARES.

Neste capítulo é feita uma abordagem mais profunda sobre a energia solar fotovoltaica. Inicialmente é apresentado o princípio de funcionamento dos painéis e suas respectivas configurações de conexão à rede. Em seguida, é contemplado uma modelagem matemática da célula solar simplificada de fácil aplicação. Ressalta-se que tal modelagem simplificada foi pouco explorada na literatura, no entanto, fornece excelentes resultados quando comparados com os *datasheets* fornecidos pelos fabricantes. Complementarmente, é descrito a modelagem do conversor *boost* juntamente com o algoritmo rastreador do ponto de máxima potência, conhecido por *MPPT*. Por fim, são apresentadas as principais características dos bancos de baterias, seus processos de carregamento e descarga, bem como os principais modelos encontrados no mercado.

CAPÍTULO IV – MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO *SIMULINK*.

Neste capítulo são apresentadas as modelagens matemáticas de todas as partes constituintes do sistema fotovoltaico, assim como, do banco de baterias conectado no barramento CC. Tal conexão será feita por meio de conversor bidirecional tipo *buck* e *boost*. Neste sentido são realizadas simulações iniciais envolvendo o painel fotovoltaico, o conversor CC elevador de tensão (*Boost*), o rastreador do ponto de máxima potência, o

inversor de tensão do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*), o filtro de acoplamento do tipo LCL, a rede elétrica, o controle de corrente e tensão do inversor fotovoltaico e a malha de captura de fase PLL (*Phase Locked Loop*). Em relação aos bancos de baterias, tem-se também, nesta seção, a implementação do conversor híbrido bidirecional *Buck e Boost* e seu respectivo controle de carga e descarga. E finalmente, uma breve abordagem sobre o controle da máquina síncrona virtual e da inércia sintética é apresentada.

CAPÍTULO V – ESTUDOS DE CASO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ACUMULADOR DE ENERGIA CONECTADO À REDE ELÉTRICA.

Na presente seção são realizados três estudos de caso. O primeiro pretende avaliar uma geração distribuída de 10kW com um banco de baterias de 2,5kW. Na sequência, em um segundo caso, utilizando-se este mesmo sistema, pretende-se avaliar o desempenho do controle do inversor com a estrutura da MSV com a inércia virtual advindas das baterias. Enquanto um terceiro estudo de caso contempla uma fazenda solar de 2MW com um aporte de baterias equivalente a 0,3MW, valendo salientar que a estrutura da fazenda solar apresenta pequenas modificações em relação a geração distribuída no que tange à conexão dos painéis fotovoltaicos ao conversor *boost*.

CAPÍTULO VI – CONCLUSÕES.

Este capítulo exhibe as considerações conclusivas sobre o trabalho, com o intuito de sumarizar as suas principais contribuições e apontar eventuais necessidades de investigações futuras na área de pesquisa em foco.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas que foram utilizadas para o desenvolvimento desta tese.

APÊNDICES

Esta tese é constituída de cinco apêndices. O Apêndice A apresenta as linhas de código da lógica do algoritmo P&O. Enquanto o Apêndice B demonstra os projetos do compensador PID utilizado para o controle do conversor boost para os dois estudos de casos. O Apêndice C apresenta estudos complementares aos desenvolvimentos realizados no capítulo 4. São apresentados diversos tipos de controles de cargas em baterias existentes na literatura. O Apêndice D explica a transformação de quadros de referência nas grandezas naturais ABC para DQ0 e para $\alpha\beta 0$. E a transformação do quadro estacionário em síncrono e vice-versa. O Apêndice E segue a parametrização da fazenda fotovoltaica.

Capítulo II

ESTADO DA ARTE

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Como destacado no capítulo introdutório, a intensificação significativa da inserção de fontes renováveis na rede, torna-se imprescindível técnicas para garantir uma boa correlação de operação com as outras fontes de geração e com a própria dinâmica do sistema elétrico. Além disso, destacou-se também a importância da utilização de sistemas armazenadores de energia em conjunto com as fontes renováveis, os quais têm sido uma boa opção para solucionar suas principais contingências.

Neste contexto, o presente capítulo apresenta diversas publicações na literatura sobre o assunto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sistemas armazenadores de energia e estratégias de controles aplicados aos inversores de potência.

2.2 ESTADO DA ARTE E CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Visando oferecer informações gerais sobre os arranjos de geração fotovoltaica de energia elétrica, esta seção encontra-se direcionada para uma caracterização da modelagem do inversor fotovoltaico com suas respectivas estratégias de controle e apresentação dos tipos de sistemas armazenadores de energia.

Em virtude da grande variedade de topologias de inversores fotovoltaicos existentes na literatura, as estruturas de controle também apresentarão diversas configurações, a exemplo do algoritmo de modulação que deve ser específico para cada topologia trabalhada [22]. Tem-se, na Figura 6, uma apresentação de estrutura genérica o hardware e respectiva estratégia de controle para um arranjo de conversão FV.

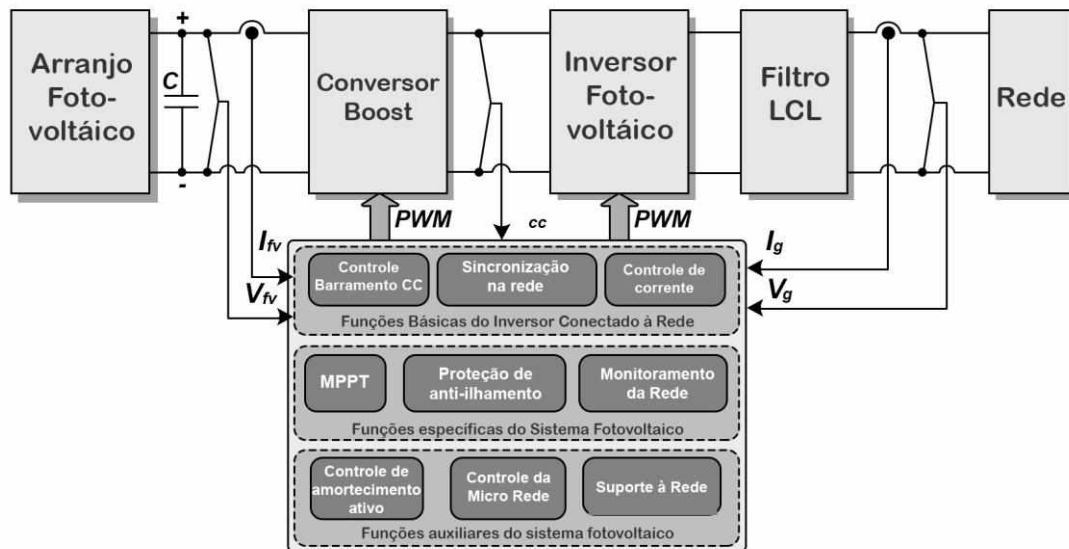


Figura 6- Estrutura de controle genérico para um inversor FV.

Fonte: [22] modificado.

Conforme pode ser observado, nesta figura, três classes de funções de controle podem ser definidas, sendo elas divididas em: classe básica, específica e auxiliar [22]. Estas três classes de funções serão, na sequência, detalhadas.

2.2.1 FUNÇÕES BÁSICAS DO INVERSOR CONECTADO À REDE

- **Controle do Barramento CC**
 - Responsável por manter a tensão do barramento constante diante das perturbações da rede;
 - Contribui para determinar a amplitude da corrente injetada à rede.
- **Sincronização na rede**
 - Possibilita operar com fator de potência próximo ao valor unitário conforme exigido pelas normas, sendo assim, a corrente injetada mantém-se em fase com a tensão e estará na mesma frequência da rede;
 - Garante a suportabilidade a distúrbios de tensão da rede elétrica.

- **Controle de Corrente**

- Fornece a referência da forma de onda de corrente para o modulador de pulsos do inversor;
- Efetua o controle de potência injetada na rede.

2.2.2 FUNÇÕES ESPECÍFICAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

- **MPPT – Rastreamento do ponto de máxima potência**

- Busca drenar a máxima potência do arranjo fotovoltaico para uma determinada condição de entrada (irradiância e temperatura);
- Em geral, apresenta uma eficiência muito alta durante o regime permanente (tipicamente > 99%);
- Rastreamento rápido durante mudanças da irradiância e temperatura (eficiência dinâmica do *MPPT*).

- **Proteção de anti-ilhamento**

- Desconecta o inversor da rede caso os limites de tensão e/ou frequência da rede estejam abaixo do recomendado.

- **Monitoramento da rede e do sistema fotovoltaico**

- Monitorar a incidência de anti-ilhamento;
- Verificar valores de tensão e corrente fornecido pelo arranjo fotovoltaico;
- Verificar a incidência de sombreamento (efeito *hot spot*) sobre as células solares.

2.2.3 FUNÇÕES AUXILIARES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

- **Controle de amortecimento ativo**

- Estratégia aplicada no controle de corrente para mitigar as correntes harmônicas provocadas pelo chaveamento do inversor;

- É uma opção mais atrativa que o amortecimento passivo para estabilizar o sistema sem a adição de perdas na operação.
- **Controle da microrrede**
 - O inversor consegue manter uma rede isolada à rede principal de energia, com ajuda de elementos armazenadores de energia.
- **Suporte à rede**
 - Controle de tensão local;
 - Compensação de reativo;
 - Compensação harmônica.

Sendo supracitadas algumas funções do inversor FV no contexto de proteção e conexão à rede, ressalta-se que as estruturas dos mesmos estão evoluindo a um ritmo elevado, tornando-se cada vez mais adaptado com as exigências da rede de conexão. Nestes termos, por exemplo, neste momento em muitos países é necessário que o ilhamento seja rapidamente detectado e, conseqüentemente, o inversor deve ser desconectado o mais rápido possível da rede para evitar problemas de segurança, especialmente para sistemas fotovoltaicos residenciais [22]. Este controle é conhecido como anti-ilhamento. No entanto, com o alto crescimento dos sistemas FV na integração da rede, é possível que os requisitos da rede mudem, passando a exigir a capacidade de suportar algumas perturbações para manter a estabilidade da rede elétrica. Pode-se citar o exemplo dos parques eólicos, onde esse requisito foi introduzido após um longo período quando sua participação na geração de energia se tornou significativa [22]. É possível que isto venha a ser aplicado em grandes instalações fotovoltaicas conectadas ao sistema elétrico.

A busca pelo elevado desempenho do controle de inversores fotovoltaicos de baixa e média tensão sob condições de tensões de rede desequilibradas e distorcidas é uma realidade imprescindível para o cenário atual, e o cumprimento desta capacidade ainda é um problema desafiador para a comunidade científica. Este elevado desempenho requer a existência de algumas características peculiares no sistema de controle do inversor, sendo elas: informação precisa da tensão no ponto de conexão, com conhecimento da magnitude e fase da componente fundamental de tensão da rede distorcida; e método de controle de corrente a ser adotado [23]. Além disso, o Princípio

do Modelo Interno [24], o qual é fortemente empregado em Controles de Corrente Lineares (CCL), é uma boa tendência para a realização do interfaceamento com redes desequilibradas. Em [22] é apresentada uma classificação de várias topologias de controle de corrente em inversores conectados à rede, assim como apresentado no diagrama da Figura 7.

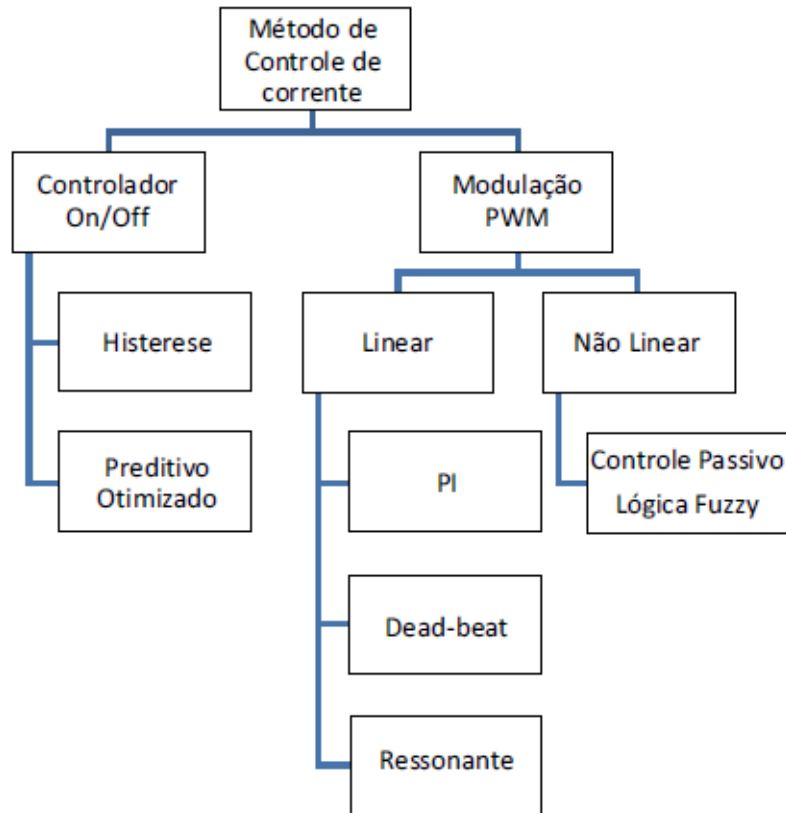


Figura 7- Topologias de controle de correntes em inversores.

Fonte: [19].

Tendo em vista que a estratégia de controle linear é o mais empregado na comunidade científica, a seguir será apresentada uma breve descrição dos três principais métodos de CCL (Controles de Corrente Lineares) empregados nos inversores fotovoltaicos. A Figura 8 ilustra um diagrama típico do inversor fotovoltaico seguido de seu filtro de acoplamento (LCL), com suas respectivas grandezas exigidas pelos sistemas controladores de correntes lineares.

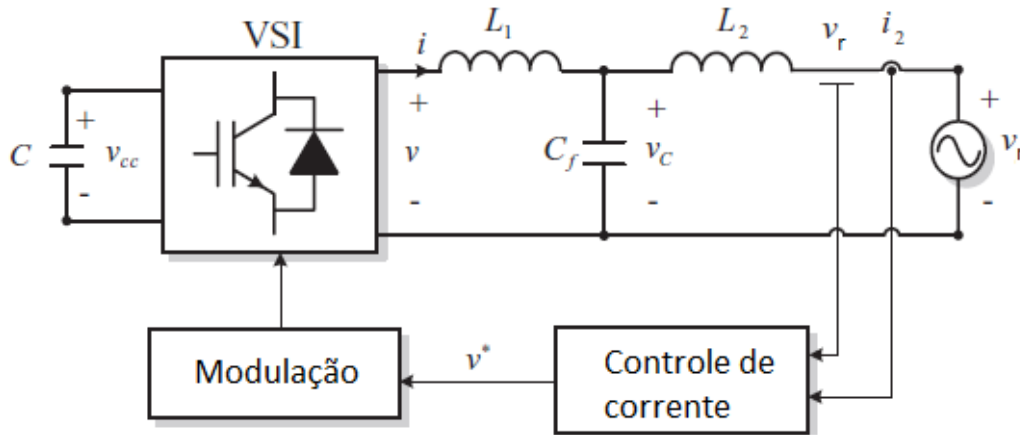


Figura 8- Diagrama do inversor com filtro LCL e detalhes gerais da lógica de controle.

Fonte: [22] modificado.

2.3 CONTROLE DE CORRENTE LINEAR (CCL)

Nas subseções a seguir serão abordados os principais métodos de controle de corrente lineares, sendo estes subdivididos em: controlador PI, *dead-beat* e controlador ressonante.

2.3.1 CONTROLADOR PI

O controle PI clássico com alimentação da tensão de rede [25] é comumente utilizado em inversor controlado por corrente, mas essa solução apresenta duas desvantagens bem conhecidas: a incapacidade do controlador PI de rastrear uma falha na referência senoidal, sem erro em regime permanente e uma fraca capacidade de rejeição de perturbações. Isto é devido ao baixo desempenho da ação integral quando a perturbação consiste em um sinal periódico. A função transferência discreta (G_{PI}) do controlador de corrente PI é definida em (01):

$$G_{PI} = k_p + \frac{K_I}{s} \quad (01)$$

Onde:

K_p é o ganho proporcional;

K_i é o ganho integral.

Pode-se concluir que, o Compensador PI apresenta bons resultados para sinais de referências contínua, no entanto, percebe-se para o caso dos inversores

fotovoltaicos, onde o sinal de referência de controle trata-se de uma onda senoidal (sinal da rede), o desempenho do controlador fica comprometido. Por outro lado, em sistemas trifásicos, as variáveis da rede geralmente são transformadas em parâmetros de quadros rotativos (transformada de Park), mais conhecidos como sistema DQ0, onde o controlador PI leva a resultados bastantes satisfatórios.

2.3.2 CONTROLADOR *DEAD-BEAT*

O controlador *Dead-Beat* pertence à família de controladores preditivos [25]. Estes são baseados em um princípio comum: prever a evolução da quantidade controlada (a corrente) e, com base nessa previsão, escolher o estado do conversor (*ON OFF* preditivo) [26] ou a tensão média produzida pelo conversor (preditivo com um modulador de largura de pulso) [27]. O ponto de partida é calcular sua derivada para prever o efeito da ação de controle. Em outras palavras, o controlador é desenvolvido com base no modelo do filtro e da rede, que é usado para prever o comportamento dinâmico do sistema. O controlador é, portanto, inerentemente sensível a incompatibilidades de modelo e parâmetro.

As informações sobre o modelo são usadas para decidir o estado de comutação do conversor com o objetivo de minimizar as possíveis comutações (previsão *ON-OFF*) ou a tensão média que o conversor deve produzir para anulá-lo. O controlador é definido como "*dead-beat*", no qual o erro no final do próximo período de amostragem é zero. Pode ser demonstrado que é o controlador de corrente mais rápido, permitindo a anulação do erro após dois períodos de amostragem. Porém, devido aos efeitos da amostragem e cálculos computacionais, este controlador introduz um retardo equivalente a um período de amostragem.

A função transferência (G_{DB}) do controlador de corrente *Dead-Beat* é definido por (02) como:

$$G_{DB} = \frac{1 - aZ^{-1}}{b(1 - Z^{-1})} \quad (02)$$

Em que “a” e “b” são dados em (03) e (04) respectivamente:

$$a = e^{\frac{R_T T_s}{L_T}} \quad (03)$$

$$G_{DB} = -\frac{1}{R_T} \left(e^{\frac{R_T T_s}{L_T}} \right) \quad (04)$$

Onde: R_T e L_T são a resistência e a indutância de interface equivalentes vistas pelo inversor, respectivamente.

2.3.3 CONTROLADOR RESSONANTE (RES)

O rastreamento de sinais periódicos e a rejeição de perturbações periódicas são problemas familiares aos especialistas em controle de sistemas [28]. O controle do inversor tem sido tradicionalmente desenvolvido como uma extensão direta do controle de motores elétricos e conversores CC-CC. Em ambos os casos, o ponto de ajuste é um sinal constante, ou seja, a principal perturbação. Em particular, o uso de um quadro rotativo (*Synchronous Reference Frame Control*) permitiu que o controle da corrente CA fosse tratado como o controle das correntes virtuais de corrente contínua (as projeções do vetor de corrente CA em um quadro sincronizado com esse vetor). No entanto, é possível evitar o uso de transformações de estrutura usando um controlador desenvolvido com base no princípio do modelo interno. Este princípio estabelece que é suficiente incluir o modelo da perturbação no controlador para garantir a perfeita rejeição.

A implementação mais direta do princípio do modelo interno é o integrador generalizado de segunda ordem [29]. Este controlador, basicamente, é um integrador duplo que atinge um ganho infinito em uma certa frequência, também chamado de frequência de ressonância, e quase nenhum ganho existe fora dessa frequência. Assim, ele pode ser usado como um filtro *notch* (rejeita faixa) para compensar os harmônicos de maneira muito seletiva.

É possível notar que a ação de alimentação de tensão de rede não é mais necessária. Esta solução foi aplicada com sucesso a inversores fotovoltaicos monofásicos [30]. No entanto, sua implementação trifásica permite uma consideração interessante com relação ao uso do controlador PI em um quadro de referência síncrono. A função transferência do controlador ressonante (G_{Res}) é apresentada em (05) [22].

$$G_{Res} = \frac{2 \cdot K_I \cdot s}{s^2 + \omega^2} \quad (05)$$

Onde:

K_I é o ganho integral;

ω é a frequência de ressonância a ser trabalhada.

A equação (05), quando agrupada com um termo proporcional k_p , fornece ao controlador Res, um ganho infinito na frequência CA de ω , nenhum deslocamento de fase e ganhos em outras frequências. Em relação a parcela k_p , ela é ajustada da mesma maneira que para um controlador PI, e basicamente determina a dinâmica do sistema em termos de largura de banda, margens de ganho e de fase. A função transferência do controlador P+Res (Proporcional-Ressonante) (G_{P+Res}) é apresentada em (6) [22].

$$G_{P+Res} = k_p + \frac{2 \cdot K_I \cdot s}{s^2 + \omega^2} \quad (06)$$

Uma vez explorados os principais métodos de controle de corrente utilizados em inversores fotovoltaicos, a seguir, será abordada a integração de armazenadores de energia com sistemas renováveis de energia. Este assunto permeará toda a tese, aqui apresentada.

2.4 SISTEMAS ARMazenadores DE ENERGIA (SAE)

A necessidade de dispositivos de armazenamento e sua utilização em sistemas de energia tem sido debatida há um bom tempo. Uma visão geral das diferentes tecnologias de armazenamento, aplicações e limitações são discutidas mais detalhadamente em [31], [32]. Neste contexto, pode-se afirmar que a energia elétrica pode ser convertida em várias formas diferentes para o armazenamento, sendo elas apresentadas em [1], como se segue:

- Energia potencial gravitacional com reservatórios de água;
- Ar comprimido;
- Energia eletroquímica em pilhas e baterias de fluxo;
- Energia química em células de combustível;
- Energia cinética em volantes (*flywheel*);
- Campos magnéticos em indutores;
- Campos elétricos em capacitores.

Na Figura 9 tem-se um fluxograma ilustrativo com os respectivos sistemas de armazenamento de energia acima citados.

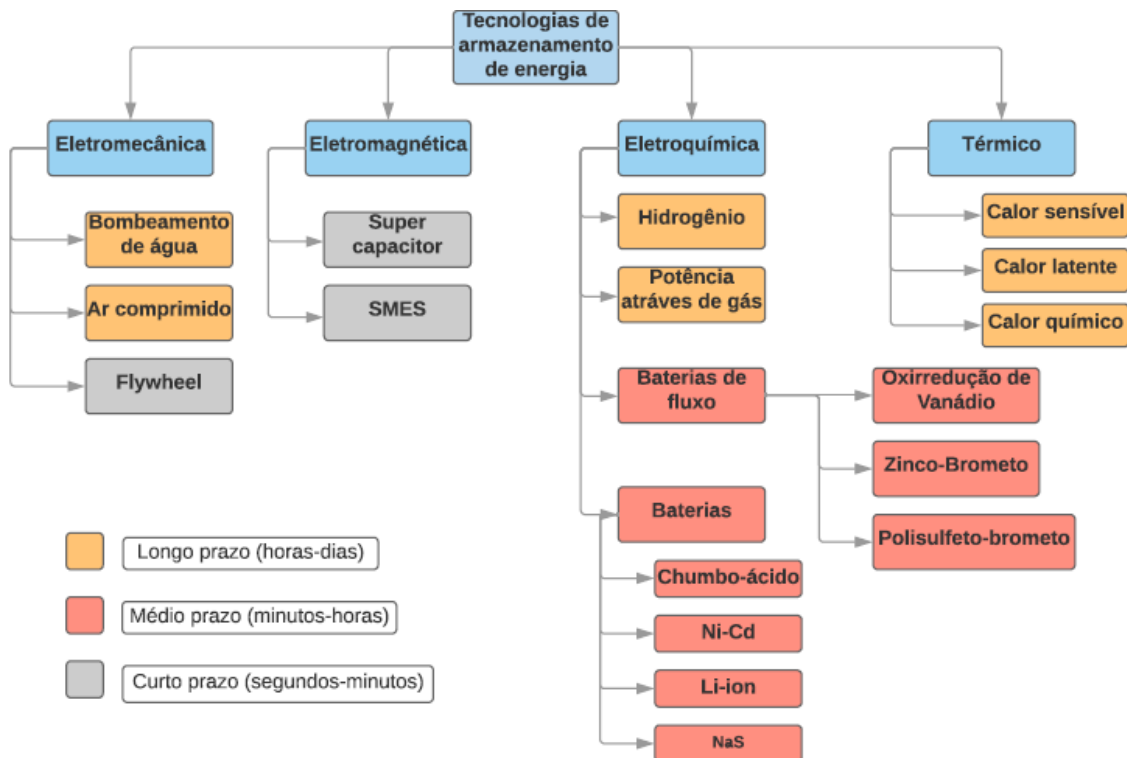


Figura 9 - Fluxograma com os principais tipos de SAE.

Fonte: [1].

Vale ressaltar que o “SMES” citado no fluxograma da Figura 9, o qual se enquadra no tipo de armazenamento por tecnologia eletromagnética, refere-se a *Superconducting Magnetic Energy Storage*.

No contexto mundial, grandes sistemas de armazenamento de energia são utilizados cotidianamente. Tais sistemas contribuem para estabilizar a infraestrutura do fornecimento da eletricidade e minimizar o custo de atendimento aos requisitos de carga no horário de pico. A água, por exemplo, como meio de armazenamento, está em sua forma mais simples em um lago atrás de sua retenção por meio de uma represa. Ao adicionar sofisticados sistemas de bombeamento, a água de um lago ou rio pode ser transferida para outro lago no topo de uma colina. As turbinas motorizadas ao bombear a água para cima, podem ser revertidas e operarem como geradores elétricos, quando a água fluir de volta para baixo, conforme ilustra a Figura 10.

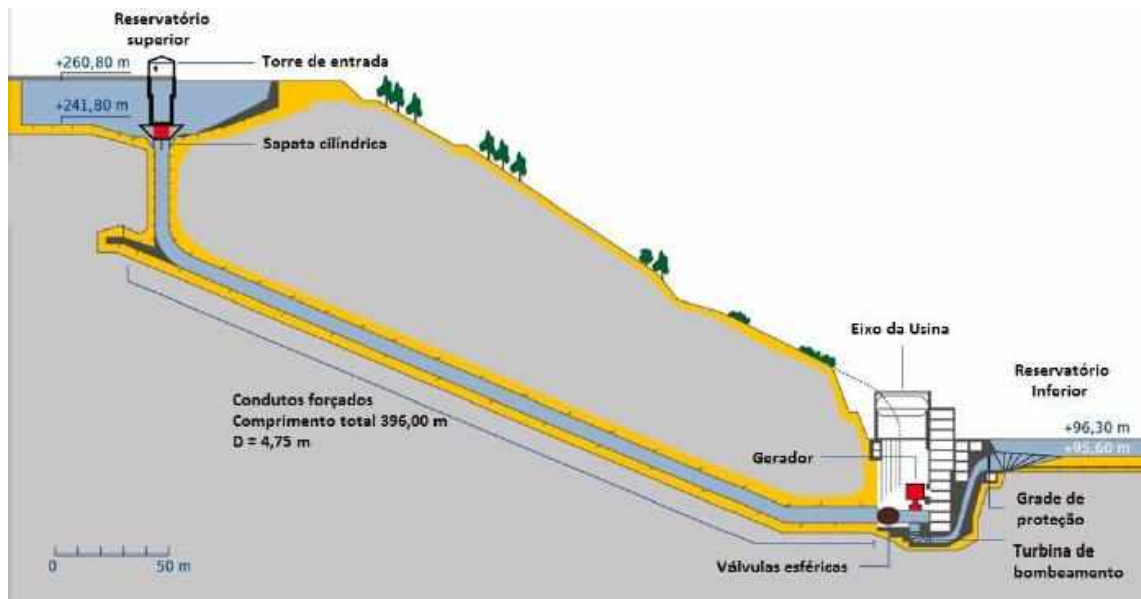


Figura 10- Esquema de SAE por bombeamento de água [1].

Fonte: [1].

Esses sistemas hidrelétricos bombeados, normalmente armazenam o equivalente a centenas de megawatts.hora [MWh] de energia elétrica e, devido à sua grande capacidade de armazenamento, são relativamente baratos com base no custo por quilowatt.hora [kWh]. Esses sistemas normalmente operam em uma base diurna: carregamento com energia barata da concessionária à noite e descarga durante períodos de demanda de pico de carga [33].

Tais sistemas, no entanto, são geograficamente limitados, e a maioria dos locais viáveis já foram explorados. Encontrar novos reservatórios está se tornando cada vez mais inaceitável do ponto de vista ambiental. Com isso em mente, uma ampla variedade de meios de armazenamento alternativos está sendo investigada e desenvolvida. O armazenamento de energia em ar comprimido é proposto quase na mesma escala que o bombeamento de água, mas é igualmente limitado em relação a locais adequados para tal implementação [33].

Como a energia hidráulica bombeada é uma forma prática e econômica de armazenamento de energia em grandes escalas usada em várias partes do mundo, é natural que os desenvolvedores de dispositivos de menor escala procurem imitar seu sucesso fornecendo as mesmas capacidades de troca de carga com horas de eletricidade armazenada. Assim, numa escala muito menor, os sistemas de baterias também foram propostos para o armazenamento de energia em grandes volumes. Essas tecnologias, como baterias de fluxo (também chamadas de células de combustível regenerativas) e baterias de alta temperatura (como sódio-enxofre – NaS), estão demonstrando sua

viabilidade técnica, mas ainda não estão em uso industrial completo [33]. Como tal, eles ainda são fortemente subsidiados por seus desenvolvedores, por agências governamentais e de pesquisa.

Embora os sistemas acima citados atraíam uma atenção considerável, êxitos comerciais reais estão sendo alcançados na extremidade oposta do espectro de armazenamento, com sistemas que armazenam quantidades modestas de eletricidade e fornecem energia por somente alguns segundos ou minutos, em vez de horas. O sucesso mais imediato desses sistemas, reside no fato de que eles estão fazendo o que a geração convencional não pode fazer, reagindo instantaneamente a perturbações do sistema para proteger cargas críticas ou para estabilizar a rede local. Os sistemas de armazenamento em grandes volumes, por outro lado, estão competindo com fontes de geração tradicionais e não alcançarão a viabilidade comercial real até que seus custos sejam reduzidos a um nível competitivo. Em essência, seus custos de ciclo de vida devem ser menores que os dos geradores de energia, como as turbinas a gás.

Sucessos notáveis no armazenamento de energia elétrica incluem sistemas de UPS (*Uninterruptible Power Supply*) de fonte de alimentação de média tensão, fornecendo até 16 MW, usados para proteger instalações industriais inteiras. Outro exemplo, é o sistema de armazenamento de energia por bateria da *Golden Valley Electric Association* (GVEA), descarregando até 46 MW e com um tempo de funcionamento especificado de 15 min [33]. O fator comum destas vantagens empregadas pelos sistemas de armazenamento de energia são as operações em conjunto com as gerações convencionais e alternativas de energia elétrica.

Nota-se que cada vez mais consumidores de grande porte e de processos de produção críticos (onde não pode haver interrupção de energia) estão implementando sistemas de proteção por meios de UPS no nível de média tensão. O desenvolvimento contínuo de retificadores controlados por silício de alta potência (*SCRs*) e transistores bipolares de portas isoladas (*IGBTs*) permitiu que os dispositivos eletrônicos de potência operassem em níveis de potência mais altos, com capacidades de até 20 MVA. Antes da aplicação dos novos dispositivos, os grandes sistemas de média tensão eram baseados em configurações rotativas ou dinâmicas do *no-break*. Esses sistemas são geralmente limitados a alguns segundos de energia do “*flywheel*” e exigem uma operação muito rápida de um gerador de reserva, sendo normalmente, acoplado ao eixo do dispositivo do *no-break* rotativo.

Neste contexto dos armazenadores de energia, ressalta-se a grande importância atual dos Sistemas Armazenadores de Energia por Baterias (SAEB) [33], cujas principais funções encontram-se aqui elencadas:

- **Suporte VAR:** Neste modo, o SAEB fornece suporte de tensão para o sistema de energia, independentemente, da bateria estar sobre o processo de carga ou descarga.
- **Estabilizador no Sistema de Potência:** O SAEB reage para amortecer as oscilações no sistema de potência.
- **Programação Automática:** Este modo é usado para fornecer suporte instantâneo à rede no caso de uma falha de operação do disjuntor em uma linha de transmissão ou em um gerador local.
- **Suporte para aumentos agendados de carga:** Este modo coloca o SAEB em um modo de regulação de frequência e tensão, permitindo que ele atenda à adição programada de grandes cargas motoras.
- **Capacidade de suprimento:** Potência reserva suplementar disponível, deste modo, o alívio de congestionamento da transmissão.

Salienta-se que, devido ao intenso aumento da inserção de fontes de geração não convencionais (eólica e fotovoltaica) no sistema elétrico, cuja saída de energia não pode ser controlada, o emprego dos sistemas armazenadores de energia por baterias teve um crescimento significativo.

Como já foi dito, a energia destes geradores renováveis varia de acordo com a disponibilidade dos recursos. Além disso, muitas dessas fontes geradoras funcionariam como geradores distribuídos. Nesse caso, durante a indisponibilidade da rede, pode ser benéfico operar essas fontes incontroláveis em um modo de ilha.

Diante desta conjuntura, as tecnologias de armazenamento poderiam desempenhar um papel vital na melhoria da estabilidade e confiabilidade geral do sistema de energia e poderiam adiar os custos necessários para melhorar a capacidade de demanda de energia de transmissão. As tecnologias de armazenamento também poderiam desempenhar um

papel importante nos mercados desregulamentados, como fornecer arbitragem e aumentar o valor da energia renovável em alguns desses mercados.

No contexto da geração distribuída, os bancos de baterias otimizam o fluxo de potência, pois permite que a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico possa ser entregue à rede de forma mais constante e equilibrada, evitando grandes quedas no fornecimento de potência, causados por sombreamentos e mudança de irradiância e temperatura no painel [34]. Todavia, otimizações de ordem econômica também devem ser consideradas, ou seja, as baterias aliadas à sistemas fotovoltaicos possibilitam a injeção de energia em momentos de ponta de demanda do sistema elétrico, em que o preço do MWh é mais rentável. Maiores detalhamentos do emprego desta tecnologia serão realizados ao longo desta tese.

2.5 MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL (MSV)

Como já foi mencionado, as fontes de geração renováveis não convencionais possuem características intermitentes, com fluxo de potência descontínuo diante das variações bruscas em pequenos intervalos de tempo [35]. Tais sistemas são conectados na rede elétrica a partir de conversores de potência, em que a potência é fornecida de forma rápida e estática, isto é, todo comportamento da fonte primária de geração é reproduzido na rede elétrica. Deste modo, com muitas gerações renováveis de natureza fotovoltaica e eólica conectas à rede, o sistema elétrico poderá estar sujeito a variações de tensão e frequência [36].

As fontes de geração a partir de geradores síncronos, no que tange a variação da potência fornecida pelo mesmo, não é entregue de forma instantânea. Diferente das fontes renováveis não convencionais (solar e eólica), as máquinas síncronas, devido a inércia presente no rotor e a não utilização de inversores de tensão para a conexão dessa geração à rede elétrica, as mesmas entregam sua potência de forma suave sem exercer alterações bruscas de tensão e de frequência no PAC (ponto de acoplamento comum) [36]. Portanto, a interação entre os conversores de potência presentes nas gerações renováveis não convencionais e o comportamento destes sistemas, são analisadas afim de reproduzir nesses conversores um comportamento semelhante ao existente em geradores síncronos. Neste intuito, são feitas alterações nas estruturas de controle pré-existentes nas fontes renováveis intermitentes. Via de regra, a estrutura de controle empregada a uma geração

renovável é feita no modo fonte de tensão [37], podendo este controle ser imposto de forma direta, isto é, utilizando uma única malha de tensão, ou em modo cascata, adicionando-se assim com uma malha interna de controle de corrente [38]. Todavia, essas estratégias de controle não modificam o comportamento do inversor de tensão, fazendo com que o mesmo ainda ofereça uma quantidade de potência rápida e estática a variações da fonte primária ou do PAC, sendo este comportamento um dos principais agravantes para o uso desses tipos de sistemas em larga escala.

Tipicamente, o método comum de controle aplicado a sistemas de geração eólica e solar tem por objetivo extrair a máxima potência destas fontes e então entregá-la à rede elétrica [38]. A inserção de poucas unidades de geração renovável não convencional à rede elétrica não implica em danos severos a estabilidade do sistema, pois os geradores síncronos convencionais podem atuar como sistemas reguladores e garantir a estabilidade. Contudo, se o nível de penetração desses sistemas aumentar demasiadamente, os geradores síncronos podem ser insuficientes para manter a estabilidade do sistema [39], uma vez que, as características como tensão e frequência no PAC não serão impostas apenas por esses geradores, sendo impostas também pelas gerações não convencionais, incluindo GDs, as quais podem ocasionar variações de tensão, variações de frequência e oscilações entre sistemas conectados a um mesmo PAC. Neste sentido, para contornar tal problema, é necessário controlar os inversores de tensão de modo que os mesmos possam oferecer estabilidade e segurança ao sistema.

Uma perspectiva para viabilizar a estabilidade é aproximar o comportamento do inversor de uma fonte renovável não convencional à um gerador síncrono, isto é, inserir no conversor de potência características inerciais semelhantes as existentes em uma máquina síncrona convencional, desta forma, provendo a continuidade de tensão, frequência e a possibilidade de operar de forma isolada da rede elétrica. Esta nova estratégia de operar um conversor é referenciada na literatura, em sua grande maioria de trabalhos, como máquina síncrona virtual (MSV) ou gerador síncrono virtual (GSV) [40].

Há ainda outra terminologia para indicar tal estratégia como, inércia virtual e controle por decaimento, comumente conhecido por “*Droop Control*” [41] [42]. Essas estratégias são empregadas juntamente com as estruturas da malha de tensão e corrente.

O controle da malha de corrente não garante tensão constante no PAC, ou seja, essa tensão dependerá diretamente das características da rede a qual o sistema renovável for conectado. Já, o controle da malha de tensão garante a tensão do barramento CC do conversor, contudo, a imposição dessa tensão depende diretamente da capacidade de

geração da rede elétrica. Ou seja, em uma rede elétrica de alta capacidade de geração é comum ser considerada um barramento infinito no qual a mesma irá impor a tensão no PAC. Além disso, por mais que o controle de tensão tente impor uma tensão ideal no PAC, a utilização apenas desses controles não permite a operação em modo desconectado da rede elétrica, pois não mantém a frequência (rad/s) no PAC constante.

Diante as limitações das estruturas de controle tradicionais (malha de controle de tensão e corrente) e o crescimento das conexões de fontes de geração de energia renovável oriundos de fontes eólicas e solares, as estruturas de MSV e inércia virtual visam o controle do fluxo de potência entre uma rede primária e a fotovoltaica, assim como operação em modo ilhado e conectado à rede elétrica. Neste contexto, as estruturas podem se adequar ao controle de tensão e de corrente, gerando uma tensão de referência e uma frequência de referência.

No que tange ao modelo da máquina síncrona virtual, o mesmo tem como vantagens: fator de inércia elevado fornecido aos conversores, modelos de implementação simples com operações estáveis e operação em modo ilhado e conectado à rede [43]. Recentemente, os estudos para operações paralelas das gerações renováveis estão focando em métodos mais eficientes e seguros para manter a estabilidade e continuidade do sistema. Em [43] visaram uma estrutura paralela composta por uma rede CC e uma rede CA, modelando uma MSV para garantir a conexão e a estabilidade da rede CC no sistema CA. O Sistema proposto inclui regulação de frequência, controle por decaimento (*droop control*) e sistemas estabilizadores de potência.

Apesar das utilizações de MSV apresentarem uma gama de aplicações em sistemas trifásicos, é factível também a implementação em sistemas monofásicos, mini sistemas domésticos (equipamentos, baterias, etc) e carros elétricos [44]. Já em [45] relataram a implementação de um sistema monofásico bidirecional para carga e descarga de baterias utilizadas em carros elétricos. A estratégia é composta por três malhas de controle se dividindo em impedância virtual, controle de tensão e controle de corrente. Estruturas de controle por decaimento (*droop control*) foram utilizados e realizados testes de operação nos seguintes casos: variação de frequência, variação de potência e modo ilhado. Ainda sobre a referência [45], os autores utilizaram uma plataforma experimental de conexão CA/CC composta por uma fonte CA com tensão de 230 V(rms) e 3,3 kVA. Para oscilações de potência e frequência, o sistema apresentou resultados com variações em torno 2 V da tensão CC entregue à bateria oferecendo características de inércia e atrito ao barramento CC de conexão. Não obstante, para modos de ilhamento o método proposto

apresentou altas oscilações de frequência e decaimentos na tensão da bateria podendo acarretar um desgaste na vida útil da mesma.

Os sistemas de fontes renováveis e os sistemas de armazenamento de energia exercem função de auxílio mútuo, ou seja, o sistema renovável carrega o sistema de armazenamento e este fica responsável por inserir potência e, quando necessário, poderá auxiliar na estabilidade do conjunto. Em [46] sugeriram uma estrutura variável de MSV aplicada a um gerador a diesel e um sistema de baterias. O arranjo proposto opera com uma regulação dos parâmetros da MSV implementada mediante uma variação de carga. O método tem por objetivo preservar a carga das baterias em circunstâncias ideais e conter as oscilações do sistema mantendo estáveis os valores de tensão e de frequência no PAC.

No meio acadêmico, os modelos mais empregados para simular uma MSV são constituídos por um modelo de 2ª ordem referente a equação mecânica de uma máquina síncrona [47], [48]. Comumente, os métodos de simulação da máquina síncrona virtual são abordados considerando uma rede elétrica ideal, sem flutuações e/ou desbalanceamento das tensões no PAC. Essas particularidades melhoram os resultados, no entanto, em algumas situações, os métodos da MSV apresentam comportamento adverso quando são atribuídos os valores reais de uma rede elétrica. Por sua vez, os desequilíbrios das tensões resultam em componentes de sequência negativa que afetam diretamente na oscilação da potência ativa, assim como da potência reativa no PAC. Haja vista as características previamente citadas e os surgimentos das componentes de sequência negativa, em [49] propuseram uma estratégia de controle em cascata que prioriza o controle das componentes de sequência negativa. O diagrama de controle é feito em cascata e subdividido em três malhas de controle, ou seja, potência, corrente e tensão.

2.6 INÉRCIA VIRTUAL

Diferentemente do modelo da Máquina Síncrona Virtual, a Inércia Virtual apresenta apenas um fator de amortecimento, o qual pode utilizar o *flywheel* ou baterias para armazenar energia, além disso, técnicas que reproduzam uma inércia de curta duração para controlar a tensão do barramento CC dos conversores [50] [51].

Embora na maior parte dos trabalhos encontrados na comunidade científica, o controle por Inércia Virtual seja aplicado, principalmente, no suporte de potência ativa à

rede elétrica ou microrredes CA, existe também aplicação dessa estratégia em microrredes CC [52], [53]. O fluxo de energia entre uma microrrede CC e a rede CA é controlado por meio de conversores bidirecionais que garantem a estabilidade da tensão do barramento CC [54]. Todavia, as microrredes CC denotam uma baixa inércia diante à natureza estática dos componentes dos conversores. Deste modo, em conjunto com a intermitência das fontes renováveis não convencionais, como por exemplo os sistemas de energia fotovoltaica e eólica, é possível que ocorra um aumento na flutuação de tensão aferida no barramento CC da microrrede [55].

Em [55] sugeriram uma técnica de controle por Inércia Virtual empregada à uma microrrede CC por meio da utilização dos conversores bidirecionais para simular uma MSV, com o intuito de fortalecer a inércia da microrrede CC, e restringir a flutuação de tensão no barramento CC da referida microrrede. Estudiosos de [55] efetuaram uma simulação de uma geração distribuída de 50 kW com um conjunto de cargas de 50kW de consumo. O complexo divide o barramento CC de uma microrrede por intermédio de um conversor bidirecional, com 700 V de tensão nominal. Nos instantes de elevadas variações de potência demandada no barramento CC - o qual pode alterar o modo de operação do conversor bidirecional - o sistema sem o controle de inércia apresentará variações significativas no barramento CC, ao passo que ao operar com a adição da Inércia Virtual haverá uma suavização na tensão do barramento CC.

Em [56] apresentaram uma estratégia de Inércia Virtual em uma rede CC com cargas constantes. Os autores alegam que a falta de estabilidade nos sistemas CC devido a elevada inserção de fontes renováveis ocorre, essencialmente, pelo comportamento não inercial desses sistemas. Desta forma, os autores simularam um sistema composto por um conjunto de sistemas fotovoltaicos, conectados à uma bateria.

O arranjo de controle proposto, basicamente, é composto por uma malha de potência ativa e, para reproduzir a inércia, é utilizado um ganho adaptativo entre os arranjos de controle de cada sistema. O método é validado em diferentes cenários de ganhos. Ao passo que o valor do ganho aumenta, maior será a inercia em ambos os sistemas e, conseqüentemente, o compartilhamento de potência entre os sistemas é melhorado. Vale ressaltar que, por ser uma rede CC, a bateria utilizada mantém a tensão dentro de um limiar aceitável, portanto o método proposto pelos autores reduz a variação de corrente imposta pela bateria aumentando seu tempo de vida útil.

Os estudos direcionados para a geração de energia elétrica focam no paralelismo entre fontes, utilizando redes CA e CC, onde, destaca-se a inserção de fontes renováveis

e sistemas HVDC na rede. Em 2010, os sistemas HVDC apresentaram um crescimento significativo em operação conjunto com os sistemas armazenadores de energia [57]. Enquanto em [58] empregam o conceito de Inércia Virtual acrescentando um termo derivador à estratégia de controle contribuindo no auxílio a estabilização de frequência. O procedimento é aplicado a duas áreas que usam a configuração CA/CC para transferência de potência.

Os efeitos da Inércia Virtual são reproduzidos a partir dos armazenadores de energia. Diante de uma variação de potência na rede, a tensão do barramento CC do sistema apresentou uma oscilação brusca levando cerca de 0,6 s para estabilizar sem a utilização da Inércia Virtual. Ao utilizar a inércia a oscilação se resume a cerca 0,1 V em torno do valor nominal estabilizando em aproximadamente 0,2 s [58].

Em [59] sugeriram o modelo de Inércia Virtual aplicado em conversores para melhorar transientes de frequência na microgeração. A estratégia emprega o controle por decaimento (*Droop Control*) e atua nos modos ilhado e conectado à rede elétrica. O método foi validado por um sistema composto por 3 fontes de geração distribuída. O sistema operando no modo ilhado, a variação de frequência foi de aproximadamente 0,4 Hz para o modelo proposto (*Droop Control*) e 0,6 Hz com um *overshoot* em torno de 1 Hz sem a aplicação do modelo proposto. Em relação a variação da potência ativa e reativa, os resultados apresentaram a mesma semelhança.

As estratégias de simulação de uma máquina elétrica em um conversor de potência, via de regra, usam técnicas complexas de controle com sistemas de armazenamento de alta potência, que se mal-empregados, podem reduzir o desempenho do sistema e causar gastos adicionais. Na ausência de um armazenador de energia, os métodos de emular uma máquina síncrona limitam-se a capacidade do barramento CC das fontes renováveis intermitentes. Desse modo, em [60] foi proposto uma Inércia Virtual sem apresentar modificações complexas na estrutura de controle, com alimentação do barramento CC da fonte renovável por uma bateria. A estratégia proposta é baseada na relação direta entre a equação mecânica da máquina elétrica e a equação que modela o barramento CC das fontes renováveis intermitentes.

A Inércia Virtual proposta em [60] é validada via resultados experimentais por dois sistemas conectados à rede elétrica. No ensaio experimental, ao ocorrer uma oscilação de 3% de carga, a frequência variou em torno de 0,17 Hz, por outro lado, ao utilizar o método proposto, a variação de frequência foi aproximadamente de 0,14 Hz. Destaca-se também que os pesquisadores concluíram que a estratégia proposta permitiu

uma redução de 12,5 % na variação de frequência. Este resultado foi obtido por meio da variação de carga e modificação do ganho inercial na metodologia simplificada da Inércia Virtual.

Conforme os trabalhos mencionados e a partir dos estudos destacados, entende-se que as estruturas de controle baseadas no modelo de uma máquina síncrona enfrentam grandes problemas diante do crescimento da inserção das fontes renováveis intermitentes conectadas à rede elétrica. Assim, estratégias de controle cada vez mais robustas e sofisticadas estão sendo incluídas nas estruturas de controle convencionais visando melhorar o comportamento do conversor. A princípio, a maioria dos trabalhos se preocupa em reduzir a sobretensão ou sobrecorrente resultante do comportamento do conversor. Não obstante, a vasta quantidade de fontes renováveis não convencionais conectado à rede elétrica apresentam desafios, tais como a operação paralela ou operação ilhada. Diante desta conjuntura, nota-se que grande parte das pesquisas realizadas desde o ano de 2015, começaram a utilizar sistemas de armazenamento de energia para fornecer mais robustez e estabilidade ao sistema elétrico.

Por fim, este trabalho adaptará a estratégia da máquina síncrona virtual ao controle do inversor trifásico, onde emprega-se os controladores ressonantes (quadro de referência estacionário), sendo esta estratégia existente apenas nos controladores PI (quadro de referência síncrono). Além disso, o controle de carga e descarga das baterias de íon lítio, proposto neste trabalho, operará em conjunto com a estratégia de gestão de reativo, a qual será imposta no inversor.

Capítulo III

ARRANJOS FOTOVOLTAICOS E ARMAZENADORES DE ENERGIA: CONCEITOS ELEMENTARES

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Notadamente, ao longo dos últimos tempos, a dependência de nossa sociedade para com a eletricidade aumentou, assim como a preocupação de como suprir a crescente demanda de energia elétrica de maneira sustentável. A questão ambiental circunda diversos segmentos e, nesse sentido, o setor elétrico também precisa adaptar seus mecanismos de maneira a buscar a redução de impactos ambientais. Com o intuito de reduzir a dependência em relação aos combustíveis fósseis, iniciou-se uma grande investigação por alternativas renováveis para produção de energia, ao mesmo tempo em que o uso consciente da energia elétrica se tornou importante e bem estimulado.

Neste contexto, no que tange a energia solar, foco desta tese, é factível afirmar que esta pode ser aproveitada de várias maneiras, sendo de forma direta ou indireta, podendo ser utilizada, até mesmo, no processo de produção de energia elétrica, em localidades onde não há atendimento elétrico convencional, constituindo-se assim, em uma alternativa viável quando comparada com a expansão da rede elétrica ou uso de geradores a diesel. A Figura 11 apresenta um organograma que indica os principais tipos de aproveitamentos de energia solar [61].

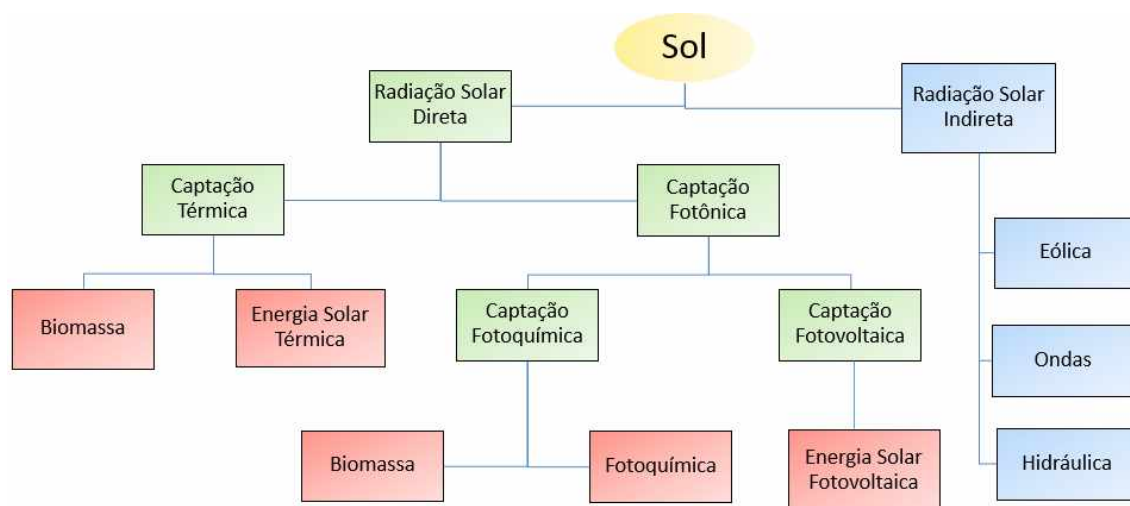


Figura 11- Organograma das formas de aproveitamento da energia solar.

Fonte: Próprio autor.

Como foi observado no organograma o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Em outras palavras, as fontes de energia, em geral, são derivadas da energia do sol. Neste contexto, excetua-se a energia geotérmica, a energia das marés e a nuclear (fusão e fissão), sendo esta última também a responsável pelo surgimento da energia solar.

Complementarmente, sabe-se que a aplicação de elementos armazenadores de energia em sistemas fotovoltaicos e fontes renováveis de uma forma geral, conforme já dito, auxiliam na redução dos impactos da intermitência dessa geração. É notado que a tecnologia de armazenamento de energia tem ganhado bastante destaque, provendo o desenvolvimento de diversas tecnologias de baterias, com maior densidade de energia e maior ciclo de vida [62].

Portanto, tendo por foco a tese ora estruturada, faz-se necessária maiores pesquisas voltada ao estudo de armazenadores de energia agregados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Assim, o Brasil, nesses últimos anos, tem investido para mudança do sistema elétrico por meio do desenvolvimento de tecnologias de geração distribuída, integração de fontes renováveis na rede básica e pesquisas para utilização de armazenadores de energia [63].

Assim, neste Capítulo desta tese, serão apresentados conceitos elementares do funcionamento e modelamento matemático e computacional de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia.

3.2. DIAGRAMA GERAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

A Figura 12 exibe o diagrama resumido de um sistema fotovoltaico, o qual é basicamente composto pelo arranjo de painéis, o conversor CC-CC do tipo elevador de tensão (Boost), o barramento CC, o inversor trifásico e o filtro de interface entre o conversor e a rede

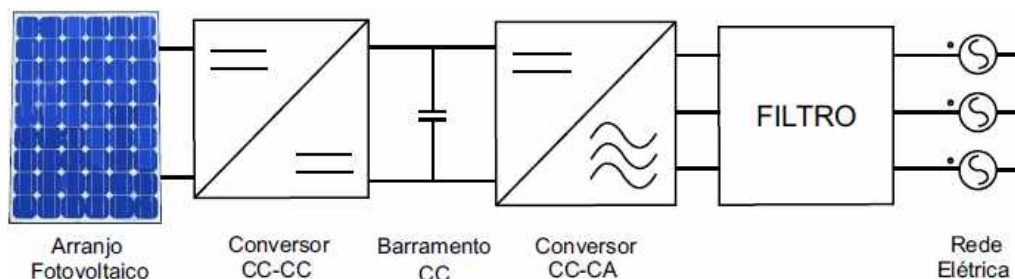


Figura 12- Diagrama resumido de um sistema fotovoltaico.

Fonte: [19].

Sistemas de geração fotovoltaica para conexão com a rede elétrica costumam apresentar quatro arranjos distintos, a saber: a) módulo integrado, b) em linha (string), c) multilinhas (multistring) e d) inversor central, os quais estão representados na Figura 13.

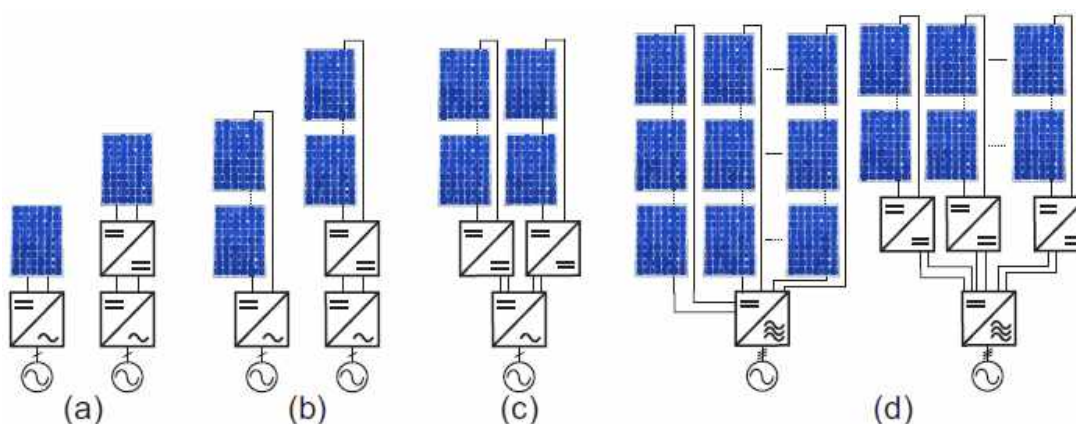


Figura 13- Configuração de arranjos fotovoltaicos: (a) módulo integrado; (b) *strings*; (c) *multistring*; (d) inversor central.

Fonte: [19].

Assim, conforme definido em [19], [22], tais configurações são melhor explanadas como se segue:

- Módulo Integrado: potência típica entre 50–400W, utilizado em pequenas plantas fotovoltaicas (um único painel).
- Inversor em *String*: potência típica entre 0,4 – 2kW, para pequenas plantas fotovoltaicas com painéis conectados numa única *string*.

- Inversores *Multistring*: potência típica entre 1, 5 – 6kW, para plantas fotovoltaicas conectadas costumeiramente em duas *strings*.
- Mini-Inversor Central: potência típica superior a 6kW, para plantas fotovoltaicas com topologia trifásica utilizadas em grandes coberturas ou em pequenas Usinas Solares.
- Inversor Central: potência típica entre 100 – 1000kW, para plantas fotovoltaicas com topologia trifásica utilizadas em grandes Usinas Solares.

3.3.PAINEL FOTOVOLTAICO

Dispositivos fotovoltaicos convertem a energia solar diretamente em eletricidade, sendo a célula solar fotovoltaica o elemento fundamental da geração. As células agrupadas formam módulos fotovoltaicos. O conjunto de módulos produzem conjuntos ou arranjos fotovoltaicos, que geralmente são conectados à conversores eletrônicos para serem devidamente integrados à rede. Tradicionalmente, a célula fotovoltaica utilizada nos estudos é descrita em (07), e seu respectivo circuito equivalente na Figura. 14 [64].

$$I = I_{ph} - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{AKT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_p} \quad (07)$$

Em que: R_s e R_p são, respectivamente, as resistências série e paralela da célula; I é a corrente de saída da célula; I_{ph} é a corrente fotogerada; I_o é referente a corrente de saturação do diodo; e representa a carga elétrica elementar de $1,6 \times 10^{-19}$ Coulomb [C]; V é a tensão nos terminais da célula; K é a constante de Boltzmann, $1,38 \times 10^{-23}$; T é a temperatura absoluta em Kelvin [K] e; A é o fator de idealização, o qual assume valores de 1 a 5 [65].

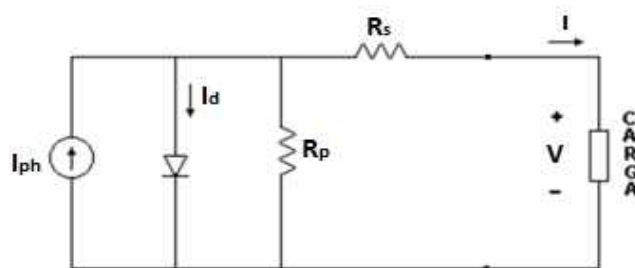


Figura 14- Modelo real da célula solar.

Fonte: Próprio autor.

Não existe um único modelo, neste momento, capaz de representar com precisão todas as células solares fotovoltaicas. Na referência [65] foram abordados três modelos típicos de células fotovoltaicas, sendo que o modelo mais completo e mais utilizado demanda grande volume de informações do fabricante, tornando sua aplicação bastante difícil e restrita. Para esta tese foi adotado o terceiro modelo citado no referido trabalho, devido, fundamentalmente, à sua menor complexidade em relação aos outros dois modelos. Apesar de pouco explorado na literatura, o modelo simplificado pode fornecer resultados de mesma qualidade do modelo mais complexo, com a vantagem de os dados serem mais acessíveis. Sua representação matemática é indicada em (08).

$$I = I_{sc} \left(1 - C_1 \left\{ e^{\left[\frac{V}{C_2 V_{oc}} \right]} - 1 \right\} \right) \quad (08)$$

Em que

$$C_1 = \left[1 - \left(\frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \left\{ e^{\left[\frac{-V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right]} \right\} \right] \quad (09)$$

e

$$C_2 = \left[\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right) - 1 \right] \left[\ln \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \right]^{-1} \quad (10)$$

A utilização da equação (08) resulta em um erro considerável na intensidade de luz acima de duas constantes solares (C_1 e C_2). Para contornar esta questão, a investigação empírica revelou que um melhor entendimento entre as características calculadas e reais pode ser obtido em intensidades mais altas, conforme mostra em (11).

$$I = K_6 - \left[e^{(K_4 V^m - K_5)} \right] \quad (11)$$

Expressando as constantes (K_4 , K_5 e K_6) em termos dos três pontos característicos das células (I , I_{sc} e V) resulta em (12).

$$I = I_{sc} \{ 1 - C_3 [e^{(C_4 V^m)} - 1] \} \quad (12)$$

As constantes m , C_4 , C_5 e C_6 são definidas nas equações (13) a (16), respectivamente.

$$m = \left[\frac{\ln\left(\frac{C_5}{C_6}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}}\right)} \right] \quad (13)$$

$$C_4 = \frac{C_6}{(V_{oc})^m} \quad (14)$$

$$C_5 = \ln \left\{ \frac{[I_{sc}(1 + C_3) - I_{mp}]}{(C_3 \cdot I_{sc})} \right\} \quad (15)$$

$$C_6 = \ln \left[\frac{(1 + C_3)}{C_3} \right] \quad (16)$$

A constante C_3 não pode ser expressa em termos dos três pontos característicos, porém por meio de tentativa e erro, verificou-se que um valor de 0,01175 para C_3 produz o mínimo de erros na gama de irradiância e temperatura considerada [65]. Com este valor substituído por C_3 , as expressões referentes às outras constantes são reduzidas, como mostrado nas equações (17) a (20).

$$C_6 = 4,46 \quad (17)$$

$$m = \left[\frac{\ln\left(\frac{C_5}{4,46}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}}\right)} \right] \quad (18)$$

$$C_4 = \frac{4,46}{(V_{oc})^m} \quad (19)$$

$$C_5 = \ln \left[\frac{(0,01175 \cdot I_{sc} - I_{mp})}{(0,01175 \cdot I_{sc})} \right] \quad (20)$$

A curva ou o modelo celular, descrita em (12) corresponde a uma curva I-V de referência arbitrária. Ela é válida somente em um nível de irradiância e temperatura. Para torná-la, aplicável a outros níveis de irradiância e temperatura são utilizadas as equações de (21) a (26) [65]- [66].

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (21)$$

$$\Delta I_{sc} = I_{sc} \cdot \left(\frac{S}{S_{ref}} - 1 \right) + \alpha \cdot \Delta T \quad (22)$$

$$\Delta I_{mp} = I_{mp} \cdot \left(\frac{S}{S_{ref}} - 1 \right) + \alpha \cdot \Delta T \quad (23)$$

$$\Delta V = \beta \cdot \Delta T - \Delta I_{sc} \cdot R_s \quad (24)$$

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (25)$$

$$I_{new} = I_{ref} + \Delta I \quad (26)$$

Em que:

- V - Tensão nos terminais da célula;
- V_{oc} - Tensão de circuito aberto;
- V_{mp} - Tensão de máxima potência;
- V_{ref} - Tensão nas condições de referência;
- I - Corrente de saída da célula;
- I_{sc} - Corrente de curto-circuito;
- I_{mp} - Corrente de máxima potência;
- I_{ref} - Corrente nas condições de referência;
- α - Coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência (A/°C);
- β - Coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência (V/°C);
- R_s - Resistência serie da célula;
- S - Irradiância solar total no plano do gerador fotovoltaico (W/m²);
- S_{ref} - Irradiância solar de referência (1000 W/m²);
- T - Temperatura da célula solar (°C);
- T_{ref} - Temperatura de referência da célula solar (25°C).

Com o modelo elétrico da célula solar apresentada em (12), pode gerar curvas características do módulo fotovoltaico. Curvas os quais, representam o comportamento de operação do módulo para determinados valores de irradiância e temperatura. A partir

desta curva são definidos os parâmetros de qualidade e desempenho dos módulos que podem ser úteis para estabelecer os valores de dimensionamento do sistema fotovoltaico. A Figura 15 apresenta uma representação gráfica da curva característica do módulo fotovoltaico, que possui alguns pontos importantes: ponto de máxima potência (V_{mp} , I_{mp}), tensão de circuito aberto (V_{oc} , 0) e corrente de curto-circuito (0, I_{sc}).

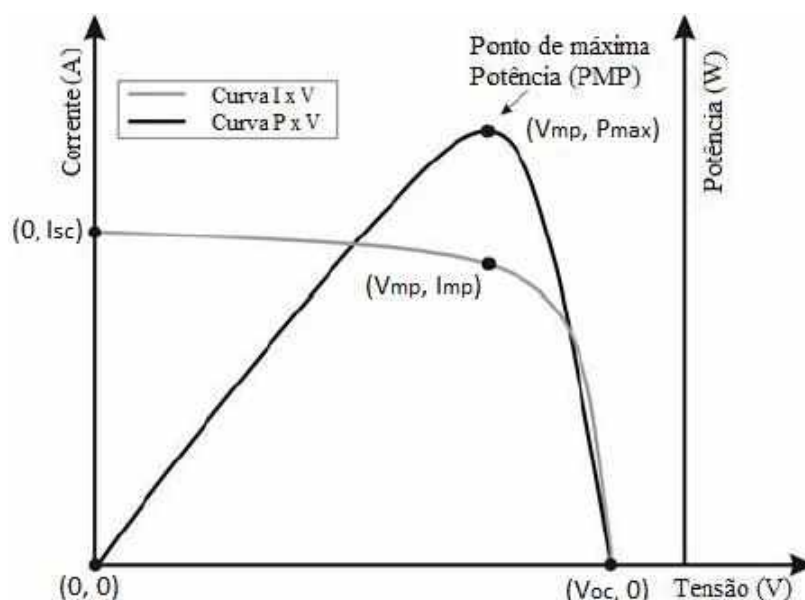


Figura 15- Curva característica do módulo fotovoltaico.

Fonte: [63].

A título de exemplificação, a Tabela 4 apresenta os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico SunPower SPR-315E-WHT-D que são dados fornecidos pelo fabricante.

Tabela 4- Principais parâmetros do módulo SunPower SPR-315E-WHT-D

Dados do Fabricante			
V_{mp}	54,7 V	$P_{m\acute{a}x}$	315 W
V_{oc}	64,6 V	α	0,0035 A/ K
I_{mp}	5,76 A	β	-0,1766 A/ K
I_{sc}	6,14 A	--	--

Vale ressaltar que a resistência série (R_s) muitas vezes não é fornecida pelo fabricante, e uma das razões para este fato, reside na dificuldade em realizar a medição desta grandeza com precisão. Neste trabalho, a resistência série foi determinada através de um *software* livre, denominado *PV-Analysator* atribuindo um valor de 0,6 ohm conforme ilustra a Figura 16.

Figura 16- Interface do software *PV Analysator*.

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 17 são apresentadas as curvas I-V (Corrente- Tensão) da folha de dados do fabricante para quatro níveis de irradiância solar (1000, 800, 500 e 200 W/m²) fixadas em 25°C e uma curva de 1000 W/m² em 50°C. Além disso, nesta mesma figura são ilustrados os resultados oriundos da simulação.

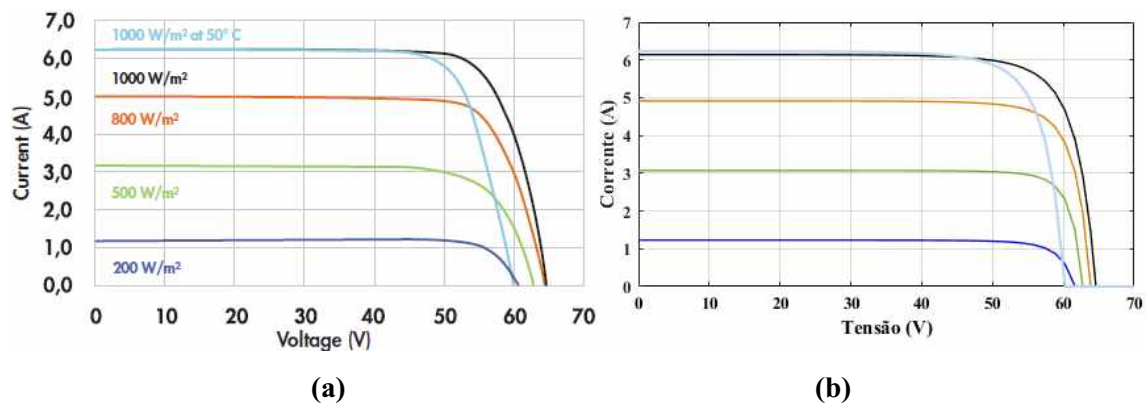


Figura 17- Curva I-V em vários níveis de irradiância: (a) dados fornecidos pelo fabricante; (b) resultados advindos das simulações.

Fonte: Próprio autor.

Percebe-se na Figura 17, que a corrente do módulo fotovoltaico é fortemente dependente da irradiância, enquanto a tensão do módulo é minimamente influenciada por este fator. Vale também destacar que, a modelagem da célula fotovoltaica utilizada apresentou uma resposta bastante satisfatória (Figura 17.b), visto que o fabricante adota

uma tolerância de 3% a 5% dos valores fornecidos. A Figura 18 apresenta as curvas P-V (Potência-Tensão) para os quatros níveis de irradiância, com a temperatura fixa em 25°C.

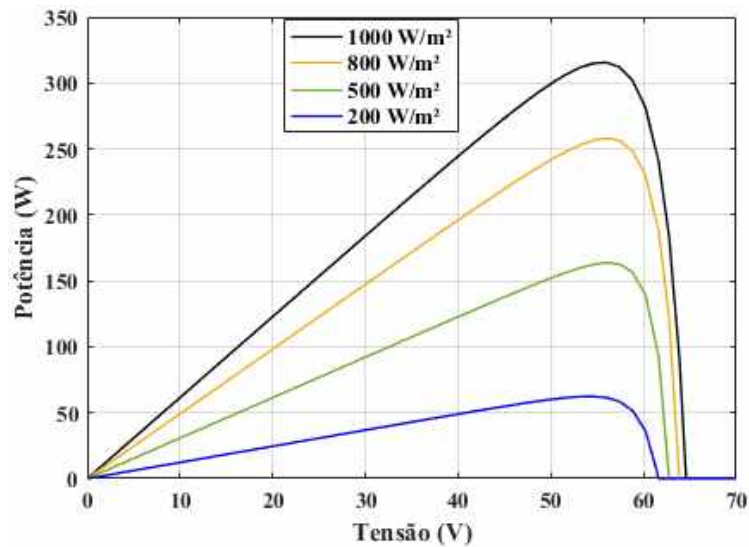


Figura 18- Curvas de potências em vários níveis de irradiância.

Fonte: Próprio autor.

Conforme ilustra a Figura 18, com a diminuição da irradiância, ocorre uma redução da eficiência do módulo (potência gerada reduzida). A Figura 19 mostra as curvas I-V, em três temperaturas distintas geradas pelo modelo desenvolvido no *Simulink*. Neste caso, a irradiância solar manteve-se fixa em 1000W/m² e a temperatura variou em intervalos de 25°C.

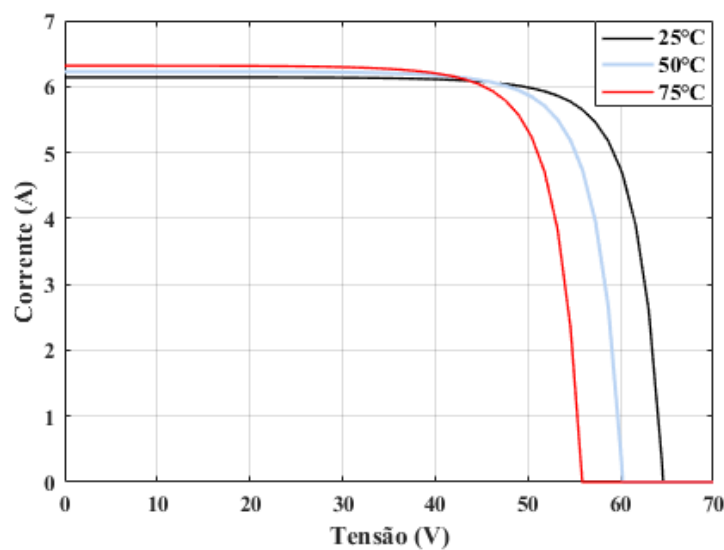


Figura 19- Curvas I-V em três temperaturas distintas.

Fonte: Próprio autor.

Ao contrário do que foi observado na Figura 17, quando da variação da irradiância, a corrente sofre pouca influência com a alteração da temperatura, enquanto a tensão mostrou-se o contrário, ou seja, apresentou uma variação significativa. Assim com o aumento da temperatura, há uma pequena elevação, tanto na corrente de operação (I_{mp}), quanto na corrente de curto-circuito (I_{sc}), ao mesmo tempo em que há uma redução significativa na tensão, seja ela de operação (V_{mp}) ou de circuito aberto (V_{oc}).

A Figura 20 apresenta as curvas P-V para as três temperaturas distintas com a irradiância fixa em 1000W/m^2 . Observa-se que com o aumento da temperatura a potência fornecida pelo módulo é reduzida consideravelmente, pois vale lembrar que, as células fotovoltaicas são constituídas por semicondutores [13], [67]- [68].

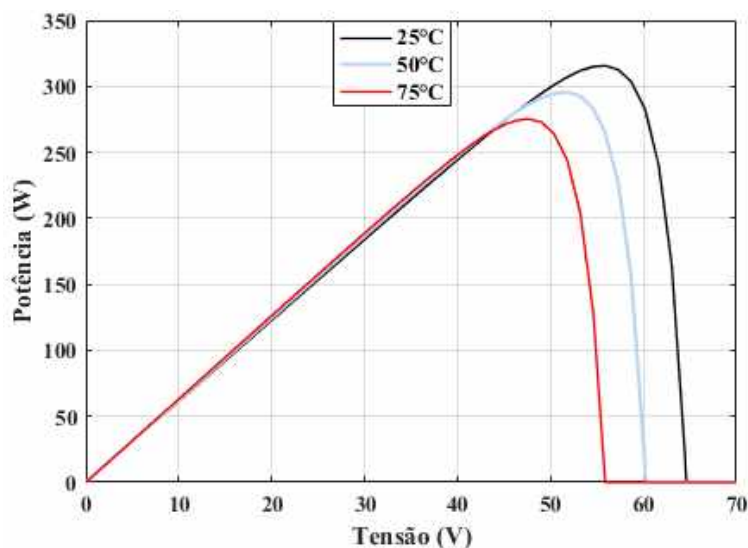


Figura 20- Curvas P-V em três temperaturas distintas.

Fonte: Próprio autor.

A fim de verificar a potencialidade da modelagem da célula fotovoltaica, a Tabela 5 apresenta uma comparação entre os valores obtidos pela simulação com os dados fornecidos pelo fabricante, na condição de 1000W/m^2 , em 25°C .

Tabela 5- Comparação entre os dados do fabricante (SunPower SPR-315E-WHT-D) e a simulação

	Dados do Fabricante	Resultados da simulação	Erro (%)
V_{mp}	54,7 V	54,69	0,018
V_{oc}	64,6 V	64,6	0,0
I_{mp}	5,76 A	5,769	0,156
I_{sc}	6,14 A	6,14	0,0
$P_{m\acute{a}x}$	315 W	315,5	0,159

Diante dos resultados evidenciados na Tabela 5, nota-se que as respostas da simulação estão bastante próximas dos valores fornecidos pelo fabricante, lembrando que a tolerância permitida é de 3 a 5% na variação dos resultados, conforme comumente informado nos *datasheets* de fabricante. Logo, a simulação está dentro de padrões aceitáveis.

Os painéis fotovoltaicos podem ser aplicados de várias formas, em alguns casos a tensão disponível no painel é aplicada diretamente nas cargas. Porém, a alimentação dessas cargas deve ser em corrente contínua (CC), pois o painel produz energia CC. De forma geral, os SFV possuem conversores eletrônicos que podem alimentar cargas na forma de tensão alternada (CA) e dessa maneira também podem ser integradas na rede elétrica quando atendem os requisitos de tensão, frequência e distorção [69].

3.4.CONVERSOR ELEVADOR DE TENSÃO (*BOOST*)

Os conversores de potência são elementos importantes para os sistemas de geração fotovoltaica, pois têm a função de adequar as grandezas físicas de uma certa etapa para a próxima, como é o caso dos conversores *boost*, que permite elevar a tensão fornecidos pelo arranjo fotovoltaico para uma faixa adequada de operação do inversor, além de, permitir a operação dos painéis no ponto de máxima potência, onde o algoritmo de controle, é aplicado no ajuste de chaveamento do conversor *boost*. Já a etapa do inversor, (conversor CC-CA) permite a conexão de todo o sistema à rede, transformando o sinal contínuo em sinal alternado.

A Figura 21 apresenta a configuração de um conversor *boost* aplicado aos terminais de saída de um módulo fotovoltaico.

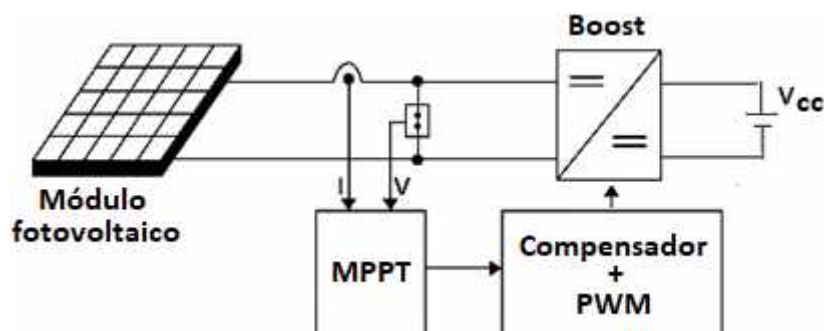


Figura 21- Conversor *boost* com MPPT conectado ao módulo fotovoltaico

Fonte: Próprio autor.

O conversor CC-CC possui tensão de saída constante e tensão de entrada variável, o que permite a regulação do ponto de operação do dispositivo. O bloco de controle do *MPPT* monitora a potência para operação do sistema no ponto de máxima potência (PMP).

3.4.1 PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (PMP)

A potência fornecida pelo painel pode sofrer variações ao longo do dia, que são causadas por efeitos temporais, como sombreamento parcial ou total, insolação, nascer e pôr do sol. Esses fatores alteram o ponto de operação do sistema, mudando a curva característica de tensão e de corrente do painel que, por conseguinte altera seu ponto de máxima potência [70]. Assim, é necessário rastrear o ponto de máxima potência naquele instante para obter o máximo rendimento em todas as situações práticas. Destaca-se que o controle de rastreamento da máxima potência (mais conhecido por *MPPT- Maximum Power Point Tracking*) será abordado na subseção 3.4.3.

A variação da irradiância sobre o painel traz maior influência sobre a corrente, enquanto que, a variação na temperatura traz maior influência sobre a tensão do painel como pode ser visto na Figura 22. É notado a linearização dos pontos de máxima potência em relação a irradiância e temperatura respectivamente. É possível fazer uma linearização de todos esses pontos e até mesmo uma interpolação para obter pontos de máxima potência que não estão evidenciados nas curvas V-I [71].

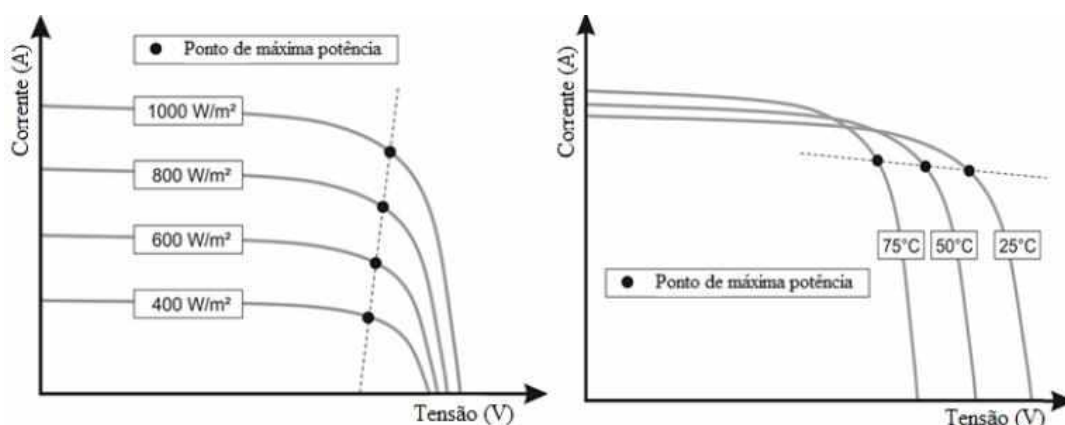


Figura 22- Linearização dos pontos de máxima potência do módulo FV.

Fonte: [63].

3.4.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO CONVERSOR *BOOST*

O diagrama elétrico do conversor *boost* é apresentado na Figura 23. Quando a chave S conduz, a corrente dos módulos FV aumenta armazenando energia no indutor L . Quando a chave S é aberta, o diodo (Di) é diretamente polarizado, e a energia armazenada no indutor é transferida para a carga [72]. A tensão de saída (V_o) será o resultado adicional da energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico e da energia armazenada pela indutância.

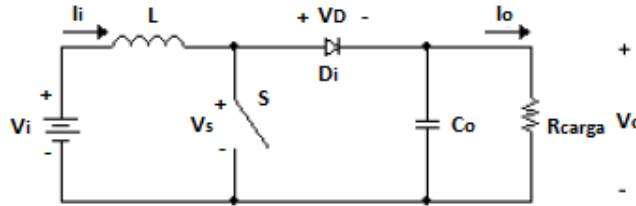


Figura 23- Circuito equivalente do conversor *boost*.

Fonte: [13].

O período de chaveamento da chave S é definido a partir de (27):

$$T_s = \frac{1}{F_s} \quad (27)$$

Em que:

F_s - Frequência de chaveamento;

T_s - Período de chaveamento.

A razão entre o intervalo de condução da chave S (t_f) e o período de chaveamento (T_s) é definida pela razão cíclica (D) (*duty cycle*) ou ciclo de trabalho (*duty ratio*), assim, sua expressão em (28) é:

$$D = \frac{t_f}{T_s} \quad (28)$$

A razão cíclica varia de 0 a 1. Como a tensão média sobre o indutor deve ser nula para um período de chaveamento T_s , pode-se escrever em (29) e (30):

$$\frac{1}{T_s} \int_0^{DT_s} V_i dt = \frac{1}{T_s} \int_0^{(1-D)T_s} (V_o - V_i) dt \quad (29)$$

$$1 - D = \frac{V_i}{V_o} \quad (30)$$

A relação entre a tensão de saída e a tensão de entrada é definida pelo ganho estático. Esta relação, evidenciada em (30), é de extrema importância para o controle do conversor *boost*, deste modo, este trabalho assumiu o ganho estático a partir da referência de tensão de entrada (V_i) do conversor, que corresponde a tensão de saída do arranjo fotovoltaico. O cálculo dos componentes do conversor *boost* deve seguir os procedimentos indicados nas referências [73] e [74], considerando-se o modo de condução contínuo (MCC).

Para a determinação do indutor do conversor *boost*, resta apenas o cálculo da ondulação (*ripple*) da corrente, que neste trabalho será adotada igual a 50%. Em (31) é mostrado este cálculo [13] - [75].

$$\Delta I = 0,50 \cdot I_i \quad (31)$$

Lembrando que a corrente I_i é dada pela razão da potência de entrada do conversor pela sua tensão de entrada, em outras palavras, pela potência e tensão nominais entregue pelo arranjo fotovoltaico. Finalmente, com todos os parâmetros determinados e com base na razão cíclica D , pode-se calcular o valor do indutor (L_{boost}) do conversor *boost*, conforme exhibe em (32).

$$L_{boost} = \frac{V_{mp} \cdot D}{f_{chaveamento} \cdot \Delta I} \quad (32)$$

Pra certificar que o conversor *boost* não opere no modo descontínuo, é interessante verificar que a indutância calculada em (32) seja maior que a indutância crítica fornecida em (33).

$$L_{min} = \frac{D(1 - D)^2 R}{2 \cdot f_{chaveamento}} \quad (33)$$

Comumente não é da topologia do conversor *boost* possuir um capacitor em sua entrada, mas, com o intuito de diminuir a ondulação de tensão na entrada do conversor, coloca-se um capacitor em paralelo com o arranjo fotovoltaico.

Logo, para o cálculo do capacitor de entrada C_i mínimo, adota-se um valor de *ripple* máximo de 1% sobre a tensão de entrada, indicado em (34):

$$C_{i_min} \geq \frac{I_i \cdot D}{f_s \cdot 0,01 \cdot V_i} \quad (34)$$

Dessa maneira, define-se o valor mais próximo de capacitor eletrolítico comercialmente disponível: $100 \mu F/385 V$. Para o cálculo do capacitor de saída do *boost*, ou a tensão de entrada do inversor, será utilizada em (35). Em que, ΔV_{cc} representa a ondulação de tensão do barramento CC e V_{ca_pico} a tensão de pico da rede CA.

$$C_o = \frac{\left(\frac{\sqrt{2} \cdot M}{V_{ca_pico}} - \frac{1}{\eta \cdot V_o} \right) \cdot P_{saída}}{4 \cdot \pi \cdot f \cdot \Delta V_{cc}} \quad (35)$$

Vale ressaltar que o fator de modulação (M), pode ser encontrado com a relação da tensão de pico do lado CA com a tensão do barramento CC, conforme evidenciado em (36).

$$M = \frac{V_{ca_pico}}{V_{cc}} \quad (36)$$

O conversor *boost* foi implementado no *Matlab/Simulink* a partir da utilização dos seguintes elementos discretos: capacitores de entrada e saída; indutor e chave IGBT. A Figura 24 ilustra a implementação do conversor *boost* realizada no *Simulink*.

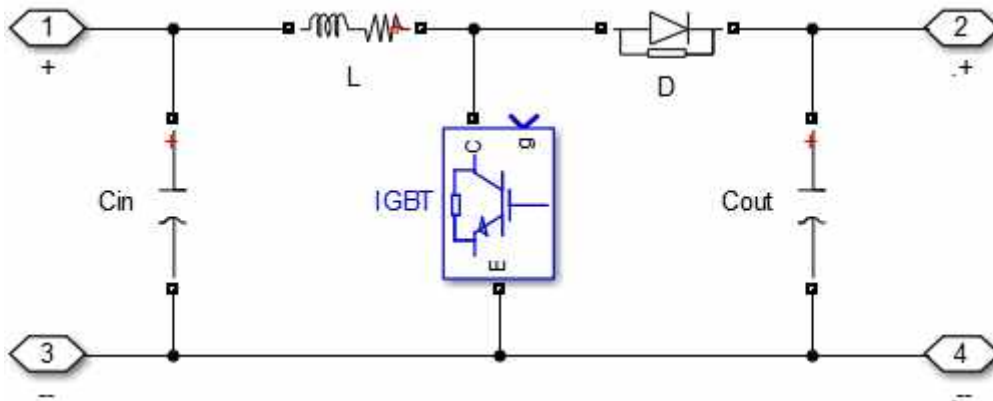


Figura 24- Conversor *boost* implementado no *simulink*.

Fonte: Próprio autor.

3.4.3 RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Como se sabe, o módulo fotovoltaico tem uma característica não-linear de tensão-corrente e o desempenho dos painéis variam com as mudanças do tempo, especialmente com a radiação solar e temperatura. Nesse contexto, torna-se interessante buscar meios para a realização do rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). Existem 19

técnicas que podem ser utilizadas para encontrar o *MPPT* [76], sendo a simplicidade o principal fator de seleção entre elas.

Os métodos *Perturb and Observe* (P&O), *Hill Climbing* e *Incremental Conductance* são as técnicas mais comuns para obter o PMP (Ponto de Máximo Potência), mas cada um tem vantagens e desvantagens [77]. De acordo com a referência [78], estes métodos fornecem resultados bastante próximos. O método P&O é usado nesta pesquisa, devido à sua estrutura simples, poucos parâmetros a ser medidos e facilidade de implementação. O método consiste em alterar a tensão de funcionamento do módulo fotovoltaico até que a potência máxima seja obtida.

O método P&O atua com perturbações periódicas na tensão de saída dos módulos FV (isto é, incrementando ou decrementando) e compara a potência de saída do sistema FV com a do ciclo de perturbação anterior (P_{atual} com $P_{anterior}$). Após a alteração no valor de tensão de operação, se a potência aumentar ($dP/dV_{PV} > 0$), o controle move o ponto de operação do sistema para uma certa direção na tentativa de acertar a máxima potência, caso contrário, o ponto de operação é movido na direção oposta, conforme ilustra a Figura 25. No próximo ciclo de perturbação o algoritmo continua operando do mesmo modo.

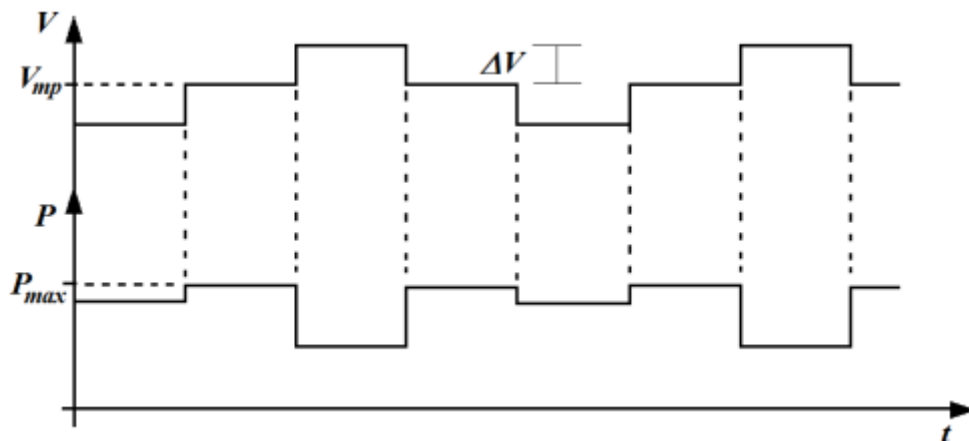


Figura 25-Comportamento da tensão e da potência utilizando o algoritmo P&O.
Fonte: [79].

Uma desvantagem do algoritmo P&O é que a tensão terminal é perturbada em cada ciclo de MPPT, dessa maneira quando o ponto de máxima potência é atingido, a potência de saída oscila em torno do máximo valor, resultando em perda de potência do sistema FV [80]. Na técnica clássica do P&O, as perturbações do ponto de operação FV tem uma amplitude fixa. Entretanto, deve-se atentar à escolha do passo para a perturbação do algoritmo de rastreamento da máxima potência.

Uma escolha errônea pode levar a perdas de potência devido à saturação da corrente de saída do painel, atingindo-se a corrente de curto-circuito (I_{sc}) ou à saturação de tensão, isto é, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) [80]. A Figura 26 ilustra o fluxograma completo do algoritmo P&O.

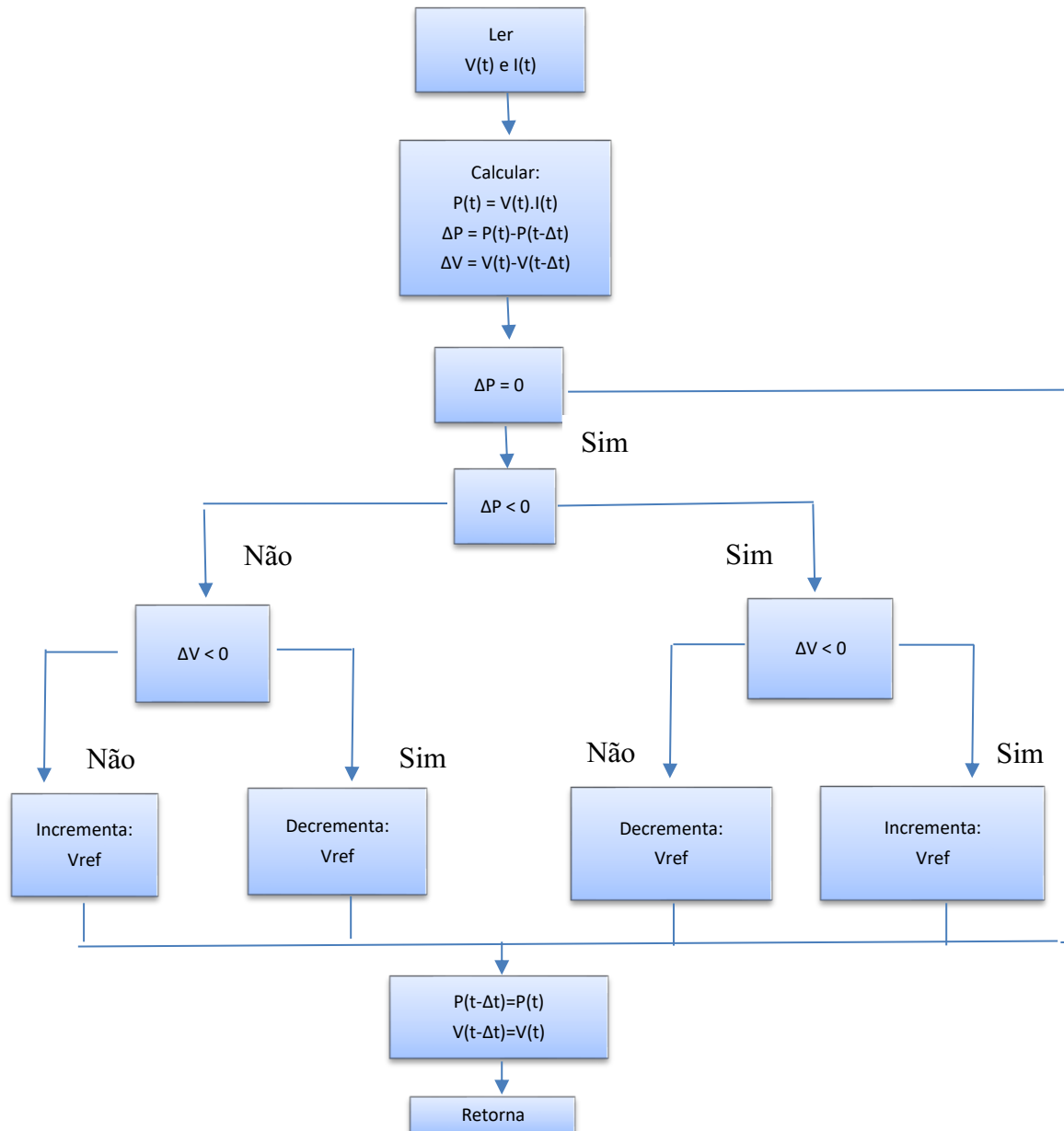


Figura 26- Fluxograma do algoritmo P&O.

Fonte: Próprio autor.

Para efetuar o controle do MPPT, foi realizado o sensoriamento da tensão e da corrente do arranjo fotovoltaico, como pode ser visualizado na Figura 27. A fonte de tensão V_{cc} na saída do conversor *boost* é necessária para ajustar o compensador PI ou PID que está logo após o controle do MPPT conforme ilustra a Figura 28. A utilização do compensador é para ajustar o erro gerado entre a subtração do sinal do arranjo

fotovoltaico (V_{pv}) com a tensão de referência (V_{ref}) fornecida pelo algoritmo de MPPT P&O. Vale salientar que a tensão da fonte CC corresponde a tensão do barramento CC do sistema fotovoltaico que se deseja trabalhar. O código do algoritmo do MPPT P&O se encontra no Apêndice A deste trabalho dissertativo.

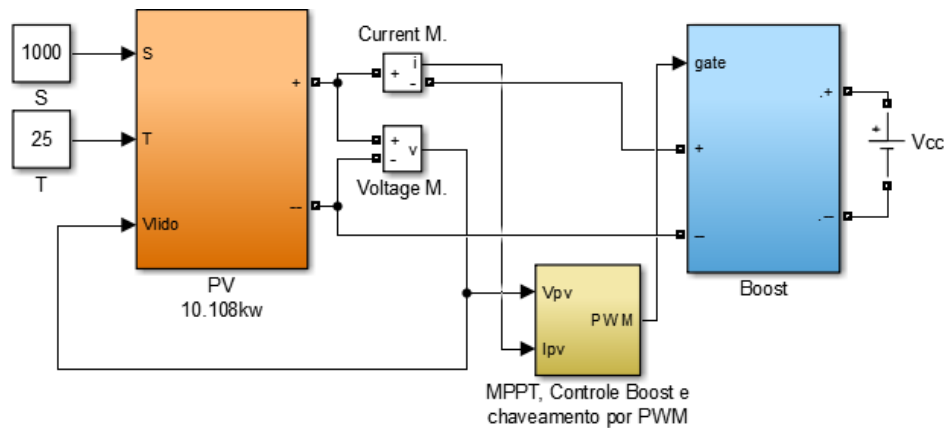


Figura 27- Sistema fotovoltaico com *boost* e MPPT implementado.
Fonte: Próprio autor.

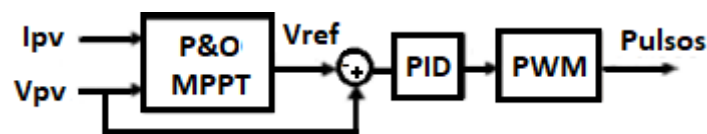


Figura 28- Diagrama de bloco do controle do conversor *boost*.
Fonte: [13].

O conversor *boost* irá apenas controlar a tensão de saída do arranjo fotovoltaico e, em consequência, fará com que o arranjo opere no ponto de máxima potência (PMP). No Apêndice B encontra-se o arquivo de extensão. m, demonstrando o desenvolvimento da função de transferência do compensador PID, conforme exibe a Figura 28.

3.4.4 MÉTODO DE CHAVEAMENTO POR PWM

Para finalizar com o arranjo fotovoltaico conectado ao conversor *boost*, é preciso escolher o método com o qual o conversor *boost* será chaveado. Para tanto, o procedimento mais empregado é a modulação por largura de pulso PWM (*Pulse-Width Modulation*). Neste trabalho considera-se que os pulsos de comando da chave são gerados com frequência de chaveamento fixa. Uma forma de gerar os sinais de comando com frequência fixa é através de modulação por largura de pulso, baseada num sinal de onda portadora do tipo rampa, ou dente de serra, com frequência fixa. A Figura 29 ilustra de forma simplificada o controle de chaveamento por PWM.

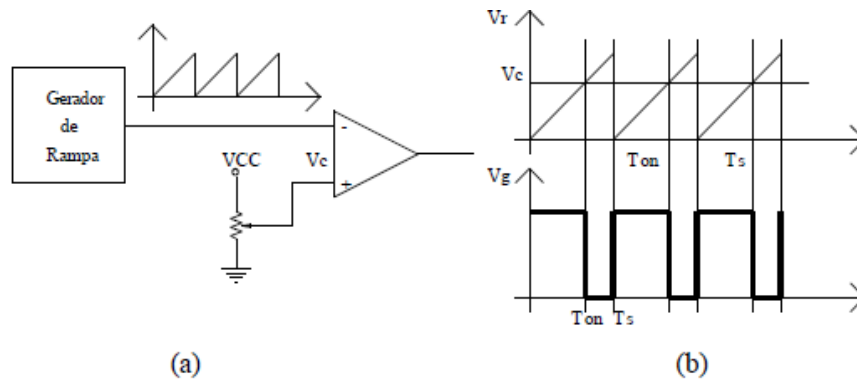


Figura 29- (a) Circuito PWM [2]. (b) Pulso PWM.

Fonte: [81].

A onda portadora dente-de-serra é comparada com o sinal de referência (V_c) por um modulador. Tal sinal de referência é gerado pela saída do controlador PID, cujo valor é ajustado de forma a definir uma razão cíclica de operação do conversor *Boost* que garanta o controle efetivo da tensão de saída dos módulos fotovoltaicos, promovendo, assim, o rastreamento da máxima potência do sistema fotovoltaico

A largura do pulso na saída do modulador varia de acordo com a amplitude do sinal de referência em comparação com o sinal da portadora. Tem-se assim a modulação por largura de pulso. O fator que determina o *duty cycle* é a variação da amplitude do sinal de referência. Variando-se a largura do pulso, pode-se controlar a corrente que chega na carga e, portanto, a potência média aplicada a esta carga [81].

3.5. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS

A priori a energia elétrica não pode ser armazenada eletricamente, porém, pode ser armazenada de outras maneiras, sendo convertidas em outras formas de energia potencial, cinética, por campo magnético, por campo elétrico ou eletroquímica. Desse modo, cada elemento armazenador possuirá uma unidade de conversão para a transformação da energia em eletricidade novamente. A capacidade de armazenamento, a relação de energia e massa (densidade de energia), a taxa de transferência de energia (fluxo de potência) e a eficiência de carga e descarga são características de reposta próprias do armazenador. Mas, também, são restringidas pela capacidade do conversor utilizado na unidade armazenadora [82].

Neste âmbito, cada tipo de armazenador possui características que viabilizam um tipo de aplicação ao sistema de potência. Em outras palavras, está relacionado à sua capacidade de armazenamento e sua capacidade de entrega de potência ao sistema. Os

SAEs (Sistemas Armazenadores de Energia) podem ser classificados de duas formas, quanto a sua faixa de potência e o tempo de descarga, que corresponde a sua capacidade de armazenamento. De acordo com esses critérios, pode-se definir três utilizações principais dos armazenadores: qualidade da energia, suprimento de potência e gerenciamento da energia [63]. No cenário da qualidade da energia, o SAE deve prover suporte à rede, eliminando afundamentos de tensão, flutuações de tensão, efeito flicker e até mesmo interrupções. Para tais aplicações a potência requerida deve satisfazer em alguns instantes de tempo, na faixa de segundos a minutos variando a potência em kW até MW [83]. Os elementos armazenadores mais usados para essas aplicações são: as baterias, supercapacitores, supercondutores (SMES) e os *flywheels*.

Os recentes avanços na tecnologia das baterias têm proporcionado um aumento significativo em seu uso, o que tem a tornado cada vez mais atrativa. Define-se que uma bateria é um grupo de uma ou mais células eletroquímicas conforme exhibe a Figura 30, designadas por células secundárias perante as reações eletroquímicas (redução e oxidação). As baterias podem ser encontradas em diferentes combinações de elementos químicos, sendo elas em: Chumbo-ácido, níquel cádmio (NiCd), hidreto metálico de níquel (NiMH), íon de lítio (Li-íon) [84].

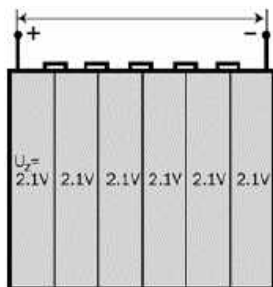


Figura 30- Estrutura da bateria montada a partir de pequenas células.

Fonte: [63].

Para o gerenciamento da energia perante a utilização das baterias eletroquímicas, as principais aplicações são: o balanço de potência e o armazenamento de energia durante um período para posterior injeção da energia durante os períodos de maior preço. É possível também armazenar o excesso de produção das fontes de geração renováveis para utilização nos períodos de pico. Nestes casos, as cargas e descargas do sistema são feitas em horas do dia. Esse uso também pode ser aplicado para compensações de flutuações rápidas de gerações fotovoltaicas e eólicas [63].

Um dos principais parâmetros que deve ser levado em consideração na implementação das baterias no sistema elétrico é seu custo, já que são considerados os

componentes mais caros do sistema de armazenamento, chegando a mais de 46% quando também são considerados os custos de manutenção. O carregamento/descarregamento das baterias realizado sem considerar sua devida proteção pode encurtar em até 40% a vida útil [85]. Dessa forma, dependendo do controle adotado, a vida útil das baterias pode ser estendida evitando condições de operação críticas como sobrecargas e carregamento/descarregamento em altas correntes. O custo do sistema como um todo pode ser reduzido utilizando técnicas de controle para carregamento/descarregamento adequadas, que pode atingir o estado de carga (SOC, ou do inglês, *state of charge*) da bateria e, consequentemente, aumentar sua vida útil [86].

Os avanços na tecnologia das baterias trouxeram muitas melhorias nas suas características físicas, assim como, uma melhor aplicação para suas devidas funções. Neste sentido, é importante conhecer algumas destas características físicas, sendo elas [87]: alta densidade de energia (relação W/kg), alta capacidade de armazenamento, boa eficiência de carga e descarga, maior capacidade de ciclos de carga, portanto, tempo maior de vida útil, e por fim, custo inicial relativamente baixo. A Tabela 6 indica alguns destes parâmetros para os tipos mais comuns de baterias presentes no mercado.

Tabela 6- Características dos diversos tipos de baterias [88]- [89]

	Chumbo-ácido	Ni-Cd	Li-íon
Custo inicial	Baixo	Médio	Baixo
Custo a longo prazo	Alto	Médio	Baixo
segurança	Boa	Boa	Boa
Impacto ambiental	Alto	Alto	Médio/Baixo
ciclos	1000*	2000	10000
Tensão nominal (V)	2	1,2	3,4
Densidade de energia (Wh/Kg)	35	41	120
Densidade de energia volumétrica (Wh/m³)	80	120	280
Auto descarga por mês (%)	<5	<10	<5
Temperatura de operação (°C)	-15° a +50°	-20° a 50°	-20° a +60°
Peso	Pesada	Leve	Muito leve
Tempo de carga	Longo	Médio	Curto
Vida útil - Anos	6	11	14

*dependente da profundidade da descarga

A Tabela 6 apresenta parâmetros técnicos importantes que devem ser considerados para aplicação prática de baterias, que envolvem valores econômicos e operacionais. Como foram apresentados, devem ser analisados a vida útil da bateria, durabilidade de ciclos, eficiência de carga/descarga, auto descarga e densidade de energia, além dos parâmetros econômicos que são o preço da bateria e o custo com conversores.

Devido à cinética química dos elementos de uma bateria (velocidade das reações químicas), elas não podem operar em níveis elevados de energia por longos períodos de tempo. Além disso, descargas profundas podem levar à deterioração precoce da bateria, uma vez que o aquecimento resultante deste tipo de operação, reduz o tempo de vida útil da bateria [63]. Todavia, as baterias de íon lítio (Li-Ion), os quais serão objetos de trabalho nesta tese, em certas condições de operação podem ser perigosas, uma vez que apresentam um eletrólito altamente inflamável e precisam ser mantidos pressurizados, desta forma, sua operação em altas temperaturas tem elevado riscos de explosão. Por isso são requeridos altos padrões de segurança para sua operação.

3.5.1 CARACTERÍSTICAS E ESPECIFICAÇÕES PRINCIPAIS DAS BATERIAS

A Tabela 7 apresentará algumas especificações referente a bateria de modelo *Lithium-Ion* NMC 24V/100Ah e em seguida explicar alguns deles [90].

Tabela 7- Parâmetros elétricos da bateria NMC 24V/100Ah

Especificação	Valor
Tensão nominal	25,2 V
Capacidade nominal	100 Ah
Energia Nominal	2,5kWh
Ciclos	2000
Peso	15,7kg
Tensão de descarga (<i>cut-off</i>)	21 V
Corrente de descarga	30 A
Tensão de carga máxima	29,4 V
Tensão de carga*	28 V
Corrente de carga máxima	100 A
Corrente de carga*	30 A

*Valores recomendados de operação

Tem-se abaixo algumas definições relacionadas ao quadro anteriormente apresentado:

- **Tensão nominal:** a tensão nominal é a que aparece nos terminais da bateria em regime de descarga normal durante grande parte do tempo.
- **Capacidade nominal:** é a quantidade de eletricidade que pode ser armazenada na bateria. É expressa em Ampère hora (Ah). Vale ressaltar que a capacidade de uma bateria é inversamente proporcional ao tempo de descarga e corrente fornecida.
- **Energia Nominal:** é o valor da potência fornecida em uma hora para a situação de corrente de carga máxima.
- **Ciclos:** é a quantidade de recarga que a bateria consegue realizar sem que comprometa na sua vida útil.
- **Tensão de descarga (*cut off*):** tensão na bateria que determina o fim do processo de descarga.

Complementarmente, são explanados alguns conceitos usualmente encontrados na literatura e pertinentes à discussão ora pautada [90]:

- **Tensão de flutuação:** a tensão de flutuação é a tensão um pouco acima da tensão nominal, tendo como principal finalidade manter a bateria em carga permanente (flutuação) para compensar a autodescarga da bateria.
- **Tensão de equalização:** tensão superior à tensão de flutuação com a finalidade de compensar as diferenças de tensão ou densidade entre os elementos. A carga de equalização substitui a carga profunda com muitas vantagens, apesar do maior tempo de duração, não sobrecarregando as baterias como ocorre na carga profunda.
- **Tensão de carga profunda:** tensão superior à tensão de equalização e só deve ser aplicada em condições especiais, por pessoal qualificado e supervisão permanente. Em 90% dos casos, a carga com tensão de equalização substitui a carga profunda. Não é recomendável a aplicação de carga profunda em baterias que se encontram em boas condições operacionais.

A Figura 31 ilustra a bateria comercial especificada na Tabela 7, que corresponde uma potência de 2,5 kW.



Figura 31- Bateria comercial de 2,5kW, modelo *Lithium-Ion* NMC 24V/100Ah.
Fonte: [91].

3.5.2 CURVA DE CARGA E DESCARGA DA BATERIA

Para fins didáticos, a explicação das distintas grandezas da bateria no modelo implementado neste trabalho será conduzida a partir do banco de baterias a ser utilizado no estudo de caso. Tal banco de baterias será empregado em uma geração distribuída fotovoltaica de 10.108 kW , sendo composto por 10 baterias ligadas em série do modelo *NMC 24V/100 Ah*. Desta maneira, a tensão nominal do conjunto corresponde a 240 V com uma corrente de carga e descarga ajustada em $10,41 \text{ A}$. Ressalva-se que, o valor da corrente ajustada em $10,41 \text{ A}$ somente foi possível, graças ao controlador de carga utilizado no banco de baterias, o qual será explicado nas seções seguintes.

Uma curva de descarga típica é composta por três seções, conforme ilustra a Figura 32. Tal curva corresponde as condições de simulação descritas anteriormente.

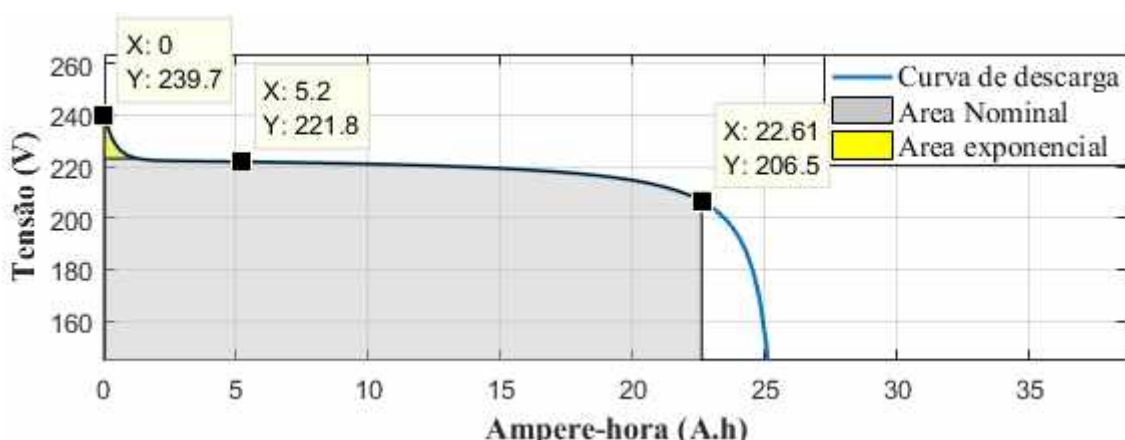


Figura 32- Curva típica de descarga das baterias.
Fonte: Próprio autor.

A primeira seção deste gráfico representa a queda de tensão exponencial quando a bateria está carregada. Dependendo do tipo de bateria, esta área é maior ou menor. A segunda seção representa a carga que pode ser extraída da bateria até que a tensão caia abaixo da tensão nominal da bateria. Finalmente, a terceira seção representa a descarga total da bateria, quando a tensão cai rapidamente. Percebe-se diante da curva de descarga que a tensão nominal corresponde em torno dos $221,8\text{ V}$ e não 240 V conforme a proposta da simulação. Tal adequação foi necessária, pelo fato da simulação trabalhar com apenas alguns segundos, pois a modelagem de todas as unidades que constituem o sistema fotovoltaico requer um poder de processamento muito alto.

Assim, para garantir que banco de bateria trabalhe em torno dos 240 V iniciais, ajustou-se a tensão nominal em $206,5\text{ V}$, o qual corresponde a uma tensão de *fully charged* próximo a $239,7\text{ V}$, conforme destacado na Figura 33.

Figura 33- Parametrização do banco de baterias do tipo íon-lítio.

Fonte: Próprio autor.

Em relação a capacidade nominal da bateria (Ah), a mesma foi ajustada em 25 Ah conforme verificado no campo de parametrização da bateria na Figura 33, uma vez que, tal valor possibilita que a corrente de descarga seja em torno de 10 A . Pois quanto maior a capacidade nominal da bateria maior será o valor da corrente de descarga permitido. Além disso, com um valor “ Ah ” não tão elevado, o estado de carga da bateria (SOC – *state of charge*) fica mais sensível a variar durante o processo de descarga e carga.

Neste sentido, tal estratégia contribui para diminuir o tempo de simulação, onde deseja-se verificar o controle de carga da bateria atuar durante o processo de carregamento e descarregamento.

A Figura 34 ilustra os resultados da parametrização do campo “*Discharge*” da bateria, que é consequência da parametrização do campo “*Parameters*” vislumbrado na Figura 33.

Parameters	Discharge
☐ Determined from the nominal parameters of the battery	
Maximum capacity (Ah)	25
Cut-off Voltage (V)	154.875
Fully charged voltage (V)	240.3633
Nominal discharge current (A)	10.8696
Internal resistance (Ohms)	0.0826
Capacity (Ah) at nominal voltage	22.6087
Exponential zone [Voltage (V), Capacity (Ah)]	[223.0997 1.228261]

Figura 34- Parametrização da descarga do banco de baterias do tipo íon-lítio.
Fonte: Próprio autor.

Pode-se perceber pela Figura 34 que, para uma capacidade de 25 Ah , é possível trabalhar com uma corrente de descarga de até $10,8696 \text{ A}$ sem o comprometimento de sua vida útil. A Figura 35 ilustra o comportamento da descarga da bateria para os respectivos valores de corrente de operação. Assim, nota-se que, quanto maior o valor da corrente de descarga, menor será a tensão nominal de operação e a duração de descarga.

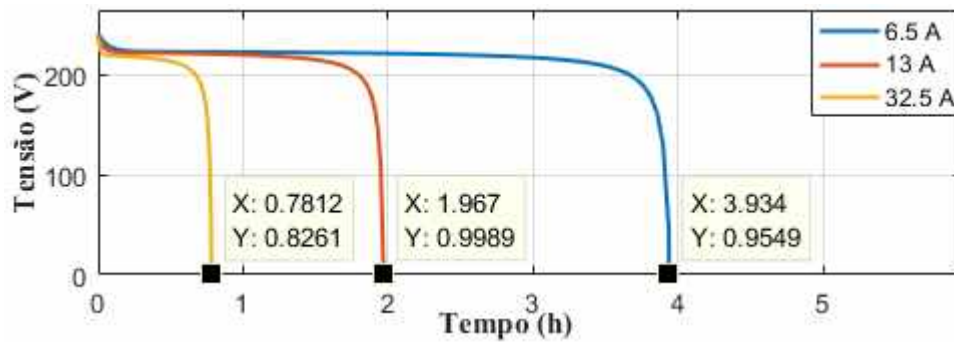


Figura 35- Curvas de descargas para diferentes valores de corrente de operação.
Fonte: Próprio autor.

Os trabalhos de pesquisa, nesta área de conhecimento, apontam que uma das especificações para prolongar a vida útil das baterias é o valor da corrente que a bateria será carregada. De acordo com os fabricantes, a corrente ideal para carga das baterias seja de aproximadamente um terço da corrente de descarga [92].

Quando a corrente da bateria estiver negativa, a bateria recarregará seguindo uma característica de carga como mostra a Figura 36. Esta mesma Figura é disponibilizada pela bateria da biblioteca do *simulink*.

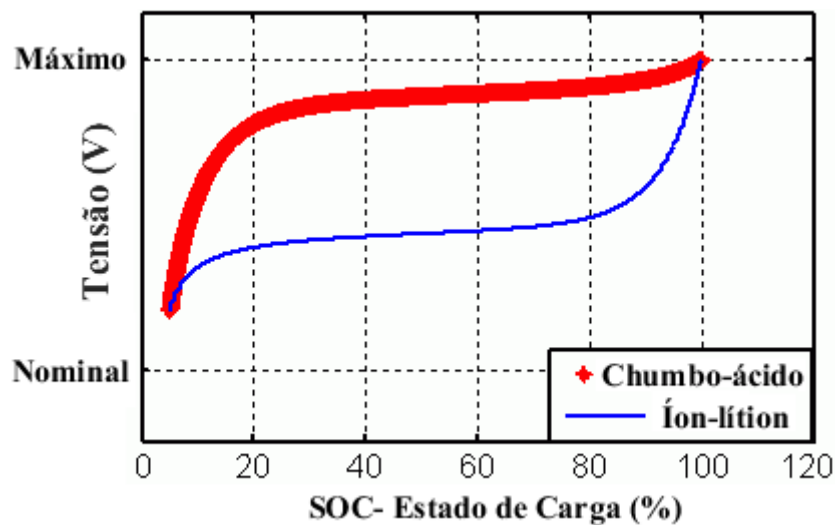


Figura 36- Característica típica de curva de carregamento.
Fonte: Próprio autor.

Providenciar o carregamento completo da bateria exige do controlador uma elaborada estratégia de controle, na qual seja possível carregar a bateria, dentro de seus limites, o mais rápido possível já que o período diário de geração de energia pelo painel fotovoltaico é limitado [93].

Capítulo IV

MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SFV COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SIMULINK

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No capítulo anterior, foram abordados a modelagem da célula fotovoltaica empregada ao estudo, a estratégia de implementação do conversor *boost* e a sua respectiva técnica de *MPPT*, técnica a qual, garante que o arranjo fotovoltaico opere no ponto de máxima potência para determinados valores de irradiância e temperatura. Além disso, foi inserida uma breve descrição sobre as baterias de íon Lítio, destacando suas características de operação e comportamentos de carga e descarga.

O presente capítulo, por sua vez, tem por objetivo apresentar as modelagens físicas e matemáticas representativas do conversor bidirecional *buck e boost*, do inversor fotovoltaico trifásico e, por fim, o filtro LCL que realizará o acoplamento de todo o sistema à rede. Neste mesmo sentido, serão abordados o controle de carga e descarga empregado no banco de baterias, assim como, o controle de conexão do inversor no sistema elétrico.

Destaca-se ainda que a modelagem em pauta tem por objetivo desenvolver uma ferramenta no *Simulink* que contemple desde as variações de temperatura e irradiância solar incididas no painel, até a injeção de potência ativa e reativa na rede. Sendo assim, este modelo permitirá diversos tipos de estudos relacionados ao desempenho de um sistema de geração fotovoltaica.

No que tange às diferentes estratégias de controle existentes para inversores em sistemas de geração FV conectados à rede elétrica, neste trabalho, serão apresentados o controle no sistema d-q ou *SynRFC* (*Synchronous Reference Frame Control*) e o controle α - β ou *StRF* (*Stationary Reference Frame Control*). Tais estruturas de controle possibilitam realizar o fluxo de potência reativa. Porém, na atualidade, a maioria dos inversores comerciais estão projetados para injetar somente potência ativa na rede e, para se desconectar em caso de falhas, devem obedecer às normas internacionais como a IEC 61727 e a IEEE 1547 [94]. Não obstante, é muito provável que no futuro as regulações elétricas exijam o suporte de regulação da tensão e da frequência por parte dos sistemas de energia renovável [95].

4.2 CONVERSOR BIDIRECIONAL *BUCK E BOOST*

O conversor *buck e boost*, também conhecido por conversor híbrido bidirecional é responsável pelo processo de carga e descarga das baterias, sendo assim, este conversor é o próprio controlador de carga do banco armazenador de energia, isto é, permite a injeção e absorção de potência na bateria.

No sistema proposto, conforme ilustra a Figura 37, se o nível de tensão V_{CC} no barramento CC é maior que o nível de tensão V_{BB} da entrada do banco de baterias, então durante o processo de carga, a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias, o conversor CC-CC bidirecional atua como um conversor abaixador de tensão, denominado de conversor *buck*. Mas quando o sistema necessita da energia armazenada no banco de baterias a corrente flui no sentido oposto, então o Conversor atua como um conversor elevador de tensão, denominado de conversor *boost*.

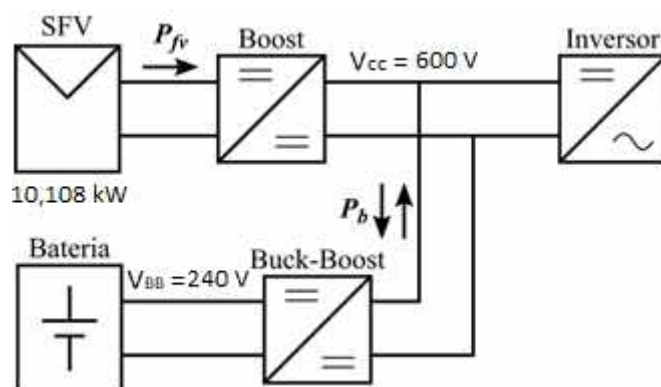


Figura 37- Baterias conectados no Sistema FV por meio do conversor *buck e boost*.
Fonte: Próprio autor.

Dessa forma o conversor possui duas etapas distintas de operação, denominadas por Etapa *Buck* e Etapa *Boost*. A Figura 38 ilustra o circuito equivalente do conversor bidirecional *buck e boost*.

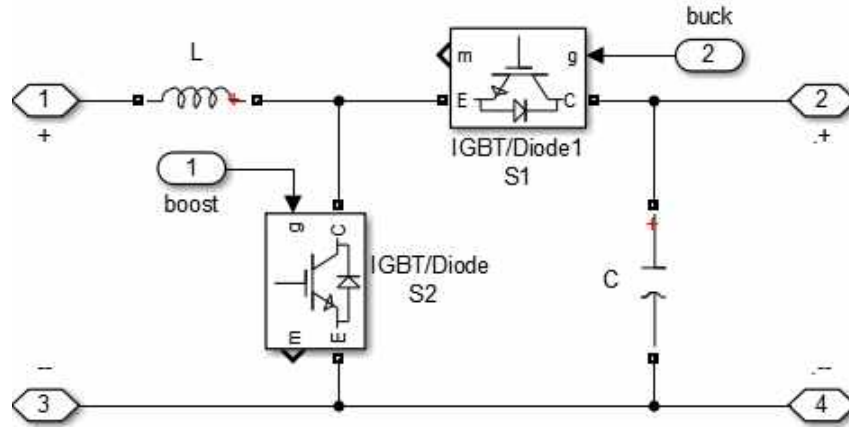


Figura 38- Circuito equivalente do conversor *buck e boost* implementado no *Simulink*.
Fonte: Próprio autor.

4.2.1 ETAPA BUCK

Durante a Etapa *Buck* de funcionamento do conversor, o sinal de controle atua sobre a chave S1 enquanto a chave S2 é mantida bloqueada. Nesta etapa a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias. O sinal de controle é um sinal modulado por largura de pulso (PWM) que faz a chave S1 conduzir durante o intervalo t_{on} , e ficar bloqueada durante o intervalo t_{off} .

A tensão média no indutor, V_L , em regime permanente pulsado é igual a zero [96], portanto pode-se escrever em (37), a seguinte expressão:

$$(V_{CC} - V_{BB})t_{on} - V_{BB}(T_s - T_{on}) = 0 \quad (37)$$

Vale destacar que T_s é o período de chaveamento. Assim, o período de condução da chave S1, é dado em (38):

$$t_{on} = \frac{V_{BB} \cdot T_s}{V_{CC}} \quad (38)$$

A corrente média no indutor no limite entre os modos de condução contínua (MCC) e descontinua (MCD) pode então ser calculada em (39):

$$I_{Lbuck} = \frac{1}{2} I_{lbuck,pico} = \frac{(V_{CC} - V_{BB})}{2L} \cdot t_{on} \quad (39)$$

Onde, $I_{Lbuck, pico}$, é o valor de pico da corrente I_L (t) no conversor *Buck* em (A) no limite entre os modos de condução contínua e descontínua. Como a corrente média no indutor é a mesma corrente na saída do conversor *buck*, temos:

$$I_{Lbuck} = I_{BB} = \frac{P_o}{V_{BB}} \quad (40)$$

Onde, P_o é a potência de saída do conversor em (W).

Substituindo as equações (38) e (40) em (39), tem-se que o valor do indutor L no limite dos modos de condução MCC e MCD, durante a Etapa *Buck*, é dada pela expressão (41):

$$L > \frac{T_s \cdot (V_{BB})^2 (V_{CC} - V_{BB})}{2P_o \cdot V_{CC} \cdot k_{ind}} \quad (41)$$

Para que o conversor opere no modo de condução contínua durante a Etapa *Buck* deve-se adotar no projeto do conversor um valor de indutância maior que o calculado em (41) [96]- [97]. Vale ressaltar que o K_{ind} é uma constante para adequar a corrente de ondulação no indutor, geralmente trabalha-se com um valor entre 20% a 40% da corrente de saída do conversor [98].

4.2.2 ETAPA BOOST

Durante a Etapa Boost, a chave S_1 é mantida bloqueada (Ver Figura 38), enquanto o sinal PWM de controle atua na chave S_2 . Durante esta etapa a corrente flui do banco de baterias para o barramento CC. A chave S_2 conduz durante o intervalo t_{on} e fica bloqueada durante o intervalo t_{off} , o período de chaveamento é constante, igual à T_s . Com o indutor L operando no limite entre os modos de operação MCC e MCD, assim, como no caso anterior (etapa *buck*), têm-se (42):

$$V_{BB} \cdot t_s - V_{CC} \cdot T_s + V_{CC} \cdot t_{on} = 0 \quad (42)$$

Sendo o período de condução da chave S_2 dado em (43):

$$t_{on} = \frac{(V_{CC} - V_{BB}) \cdot T_S}{V_{CC}} \quad (43)$$

E a corrente média no indutor no limite entre os modos de condução contínua e descontinua é dada em (44):

$$I_{Lboost} = \frac{1}{2} I_{lboost, pico} = \frac{V_{BB}}{2L} \cdot t_{on} \quad (44)$$

Onde, $I_{Lboost, pico}$, é o valor de pico da corrente I_L (t) no conversor *Boost* em (A) no limite entre os modos de operação MCC e MCD. Como a corrente média no indutor L é a mesma na entrada do conversor *Boost* e considerando o conversor sem perdas, pode-se assumir que potência de entrada P_i igual à potência de saída P_o do conversor. Logo, obtêm-se a equação (45):

$$I_{Lboost} = I_{BB} = \frac{P_o}{V_{BB}} \quad (45)$$

Substituindo as equações (43) e (45) em (44), tem-se que o valor do indutor L no limite dos modos de condução MCC e MCD, durante a Etapa *Buck*, é dada por (46):

$$L > \frac{T_S \cdot (V_{BB})^2 (V_{CC} - V_{BB})}{2P_o \cdot V_{CC} \cdot k_{ind}} \quad (46)$$

Da mesma forma, para que o conversor opere no modo de condução contínua durante a Etapa *Boost* deve-se adotar no projeto um valor de indutância maior que o dado em (46). Considerando uma mesma potência de saída P_o e o mesmo período de chaveamento T_S para as duas etapas de operação do conversor, *Buck* e *Boost*, as equações (41) e (46) tem-se que, no limite entre os modos de operação MCC e MCD, o indutor L possui o mesmo valor tanto para a operação como conversor *Buck* quanto para a operação como conversor *Boost*. Pode-se então adotar o mesmo indutor para as duas etapas de operação com apenas um único indutor, assim, implicando em um dispositivo mais compacto e mais leve [97].

Em relação ao capacitor de saída do conversor *buck e boost*, o mesmo não será necessário calcular, pois o barramento CC já apresenta um capacitor de saída referente ao conversor *boost*, onde conecta os painéis fotovoltaicos ao barramento principal.

4.3 CONTROLADOR DE CARGA

As baterias em sistemas fotovoltaicos, de modo geral, necessitam de uma estratégia de controle dos seus processos de carga e descarga para evitar a degradação de sua vida útil estimada. Assim, durante o processo de carga o controlador deve adequar o fluxo de energia entregue à bateria de forma a garantir um carregamento completo observando os limites de tensão, de corrente e de temperatura da bateria [97]. Já durante o processo de descarga o controlador deve evitar que a bateria seja descarregada além da sua capacidade de fornecimento de energia.

Para evitar que ocorra uma descarga profunda, acima da permitida em sistemas que usam baterias, os controladores devem possuir o recurso de desconexão da carga por baixa tensão (*LVD – Load Voltage Disconnection*) [99]. Este comando é acionado quando a tensão da bateria decresce até um valor pré-determinado V_{LVD} , correspondente ao estado aceitável de descarga. A bateria volta a ser conectada à carga quando sua tensão alcança um valor, também pré-determinado V_{LRV} - valor de tensão de reconexão da carga (*LRV – Load Reconnection Voltage*) - corresponde a um estado de carga seguro para a bateria voltar a fornecer energia.

O circuito de controle é a parte fundamental dos controladores de carga, pois é através dele que se pode definir uma estratégia de controle adequada para o tipo e o modelo de bateria empregada no sistema, maximizando a durabilidade da bateria e aumentando a confiabilidade do sistema. O Controlador de Carga de Bateria pode usar controle analógico constituído por elementos discretos e circuitos integrados dedicados; ou controle digital, implementado por microprocessador ou processador digital de sinais.

A topologia proposta é muito versátil podendo ser empregada tanto para sistemas isolados como sistemas conectados à rede CA. Em sistemas fotovoltaicos isolados ela possui autonomia e permite a utilização de equipamentos alimentados por corrente alternada e por corrente contínua. Já nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede CA, esta topologia permite utilizar a energia armazenada para suprir os picos de demanda de carga quando ultrapassarem a demanda contratada, possibilitando com isso diminuir a demanda contratada de energia com a concessionária sem riscos de multa. E ainda, em eventuais faltas de energia da concessionária, o banco de baterias pode manter equipamentos essenciais do sistema em funcionamento.

A Figura 39 estabelece o controle de carga e descarga aplicado no conversor *buck e boost*, onde, ora o pulso será enviado para a chave S2 (ver Figura 38) do conversor

bidirecional para atuar como *boost* (modo descarga), e outrora o pulso será enviado para atuar na chave S1 como *buck* (modo carga). No Apêndice C é descrito as filosofias mais empregadas para o controle de carga de baterias, destacando o método baseado em corrente constante com o monitoramento do SOC.

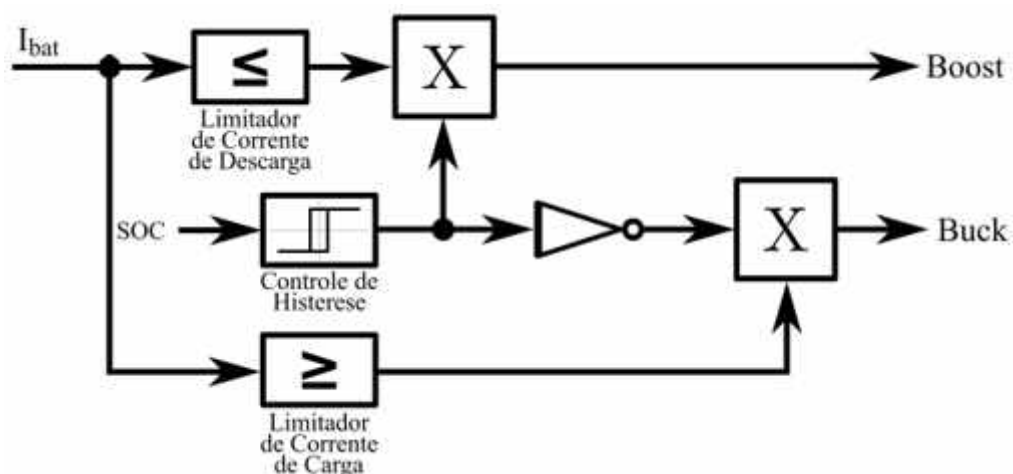


Figura 39- Diagrama do controle de carga e descarga.

Fonte: Próprio autor.

Basicamente, as principais variáveis utilizadas na proposta do controle de carga e descarga são o I_{bat} e o SOC. Vale ressaltar que, a variável I_{bat} deve apenas ser utilizada no controle, quando as baterias de fato estiverem em operação, logo, tal variável deve estar precedida por uma chave controlada. Os parâmetros I_{bat} e SOC são advindos da bateria que é fornecida pela própria biblioteca do *simulink*, conforme apresenta a Figura 40.

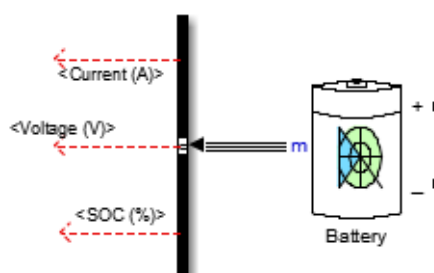


Figura 40- Modelo de Bateria fornecido pela biblioteca *simulink*.

Fonte: Próprio autor.

O bloco “controle de histerese” é responsável em definir o estado de operação da bateria, seja ela no modo de carga ou descarga, assim, admitindo que a bateria esteja totalmente carregada ($SOC = 100\%$), a Figura 41 ilustra a parametrização do controle de histerese, para que o armazenador de energia comece a descarregar até atingir o estado de

carga (SOC) responsável em modificar a operação de descarregamento para carregamento, onde neste caso, foi ajustado a mudança de operação em $SOC = 99,997\%$.

Relay

Output the specified 'on' or 'off' value by comparing the input to the specified thresholds. The on/off state of the relay is not affected by input between the upper and lower limits.

Main Signal Attributes

Switch on point:

100

Switch off point:

99.997

Output when on:

1

Output when off:

0

Figura 41- Interface do controle de histerese.

Fonte: Próprio autor.

A Figura 42 ilustra o comportamento da tensão, corrente e o estado de carga da bateria para os instantes de carregamento e descarregamento. Vale ressaltar que o banco de baterias foi chaveado no instante $0,3s$.

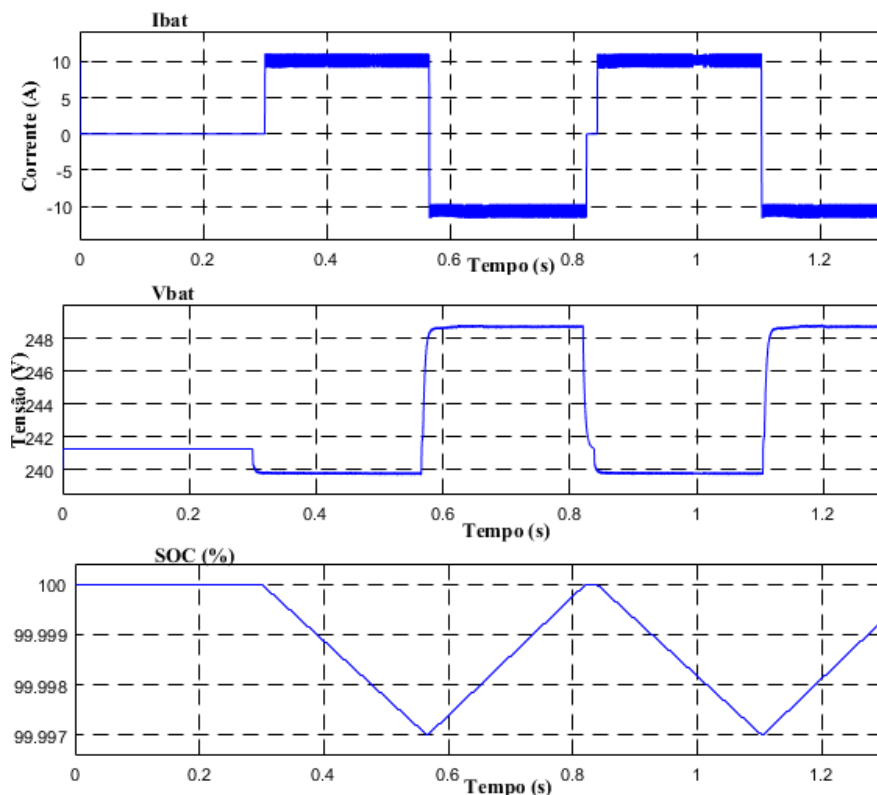


Figura 42- Sinais de tensão, corrente e SOC no modo de carga e descarga.

Fonte: Próprio autor.

A energia armazenada deve retornar ao sistema sempre que ele requisitar. Assim o Controlador de Carga de Bateria deve possibilitar o fluxo de energia tanto no sentido barramento CC-banco de baterias quanto no sentido banco de baterias-barramento CC. A amplitude negativa da corrente refere-se o instante de carregamento do banco de baterias.

Enfim, para finalizar a explicação do controle de carga da bateria, a corrente de carga e descarga foi ajustada em $10,41\text{ A}$, graças ao bloco limitador de corrente (verificar a Figura 39), onde o “limitador de corrente de descarga” foi configurado em $10,41\text{ A}$ e o “limitador de corrente de carga” em $-10,41\text{ A}$. Sendo assim, quando o sinal de entrada nesses comparadores satisfizerem a condição estabelecida, sua saída será 1, caso contrário, sua saída será 0, ou seja, define o estado aberto ou fechado da chave S1 e S2.

Diante das unidades abordadas até neste momento, a Figura 43 exhibe a implementação do banco de baterias conectado no barramento CC do Sistema (Painel-boost) por meio do conversor bidirecional *buck e boost* na plataforma *Simulink*/Matlab.

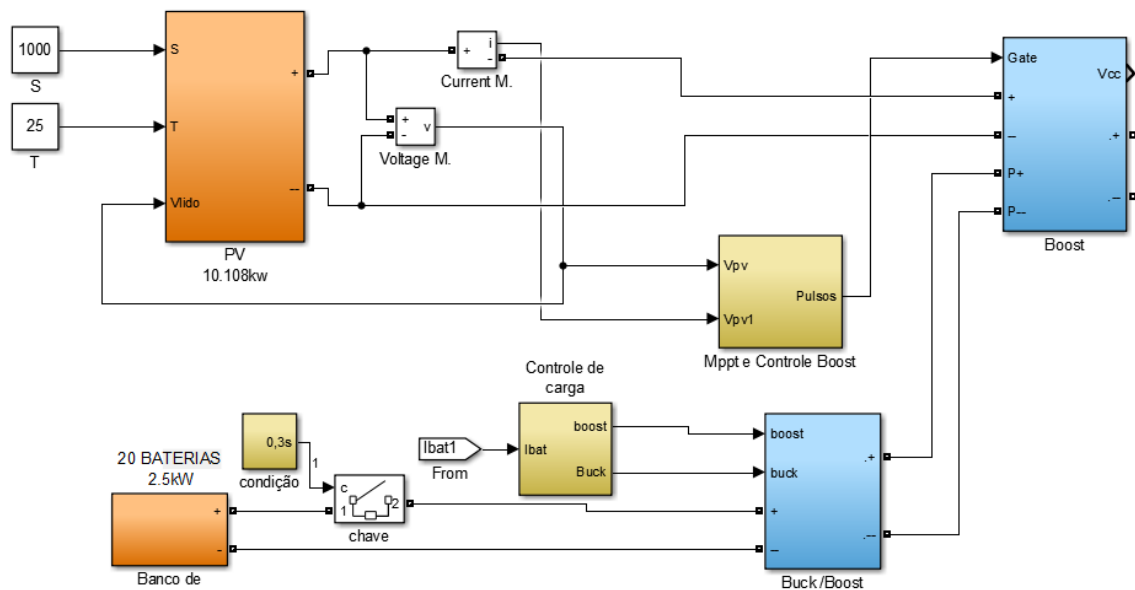


Figura 43- Implementação do SAEB no barramento CC do SFV.

Fonte: Próprio autor.

4.4 INVERSOR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO

A topologia mais simples e mais utilizada para conectar barramentos contínuos à rede elétrica trifásica concerne ao inversor do tipo VSI (*voltage source inverter*). O VSI como apresentado na Figura 44, é um inversor bidirecional, abaixador (*buck*) quando a energia flui do barramento contínuo para o lado alternado e elevador (*boost*) quando flui

no sentido oposto. O VSI é considerado um conversor de dois níveis, por ser capaz de fornecer as tensões de fase de V_{cc} ou 0 e possui seis interruptores controlados bidirecionais em corrente e unidirecionais em tensão. Há apenas uma restrição existente nessa topologia: dois interruptores do mesmo braço não podem estar comandados simultaneamente, pois isso implicaria em um curto-circuito no barramento CC.

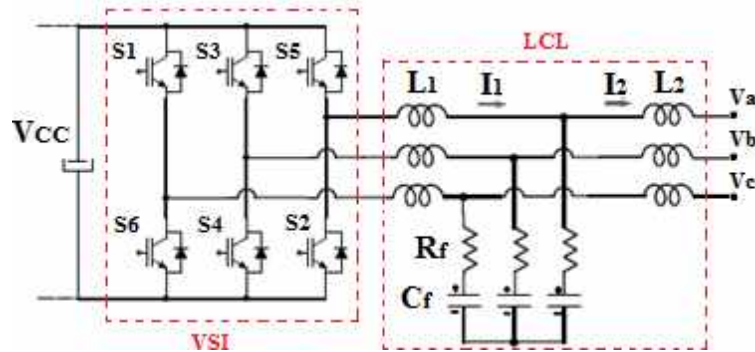


Figura 44- Inversor trifásico conectado à rede com filtro LCL.

Fonte: Próprio autor.

Ao utilizar a modulação por largura de pulsos (PWM), cada interruptor permanece determinado tempo comandado a conduzir e o restante do período, normalmente fixo, bloqueado.

Em geral, os inversores usados como interface entre fontes renováveis e a rede elétrica, operam como uma fonte de corrente alternada controlada pela tensão do barramento CC. Para conseguir isto, precisam-se duas malhas de controle. A malha externa está encarregada de controlar a tensão do barramento CC proporcionando uma referência de corrente para a segunda malha que controla a injeção de potência na rede elétrica [100]. Na Figura 45 uma estrutura geral do controle de um sistema fotovoltaico de dois estágios é apresentada.

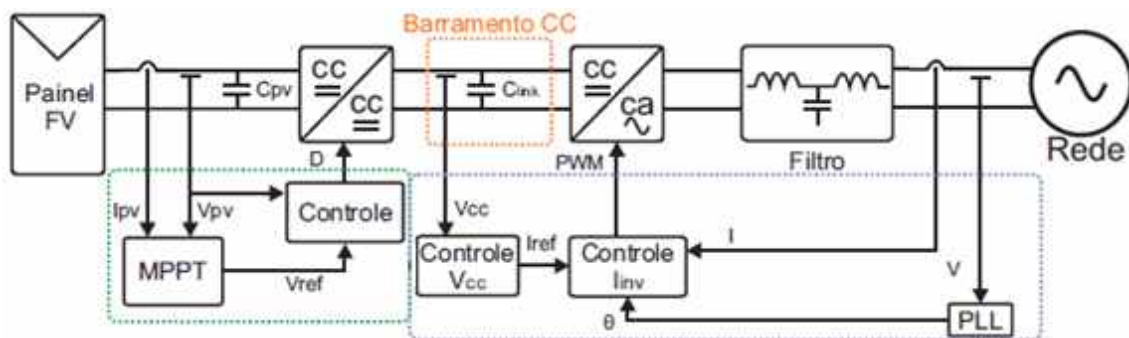


Figura 45- Diagrama geral de sistemas fotovoltaicos conectado à rede.

Fonte: [100].

A malha externa de controle da tensão do barramento CC utiliza técnicas convencionais de controle, tais como controladores em avanço de fase ou controladores PI. Recentemente, também tem sido usado "*droop controllers*" [100], estratégia a qual, permite formar uma estrutura de micro-redes, isto é, um sistema de baixa tensão com pequenas unidades de geração, de característica modular, produzindo eletricidade e calor a cargas locais.

O controlador de tensão do barramento CC, também pode ser chamado de potência, já que a regulação da tensão do barramento CC indiretamente equivale a manter o equilíbrio entre a potência contínua dos painéis fotovoltaicos extraída pelo conversor CC-CC e a potência alternada injetada a rede pelo inversor [101]. O controlador do barramento CC, normalmente tem uma dinâmica lenta para não comprometer a estabilidade do sistema, porém sua dinâmica não deve ser tão lenta para evitar que durante variações das condições atmosféricas o sistema perca o equilíbrio entre a potência injetada e a potência extraída do painel.

Em relação ao controle da corrente, há diferentes estratégias que vale a pena mencionar, as quais serão abordadas nas seções a seguir, sendo elas, as estratégias de controle por DQ0 e $\alpha\beta 0$.

4.4.1 ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA INVERSORES TRIFÁSICOS

O diagrama de blocos padrão do controle do inversor trifásico é apresentado na Figura 46.

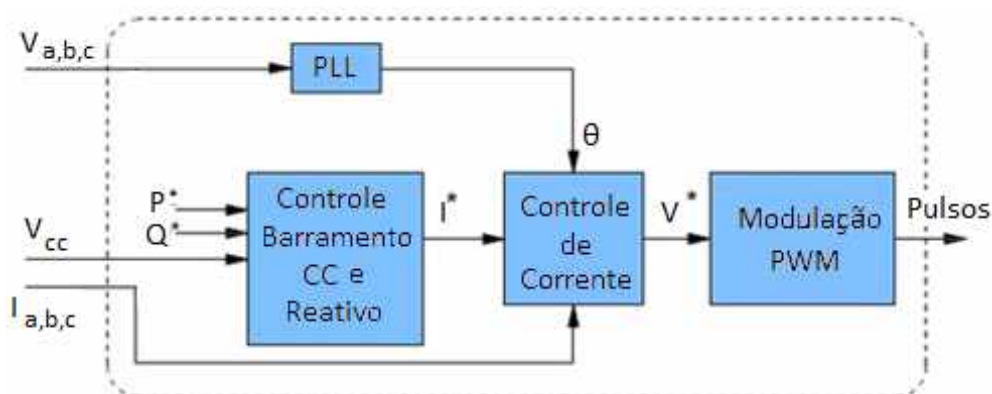


Figura 46- Diagrama de bloco do controle para SFV trifásico conectado à rede.

Fonte: Próprio autor.

A corrente I^* é orientada ao longo da componente de tensão contínua (V_{cc}), por isso esta estratégia é chamada de controle orientado por tensão. Um algoritmo PLL (*phase*

locked loop) detecta o ângulo de fase da rede, a frequência e a tensão. A frequência e a tensão são necessárias para monitorar as condições da rede e para o cumprimento dos requisitos de controle. O ângulo de fase (θ) da rede é necessário para transformações do quadro de referência de uma certa coordenada para outra (DQ0 para $\alpha\beta 0$, por exemplo).

Para o controle do barramento CC (malha de tensão), um compensador PI padrão é usado também para corrigir o erro entre a tensão de referência e a tensão lida no *link* CC, assim, emite a referência para o controle de corrente (I^*) [102]. No que tange na saída do controle do barramento CC, a componente (I^*) pode corresponder a duas parcelas de corrente, sendo elas, I_d^* e I_q^* , sendo a última fornecida pelo controle de reativo, caso o algoritmo do inversor detenha. Vale ressaltar que a potência ativa (P) e a reativa (Q) conforme exibida na Figura 46, são destinadas para a estratégia de controle de gestão da potência reativa, o qual gera a referência I_q^* que será explanada mais à frente nesta tese.

Se um compensador PI for utilizado no controle da malha de corrente, as correntes serão transformadas no quadro de eixos de referência síncrona (*synchronous reference frame*) em outras palavras, no domínio DQ0, onde o algoritmo implementa a dissociação entre os dois eixos (ωL). No entanto, se um compensador proporcional-ressonante (P+Res) for empregado, as correntes serão transformadas no quadro de eixos de referência estacionário (*stationary reference frame*), domínio $\alpha\beta 0$ e a dissociação não será necessária. A função de transferência da planta da malha de tensão para a obtenção do compensador PI é dada em (47) [103]:

$$LF_{t(PI)} = \frac{R_o}{1 + s \cdot C_o \cdot R_o} \quad (47)$$

Em que:

R_o – é a resistência equivalente do inversor;

C_o – é a capacitância de saída do conversor boost;

Com a função de transferência da malha de tensão obtida em (47), juntamente com o auxílio da ferramenta *sisotool* do *software* Matlab®, obtém-se em (48) a função de transferência do compensador PI:

$$C_V = 0,16662 \cdot \left(\frac{s + 96,4}{s} \right) \quad (48)$$

Vale ressaltar que, no projeto do compensador PI utilizado nesta tese, admitiu-se a frequência de passagem de 150,79 rad/s para garantir que a malha de tensão tenha uma

resposta transitória mais lenta que a da malha de corrente, assim, este parâmetro deve ser baixo para garantir o desacoplamento com o controle da malha de corrente. A margem de fase foi estabelecida em 65° , porque garante uma maior velocidade de estabilização na resposta, porém o sistema torna-se menos amortecido. Ressalva-se também que, as parametrizações de R_o e C_o serão descritos no próximo capítulo, onde serão apresentados os resultados computacionais de cada unidade que compõe o sistema fotovoltaico.

No Apêndice B encontra-se o arquivo de extensão. m, demonstrando o desenvolvimento da função de transferência do compensador PI.

4.4.2 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE CORRENTE PARA INVERSORES TRIFÁSICOS

Para o estudo proposto, selecionou-se a utilização do compensador ressonante que pode ser utilizado para controlar a corrente em inversores conectados à rede. Em inversores trifásicos dois tipos de compensadores podem ser implementados: controlador PI para o quadro de referência síncrona (DQ0) ou o controlador P+Res para o quadro de referência estacionário ($\alpha\beta 0$). O diagrama de bloco do controle de corrente para o controlador PI é fornecido na Figura. 47.

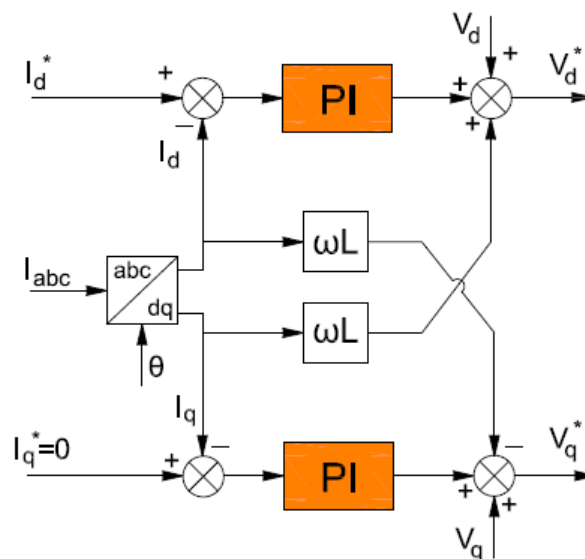


Figura 47- Diagrama de bloco do controle PI.
Fonte: [104].

O controle no sistema d-q ou *SRFC* (*Synchronous Reference Frame Control*) tem sido amplamente estudado e aplicado ao controle de corrente em sistemas de energia renovável conectados à rede elétrica. Porém, sua principal desvantagem é sua dinâmica lenta e o acoplamento entre os eixos direto e em quadratura [104]. Para melhorar o

desempenho do sistema, normalmente é aplicada a compensação *feedforward* de tensão e a realimentação de estados (correntes no indutor com ganho ωL) conforme exhibe à Figura 47, a qual apresenta um diagrama de blocos genérico considerando sistemas trifásicos e a compensação de potência reativa. Porém, ainda com as melhorias descritas anteriormente, em redes com desequilíbrio e presença de harmônicas de sequência negativa, o desempenho do controle no sistema d-q é insatisfatório.

Uma alternativa ao controle de corrente no sistema d-q é o controle de corrente no sistema α - β (*Stationary Reference Frame Control*) que foi investigada em [105]- [106]. Tal estratégia consiste basicamente em generalizar o conceito do compensador PI em sinais contínuos para sinais alternados. O compensador PI elimina o erro de regime permanente já que possui um polo em zero, e por tanto seu ganho em $f = 0$ Hz (sinal contínuo) tende a infinito. Foi proposto então o compensador P+Res o qual soma uma ação proporcional com uma ação ressonante que provocará um alto ganho na frequência sintonizada (neste caso 60 Hz). A parte ressonante do compensador P+Res pode ser vista como um integrador de sinais alternados, fato que foi demonstrado em [107]. O diagrama de bloco do controle de corrente P+Res com a compensação harmônica é mostrado na Figura 48, onde os blocos CH referem-se aos Compensadores Harmônicos.

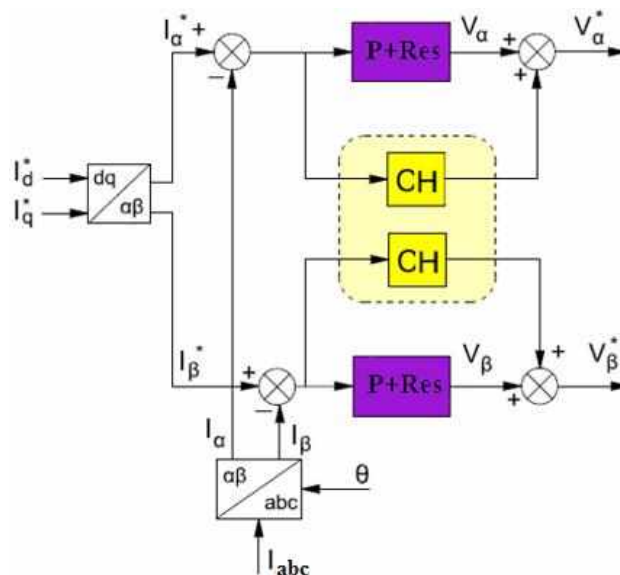


Figura 48- Diagrama de bloco do controle P+Res [104].
Fonte: [104].

É importante mencionar que a estrutura de controle apresentada na Figura 48 pode ser usada com outros tipos de controladores diferentes ao P+Res, tais como o Controle Repetitivo (CR), o controle híbrido repetitivo (CHR) e as técnicas de controle não linear

(Tais controles foram apresentadas na Figura 6). A função de transferência do compensador P+Res é uma estrutura geral de controle para sistemas monofásicos ou trifásicos. A Figura 48 mostra o esquema de controle tradicional, constituído por um compensador proporcional-ressonante (P+Res) e o compensador harmônico (CH). A equação (49) descreve a função transferência do compensador P+Res [30]:

$$C_{(P+res)} = \underbrace{K_p}_P + \underbrace{\left[\frac{2 \cdot K_i \cdot s}{s^2 + \omega^2} \right]}_{Res} \quad (49)$$

Em que:

K_p - Ganho proporcional;

K_i - Ganho Integral;

ω - é a frequência de ressonância a ser trabalhada;

A equação (49) corresponde ao compensador P+Res ideal, o qual produz um ganho infinito em ω , conforme descreve o Princípio do Modelo Interno, que por ser um gerador de referência periódica nessa frequência, consegue impor um erro nulo em regime permanente para uma entrada senoidal na frequência desejada, porém, não é suficiente para manter a estabilidade do sistema. Portanto, é necessário a implementação do P+Res amortecido [30], conforme descrito em (50).

$$C_{(P+res)amort.} = \underbrace{K_p}_P + \underbrace{\left[\frac{2 \cdot K_i \cdot \omega_c \cdot s}{s^2 + 2 \cdot \omega_c \cdot s + \omega^2} \right]}_{Res} \quad (50)$$

Em que: ω_c é a frequência de corte. A adição deste parâmetro resulta em uma pequena ampliação da faixa passante e a redução do ganho na frequência de ressonância, tornando-o estabilizável. Vale ressaltar que na literatura existem dois métodos de controle de corrente para atenuar o teor harmônico na corrente injetada. O primeiro deles, conhecido como controle padrão, vislumbrado na Figura 48, basicamente tem como estrutura os compensadores harmônicos (CHs) em paralelo ao compensador (P+Res). Enquanto a segunda estratégia, nomeada como controle alternativo [108], desvincula o compensador proporcional (P) ao compensador ressonante (Res), desta forma, apenas a parcela ressonante atua na corrente fundamental, enquanto a parcela proporcional passa a operar com os CHs. Por fim, o efeito deste conjunto é subtraído com o efeito do compensador Res. Esta topologia de controle pode ser visualizada na Figura 49.

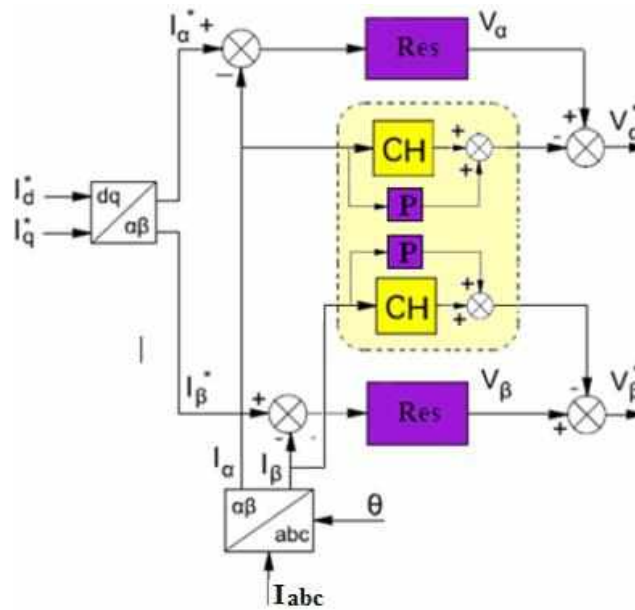


Figura 49- Diagrama de bloco do controle ressonante alternativo.
Fonte: Próprio autor.

A equação (51) descreve a função transferência do compensador harmônico (CH).

$$CH(s) = \sum_{n=3,5,7} \left(\frac{2 \cdot K_i \cdot n \cdot \omega_c \cdot s}{s^2 + 2 \cdot n \cdot \omega_c \cdot s + \omega^2} \right) \quad (51)$$

Observa-se que o parâmetro (n) indica a quantidade de harmônicas que estão sendo compensadas que, neste caso, são as de terceira, quinta e sétima ordem harmônica [30]. As Tabelas 8 e 9 apresentam a parametrização do compensador ressonante, proporcional e dos respectivos compensadores harmônicos (CHs) utilizados para o controle padrão e alternativo respectivamente.

Tabela 8-Parametrização dos controladores para o controle padrão

Parâmetros	P+Res	C3	C5	C7
Kp	0,1	-	-	-
Ki	50	25	30	15
ωc	10	20	7,5	20
ω	377	1130,97	1884,95	2638,94

Tabela 9-Parametrização dos controladores para o controle alternativo

Parâmetros	Res	C3	C5	C7
Ki	50	10	25	25
ωc	10	50	20	2,5
ω	377	1130,97	1884,95	2638,94

Ressalva-se que o valor do K_p utilizado para os CHs do controle alternativo foi de 0,1. As parametrizações foram feitas tanto para malha de I_α quanto para a malha de I_β . As saídas V_α^* e V_β^* são enviadas para o PWM senoidal bipolar, o qual será descrito na seção seguinte. Maiores informações sobre as transformadas $\alpha\beta$ e DQ0, encontra-se no Apêndice D.

4.4.3 MODULAÇÃO PWM SENOIDAL BIPOLAR

As aplicações feitas com os conversores CC-CA (inversores) carecem de controle ou regulação da tensão nos terminais da carga, e, nesse contexto, o método mais adequado para tal fim é conhecido como modulação PWM senoidal. Este tipo de controle parte de uma comparação entre uma onda moduladora senoidal (de baixa frequência) de referência com uma portadora triangular (de alta frequência) e permite a comutação das chaves em alta frequência [109]. No entanto, todos os métodos de PWM, de forma inerente, geram frequências harmônicas e ruído advindos dos altos valores de dv/dt (semicondutores) e di/dt (transientes de comutação).

Na modulação PWM senoidal bipolar, mostrada na Figura 50, a tensão de saída pode apresentar dois tipos de respostas, são elas: $+V_{CC}$ ou $-V_{CC}$ e, diante dessas condições, esta modulação é também chamada de dois níveis. O seu funcionamento procede da seguinte forma: quando o valor instantâneo da onda moduladora senoidal for maior que o da onda triangular a tensão resultante será igual a $+V_{CC}$, e quando a onda senoidal for menor que a triangular a tensão de saída será $-V_{CC}$ [110]. Para sistemas trifásicos cada fase possui sua própria onda moduladora, sendo as moduladoras de fases distintas defasadas de 120° elétricos entre si.

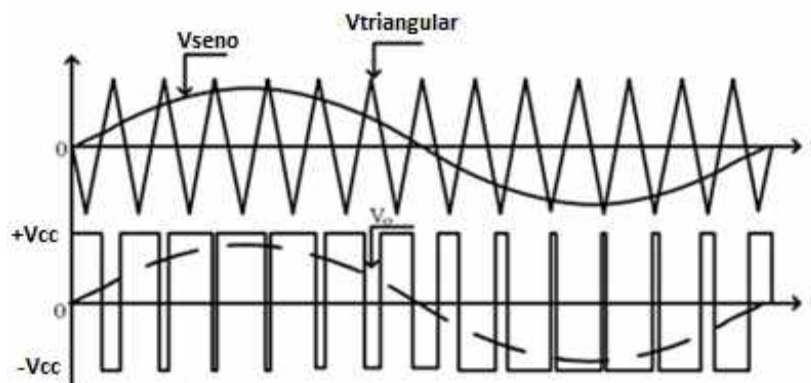


Figura 50- Formas de onda da modulação senoidal bipolar.

Fonte: [110].

O inversor trifásico do tipo fonte de tensão da Figura 51 possui seis etapas distintas de condução envolvendo exclusivamente transistores.

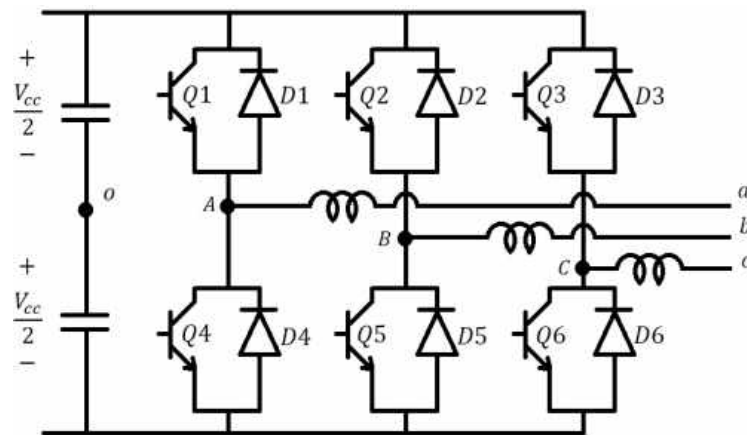


Figura 51- Inversor trifásico de tensão.

Fonte: [111].

A Tabela 10 apresenta os estados de condução do inversor trifásico de dois estágios [111]. Enquanto a Figura 52 ilustra as seis etapas de chaveamento com os respectivos sentidos de corrente de entrada e na saída do inversor.

Tabela 10- Etapas de chaveamento para inversores trifásicos

Etapas	Estados de comutação	Tensões de polo			Tensões de linha		
		V_{ao}	V_{bo}	V_{co}	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}
1	1,5,3	$V_{cc}/2$	$-V_{cc}/2$	$V_{cc}/2$	V_{cc}	$-V_{cc}$	0
2	1,5,6	$V_{cc}/2$	$-V_{cc}/2$	$-V_{cc}/2$	V_{cc}	0	$-V_{cc}$
3	1,2,6	$V_{cc}/2$	$V_{cc}/2$	$-V_{cc}/2$	0	V_{cc}	$-V_{cc}$
4	4,2,6	$-V_{cc}/2$	$V_{cc}/2$	$-V_{cc}/2$	$-V_{cc}$	V_{cc}	0
5	4,2,3	$-V_{cc}/2$	$V_{cc}/2$	$V_{cc}/2$	$-V_{cc}$	0	V_{cc}
6	4,5,3	$-V_{cc}/2$	$-V_{cc}/2$	$V_{cc}/2$	0	$-V_{cc}$	V_{cc}

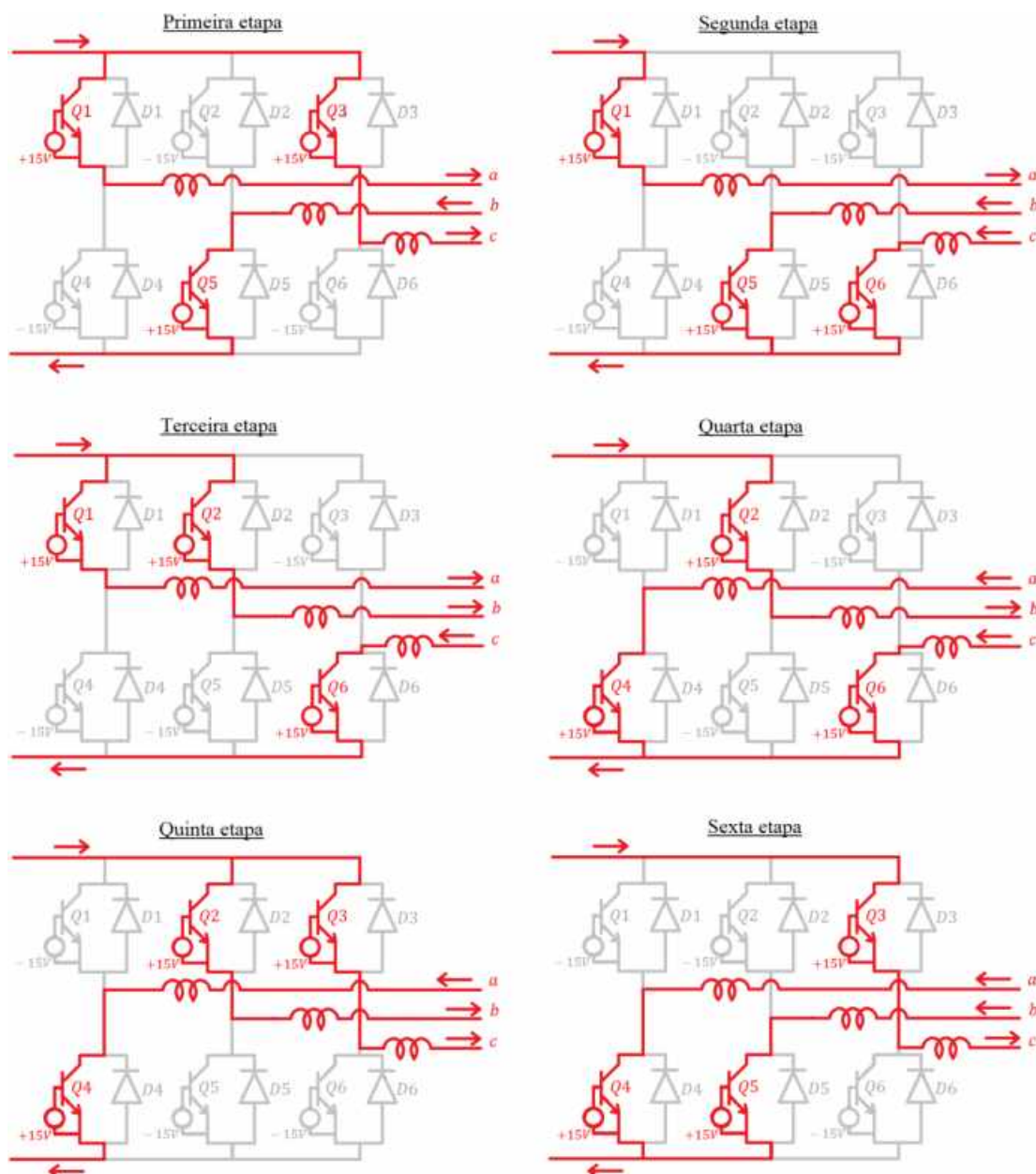


Figura 52- Sequência de etapas de condução para inversores trifásicos.

Fonte: [111].

Os sinais de saída dessa modulação são enviados para os *MOSFETs* do inversor, os quais, a partir desses sinais de entrada, definem a amplitude e frequência da onda senoidal a ser gerada no barramento ao qual o inversor está conectado.

4.5 FILTRO DE ACOPLAMENTO

A solução mais simples para filtragem e conexão de uma fonte renovável à rede é a utilização de um indutor, ou “filtro L” na saída do inversor. Quanto maior a indutância,

maior atenuação para uma dada frequência. Assim, a indutância é escolhida de forma que a corrente a ser injetada na rede obtenha níveis aceitáveis de ondulação de alta frequência em um ponto de operação. O filtro L é simples e utilizado somente em aplicações bem específicas; em aplicações de alta potência, torna-se muito caro e volumoso [112]. Outro ponto negativo é a ação limitada de controle devido à alta impedância do filtro, ou seja, para a corrente seguir degraus de referências com uma rápida dinâmica, é necessário que o conversor forneça uma vasta amplitude de tensão, o que pode saturar o modulador e ter a dinâmica prejudicada. O resultado disso seria a escolha de tensão relativamente alta no barramento CC do inversor. Isto pode trazer impactos na redução do rendimento e aumento de custos em relação aos componentes do inversor.

A aplicação de filtros LCL apresentam diversas vantagens para conexão de inversores à rede. Por ser um filtro de terceira ordem, proporciona uma assíntota de atenuação de 60 dB por década na corrente da rede, para frequências além da ressonância. Além disso, é capaz de prover atenuação das harmônicas geradas pelo conversor equivalente ao filtro L, porém, com valores menores de indutância [113]– [114]. Pode-se listar três qualidades principais deste tipo de filtro: a) Volume: O projeto físico de um filtro LCL com atenuação equivalente a um filtro L, chega a ter um terço do volume; b) dinâmica: é possível projetar controladores com dinâmica melhor que o filtro L, no entanto sua estratégia de controle é inevitavelmente mais complexa; c) interferência eletromagnética: o filtro LCL também promove atenuação muito maior nas altas frequências. Uma dificuldade para o projeto de controladores para o filtro LCL é sua ressonância.

Idealmente, na frequência de ressonância o filtro teria valor de impedância nulo, e uma componente mínima de tensão em tal frequência, que resultaria em uma corrente de valor infinito. Porém, devido à resistência parasita dos componentes, isto não ocorre. Para prevenir que a ressonância do filtro torne um sistema em malha fechada instável, é necessário considerar sua influência nas malhas de controle ou utilizar técnicas de amortecimento ativo ou passivo [115]. O amortecimento passivo consiste na inserção de elementos passivos no circuito, principalmente resistores. Existem diversas configurações possíveis [116], que, quando bem sintonizadas, garantem um bom amortecimento ao filtro. Porém os elementos adicionais resultam em perdas adicionais.

Enquanto as técnicas de amortecimento ativas consistem na inclusão de compensadores na malha de controle, de forma a atenuar a ressonância, diferentes métodos são encontrados na literatura [113], [117]– [118]. O amortecimento ativo

soluciona o problema da ressonância sem aumentar as perdas no conversor. Porém, de forma geral, demanda maior capacidade de processamento e a maior parte das técnicas exigem sensores adicionais. Ressalta-se ainda que conversores de dois níveis que trabalham em alta potência, operam em baixas frequências de comutação, tendo largura de banda limitada. Nestes casos, é difícil a utilização de técnicas de amortecimento ativo [116]. Neste trabalho, será adotado o método de amortecimento passivo, o qual consiste em colocar um resistor em série com o capacitor do filtro LCL.

Certas técnicas de amortecimento ativo são capazes de estimar a impedância da rede e adaptar o amortecimento para diferentes cenários. Já o amortecimento passivo, uma vez projetado, não pode ser modificado, cabendo ao controlador de corrente operar de forma robusta diante da pior condição esperada.

4.5.1 PROCEDIMENTO DE PROJETO DO FILTRO LCL

Os seguintes parâmetros são necessários para a configuração do filtro LCL: 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) [119]. A impedância de base (Z_b) e a capacitância de base (C_b) são definidas em (52) e (53). Assim, os valores de filtro serão referidos numa percentagem dos valores de base:

$$Z_b = \frac{V_L^2}{P_n} \quad (52)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (53)$$

Para a parametrização da capacitância do filtro, considera-se que a variação máxima do fator de potência observada pela rede elétrica seja de 5% [119]- [120], indicando que a capacitância base do sistema é ajustada em (54).

$$C_f = 0,05 \cdot C_b \quad (54)$$

Um fator de projeto maior que 5% pode ser usado quando for necessário compensar a reatância indutiva do filtro, porém o fator de potência será comprometido. Por outro lado, se um valor muito baixo de capacitância for selecionado, um valor de

indutância muito alto pode ser necessário (L_1). Portanto, é aconselhável atribuir um valor em torno da metade do limite obtido em (54), caso a restrição da frequência de ressonância referente a equação (60) não seja respeitada, deve-se aumentar a capacitância até o valor limite [120]. Para este trabalho admitiu-se 3% da capacitância base ($0,03.C_b$). A corrente máxima de saída do inversor trifásico é obtida através de (55).

$$I_{max} = \frac{P_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (55)$$

A ondulação de corrente máxima na saída do inversor, normalmente admitida em projeto, corresponde a um valor de 10% da corrente máxima, conforme exhibe em (56).

$$\Delta I_{max} = 0,1 \cdot I_{max} \quad (56)$$

Vale ressaltar que para esse trabalho adotou-se uma ondulação de corrente em 8% ($0,05 \cdot I_{max}$). Dessa forma, o valor do indutor do lado do inversor é expresso em (57).

$$L_1 = \frac{V_{CC}}{6 \cdot F_{sw} \cdot \Delta I_{max}} \quad (57)$$

O filtro LCL deve reduzir a ondulação da corrente a 20% [119]- [120]. Os autores propõem um fator de atenuação de corrente harmônica k_a , sugerindo um valor de 20% em seus exemplos. Dessa forma, a indutância do lado da rede (L_2) é dada em (58).

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot \omega_{sw}^2} \quad (58)$$

A frequência de ressonância (F_{res}), observada em (59), deve estar dentro dos limites estabelecidos em (60). Caso contrário, deve-se trabalhar com outro valor de capacitância obtido por (54).

$$F_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}} \quad (59)$$

$$10F_{rede} < F_{res} < 0,5 F_{sw} \quad (60)$$

Um resistor em série (R_f) com o capacitor atenua parte da ondulação na frequência de comutação para evitar a ressonância. O valor desta resistência deve ser um terço da impedância do capacitor de filtro na frequência de ressonância [119], logo, a resistência em série com a capacitância do filtro (amortecimento passivo) é dada em (61).

$$R_f = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{res}) \cdot C_f} \quad (61)$$

A principal desvantagem de inserir o resistor em série com o capacitor do filtro são as perdas adicionais, porém essas perdas não são tão significativas, mesmo porque o resistor ajuda na redução da ondulação da corrente em 20% [120]. Assim, utilizando os valores presentes na Tabela 11, obtém-se os componentes do filtro LCL – apresentados na Tabela 12.

Tabela 11- Parâmetros necessário para o cálculo do filtro LCL.

Parâmetros	Valor
V_{CC}	600 V
V_L	220 V
Z_b	4,7879 Ω
ω_g	377 rad /s
C_b	554,0 μF
F_{sw}	10 kHz
I_{max}	37,51 A
K_a	0,2

Tabela 12-Parametrização do filtro LCL.

Parâmetros	Valor
L_1	5,33 mH
C_f	16,62 μF
L_2	0,0914 mH
R_f	0,7752 Ω
F_{res}	4117,35 Hz

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 [117]. O valor das resistências de L_1 e L_2 foi atribuído em 0,5 ohm. Em relação aos filtros, na atualidade é necessário o uso de filtros de alta ordem para conseguir uma atenuação suficiente das frequências de comutação. Nestes casos o uso de amortecimento passivo ou ativo são indispensáveis para garantir a estabilidade do sistema. A Figura 53

apresenta o inversor trifásico e o Filtro LCL implementado na plataforma *Simulink*/Matlab.

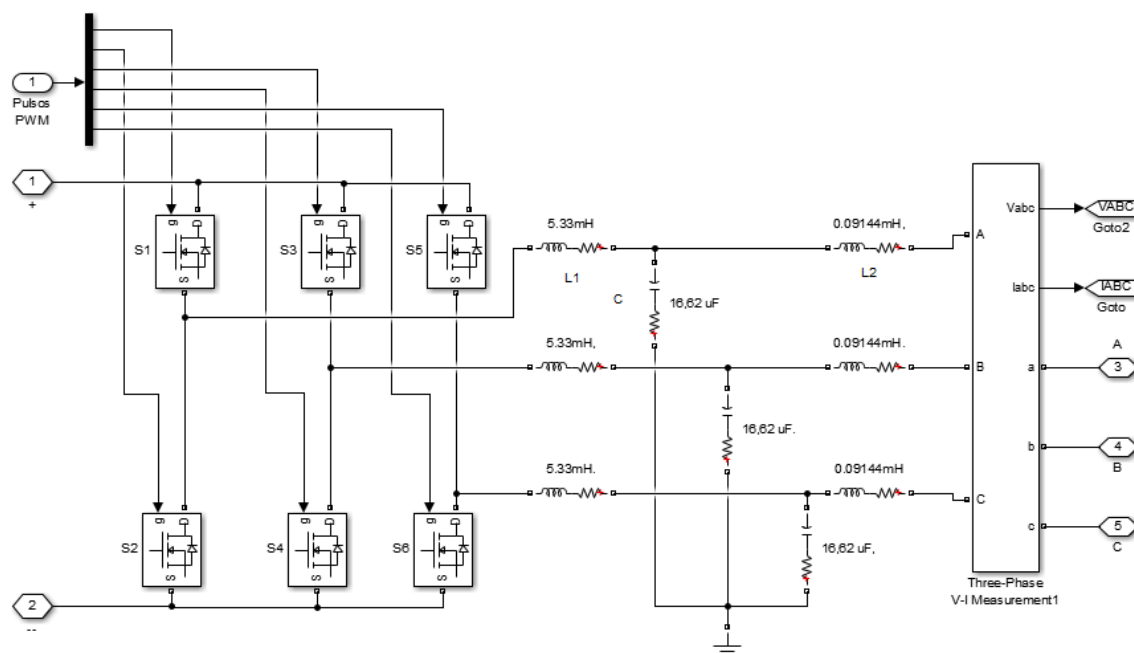


Figura 53- Inversor trifásico com Filtro LCL implementado no *Simulink*.

Fonte: Próprio autor.

4.6 MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL

O conceito de máquina síncrona virtual (MSV) está emergindo como uma abordagem flexível para o controle de conversores eletrônicos de potência em sistemas conectadas à rede, bem como em aplicações de microrredes [121]. Várias implementações do MSV foram propostas, com a emulação de inércia e amortecimento de uma máquina síncrona tradicional, uma vez que, a intensa inserção de gerações distribuídas na rede elétrica pode comprometer na confiabilidade da mesma, devido à falta de inércia das fontes renováveis não convencionais.

Basicamente, a estratégia da MSV aplicada no inversor fotovoltaico destina-se atender os seguintes propósitos:

- Fornecer inércia virtual e, assim, contribuir para a inércia total equivalente da rede;
- Contribuir para a estabilidade de frequência e tensão diante alguma oscilação de potência no PAC;

Para obter a funcionalidade necessária para atender a essas duas finalidades, as MSVs devem confiar em um mecanismo de sincronização baseado em balanceamento de energia semelhante às máquinas síncronas. Este modelo interno contém uma representação de uma equação de balanço simplificada como o modelo de inércia e um controlador de frequência emulando o comportamento simplificado de um motor principal com seu regulador de velocidade. O modelo de inércia de um MSV pode ser convenientemente representado por uma equação de balanço linearizada de uma máquina síncrona.

As Máquinas Síncronas Virtuais, conhecidas também por *Virtual Synchronous Machines* (VSMs) foram recentemente propostas como um conceito adequado para o controle de conversores eletrônicos de potência em aplicações de sistemas de potência. Para sistemas de energia em larga escala, espera-se que as MSVs forneçam uma maneira flexível de introduzir amortecimento adicional e inércia virtual como parte inerente do sistema de controle para conversores de fonte de tensão integrada à rede [122].

Em todas as condições da rede, as frequências, as tensões da rede CA e as tensões da microrrede CC devem ser controladas dentro de uma faixa operacional segura. Controles autônomos são necessários para unidades despacháveis, tais como armazenadores de energia na microrrede CC e conversores CC-CA, para obter energia e equilíbrio de compartilhamento. Neste cenário, duas referências se destacam propondo a máquina síncrona virtual em um inversor trifásico, com controles tradicionais de corrente e tensão sob o filtro CA baseados na transformada de Park [123], [124]. As vantagens deste tipo de controle residem na simplicidade e na possibilidade de controlar a tensão para o barramento CA, conseqüentemente, a potência reativa através da queda.

O controle de energia é baseado na máquina síncrona virtual que fornece a referência de frequência e ângulo de fase ao sistema de controle do inversor, enquanto uma queda de potência reativa fornece a referência de amplitude de tensão [123], [124]. Assim, o controle de tensão no barramento CC é feito a partir de uma interface eletrônica externa ao inversor ou por um banco de armazenamento de energia, o que garantiria que a tensão não mudaria devido ao tempo inclemente da rede. A desvantagem deste tipo de abordagem é que em ambos os casos há um alto custo e inserção de controladores que podem interferir na estabilidade do sistema, aumentando a complexidade da implementação.

Na Figura 54, os atributos presentes na composição cotidiana de uma fonte renovável não inercial e uma máquina síncrona são comparadas. Neste sentido, pode-se estabelecer que o movimento mecânico desempenhado por uma máquina elétrica é similar ao processo de carga e descarga do capacitor do barramento CC (conversor e engrenagens, vista na Figura 54). O inversor VSI apresenta um desempenho análogo ao modelo de polos da máquina, liso ou saliente, enquanto que o filtro de conexão (L ou LCL) cumpre a função de atenuação, assim como, os enrolamentos de amortecimento em uma máquina elétrica. Por esta razão, torna-se possível deduzir o comportamento a partir da equação que modela a dinâmica do capacitor e a equação do modelo do balanço de energia em uma máquina elétrica [35].

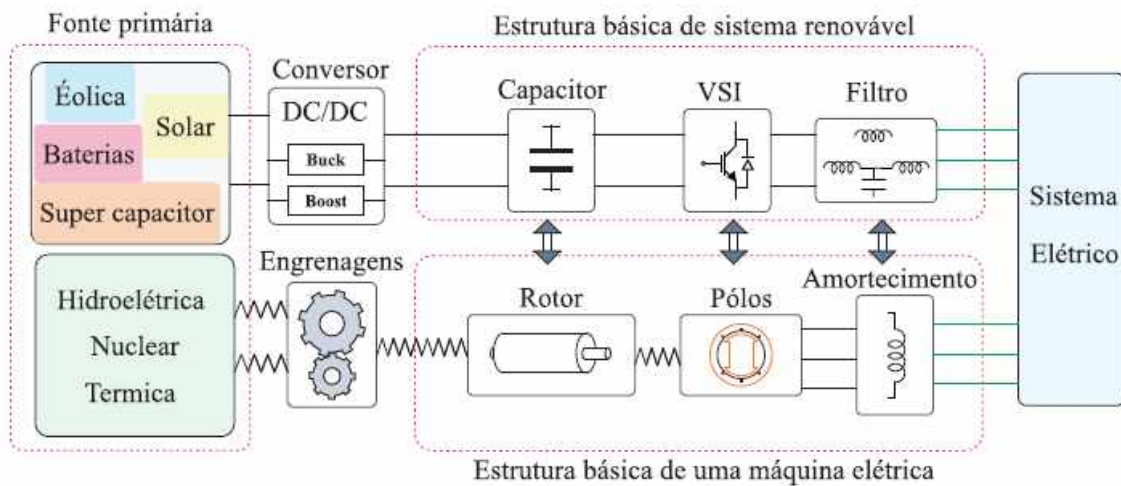


Figura 54 Estrutura geral de uma fonte renovável e uma máquina elétrica.

Fonte: [35].

A equação que modela a dinâmica do capacitor de acoplamento é dada por:

$$I_c = C \frac{dV_c}{dt} \quad (62)$$

Onde V_c é a tensão no capacitor do barramento CC, I_c é a corrente do capacitor e C a capacitância do mesmo. Para a máquina síncrona, o modelo mais utilizado é dado pela seguinte equação:

$$T_{acel.} = J \frac{dw_r}{dt} \quad (63)$$

Onde: $T_{acel.}$ é o torque acelerante, J é a inércia e w_r é a velocidade do rotor. A Figura 55 reforça a analogia entre um rotor do gerador síncrono e um capacitor do conversor de potência.

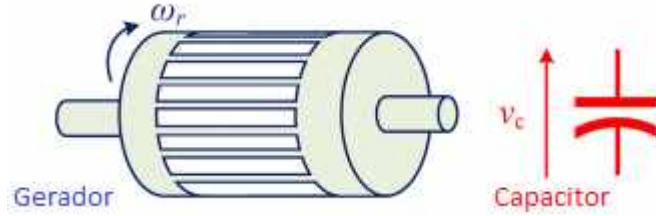


Figura 55 Analogia entre rotor síncrono e o capacitor do conversor CC-CC.
Fonte: [60].

Assim, as equações (62) e (63) se relacionam da seguinte maneira:

$$T_{acel.} = I_c \quad (64)$$

$$J = C \quad (65)$$

$$\frac{dw_r}{dt} = \frac{dV_c}{dt} \quad (66)$$

As topologias básicas da MSV empregam em sua malha de controle o modelo citado pelas equações (62) e (63) para aprimorar a estrutura de controle pré-existente nos sistemas renováveis oriundos de fontes solares e eólicas. Já o modelo de conversor síncrono, como apresentado em [125], não só utiliza a grande maioria das equações do modelo elétrico de uma máquina, como também substitui as estruturas de controle pré-existent em sistemas renováveis.

Vale destacar que, os controles convencionais de corrente e de tensão do barramento CC são mantidos, no qual é adicionado a essas estruturas de controle o controle da tensão do capacitor do filtro e a estrutura da MSV. As Figuras 56 e 57 exibem os diagramas antes e depois de adicionar o controle da máquina Síncrona Virtual com o controle *droop* de frequência.

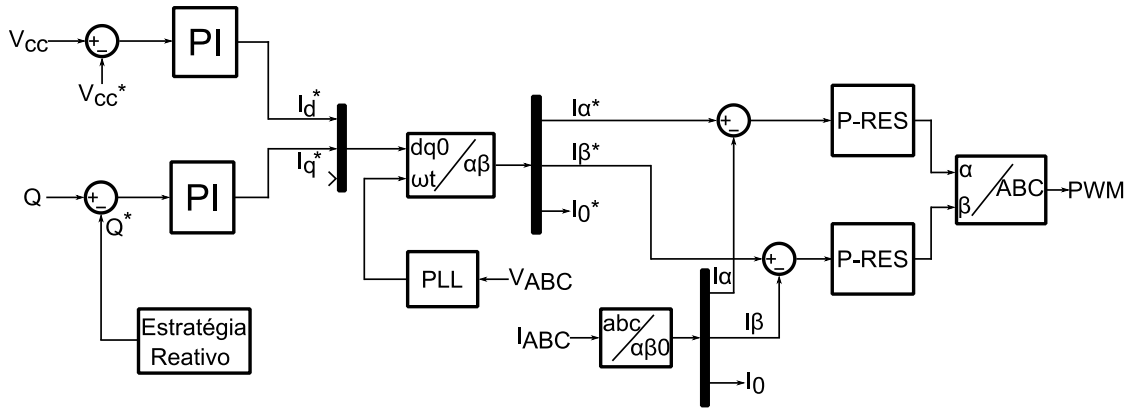


Figura 56- Diagrama do controle do inversor trifásico sem a estratégia da MSV.

Fonte: Próprio autor.

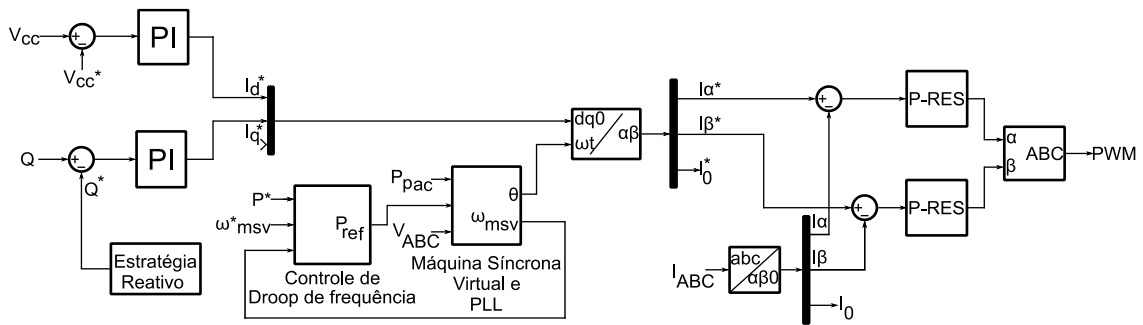


Figura 57- Diagrama do controle do inversor trifásico com a estratégia da MSV.

Fonte: Próprio autor.

A principal diferença entre a estrutura de controle da MSV investigada (Figura 57) e os sistemas de controle VSC convencionais (Figura 56) é a emulação de inércia pela equação de balanço da MSV. Nesse caso, a equação de giro é linearizada em relação à velocidade, de modo que o balanço de potência dê a aceleração da inércia, como mostra na Figura 58 [126]. Nesta figura, P^{r*} é a potência de entrada mecânica virtual, P é a potência elétrica medida e a constante de tempo mecânica é definida como T_a (correspondente a $2H$ em uma Máquina Síncrona tradicional). A velocidade mecânica por unidade ω_{MSV} da inércia virtual é então dada pela integral do balanço de potência, e o ângulo de fase correspondente θ_{MSV} é dado pela integral da velocidade. Conforme mostra a Figura 58, a potência de amortecimento da MSV P_d representa o efeito de amortecimento de uma máquina síncrona tradicional. Essa potência de amortecimento é definida pela constante de amortecimento k_d e a diferença entre a velocidade da MSV (ω_{MSV}) e a frequência de rede real (ω_{PLL}), que neste caso será fornecida por um PLL.

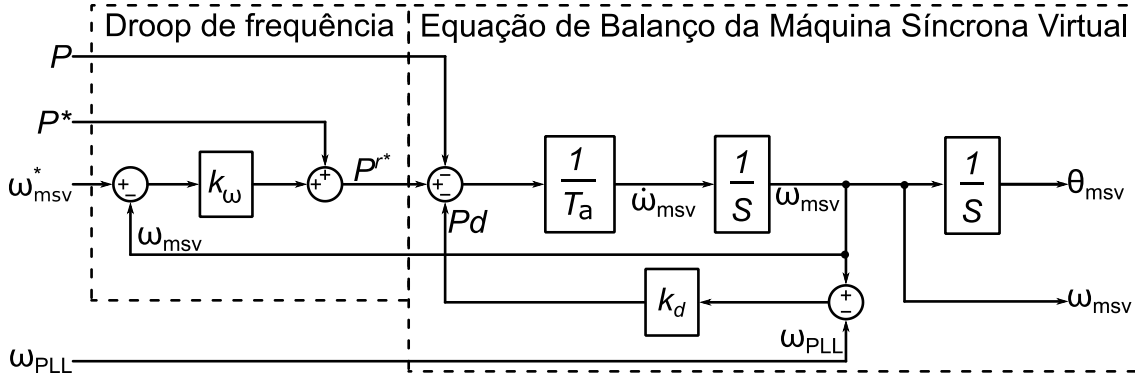


Figura 58- Máquina Síncrona Virtual emulando a inércia com controle *droop*.

Fonte: Próprio autor.

Para a configuração do MSV investigada, o controle por decaimento (controle *droop*) também é incluído no controle de potência da MSV, como mostrado na parte esquerda da Figura 58. Esse decaimento é caracterizado pela constante *droop* k_ω na diferença entre uma referência de frequência ω_{MSV}^* e a velocidade real da MSV. O sistema também possui uma entrada ou referência de potência externa fornecida por P^* . Assim, o balanço total de energia da inércia da MSV pode ser expresso por [126]:

$$\frac{d\delta\omega_{MSV}}{dt} = \frac{P^*}{T_a} - \frac{P}{T_a} - \frac{k_d(\omega_{MSV} - \omega_{PLL})}{T_a} - \frac{k_\omega(\omega_{MSV} - \omega^*)}{T_a} \quad (67)$$

A variável de estado $\delta\omega_{MSV}$ desta equação e a correspondente diferença de ângulo de fase $\delta\theta_{MSV}$, conforme definido em (68), são introduzidas para permitir a modelagem do sistema no quadro de referência síncrono. Como a velocidade da MSV em estado estacionário sempre se tornará igual à frequência da rede ω_{rede} , o desvio de frequência $\delta\omega_{MSV}$ sempre tenderá a zero em condições estáveis da operação conectada à rede. Assim, em estado estacionário, $\delta\theta_{MSV}$ representará um ângulo de fase constante entre a tensão da rede e a orientação *Synchronous Reference Frame* da MSV [126].

$$\frac{d\delta\theta_{MSV}}{dt} = \delta\omega_{MSV} + \omega_{rede} \quad (68)$$

A velocidade real da MSV implementada de acordo com a Figura 58 é dada por (69). O ângulo de fase da MSV correspondente θ_{MSV} definido por (70) se tornará um sinal de dente de serra entre 0 e 2π , que é o ângulo de fase que será usado para a transformação

entre o quadro de referência rotativo ($dq0$ para $\alpha\beta0$) definido pela inércia da MSV [126], conforme indicado na Figura 57.

$$\omega_{MSV} = \delta\omega_{MSV} + \omega_{rede} \quad (69)$$

$$\frac{d\theta_{MSV}}{dt} = \omega_{MSV} \quad (70)$$

Vale ressaltar que o controle da MSV implementada ao controle do inversor VSI (*Voltage Source Inverter*) foi adaptada para o controle $\alpha\text{-}\beta$ (*Stationary Reference Frame Control*), uma vez que, tradicionalmente o método da máquina síncrona virtual com o controle *droop* são empregados para controles $dq0$ (*Synchronous Reference Frame Control*) conforme ilustra a Figura 59.

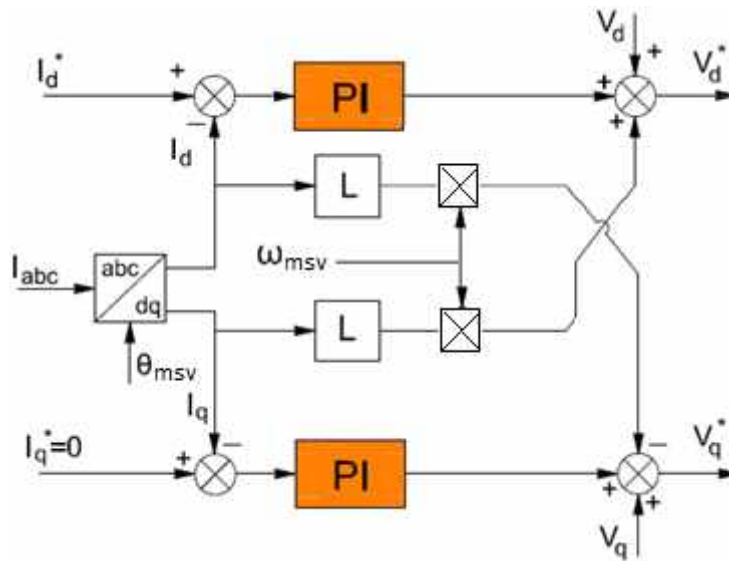


Figura 59- Controle dq0 com a estratégia da MSV.

Fonte: Próprio autor.

Percebe-se na Figura 59, que o ângulo enviado para a transformação do quadro de referência de ABC para dq0, trata-se do ângulo (θ_{msv}), o qual foi gerado pelo controle da MSV, ao passo que a velocidade (ω_{msv}), também gerado pelo controle da MSV, foi utilizada para a multiplicação da indutância do filtro LCL. Entretanto, para o controle $\alpha\text{-}\beta$, é empregado apenas o θ_{msv} , neste caso, para a transformação do quadro de referência rotativo $dq0$ para $\alpha\text{-}\beta$, conforme exibe a Figura 56. A Tabela 13 exibe os valores de

referência e as constantes utilizadas para a implementação do controle da MSV com controle *droop*.

Tabela 13- Variáveis e ganhos utilizados para implementação da MSV com controle *droop*.

Parâmetros	Valor
P^*	9740 W
ω_{msv}^*	$2\pi \times 60 \text{ rad/s}$
k_ω	0,05
k_d	9740
T_a	0,5 s

Vale ressaltar que, todas as variáveis destacadas com asteriscos representam valores de referência. O k_d utilizado neste estudo foi escolhido de forma a mostrar a importância da constante da potência de amortecimento para o sistema, onde, quanto maior o seu valor, maior será a estabilidade no barramento CC e menor será a variação de frequência do inversor no ponto de acoplamento diante a oscilação de potência. Por outro lado, caso seu valor seja muito alto, o controle entrará em instabilidade.

Em relação a constante de tempo mecânica ou tempo de acomodação T_a , esta apresenta uma correspondência indireta com a inércia (j), assim quanto menor o T_a maior será a inércia aplicada ao barramento CC diante uma oscilação de potência, por outro lado, quanto maior o T_a menor a inércia do sistema, logo, o afundamento ou a elevação de tensão no barramento CC será de maior intensidade [122].

Vale ressaltar que a P^* corresponde a 9740 W, o qual é a mesma potência na saída do inversor fotovoltaico.

Capítulo V

VALIDAÇÃO DOS MODELOS E ESTUDOS DE CASO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO SFV COM ACUMULADOR DE ENERGIA CONECTADO À REDE ELÉTRICA

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas conectados à rede elétrica e sistemas isolados. Ambos sistemas podem possuir armazenadores de energia com controladores de carga, que controlam as descargas da bateria de acordo com as exigências impostas. A principal característica de um sistema isolado é possuir o painel fotovoltaico como única fonte de energia e, assim, com a necessidade mais evidente do uso de armazenadores [63].

O sistema fotovoltaico (SFV) conectado à rede elétrica atua como uma fonte complementar de energia, de forma que a energia produzida é adequada por um conversor eletrônico que realiza o sincronismo com a rede de forma a injetar a energia ao sistema. Nestes casos, o uso de armazenadores não se torna tão evidente, mas pode se tornar muito útil para regulação da potência gerada, melhorando os índices de qualidade da energia elétrica [127]. Ainda é possível existir topologias de sistemas fotovoltaicos híbridos que atuam de forma conectada e isolada da rede elétrica. Nestes casos, é mais comum o uso de armazenadores de energia para garantir a alimentação da carga nos casos de isolamento e baixa produção fotovoltaica. Nestes sistemas, o conversor tem inteligência para detectar a ausência da rede elétrica e produzir seu próprio controle de tensão e frequência (micro-rede). No momento de retorno da rede é feito novamente o sincronismo para voltar ao modo de operação normal.

Outra característica dos sistemas fotovoltaicos é quanto à sua distribuição, sendo que eles podem ser centralizados através de fazendas solares de grande porte e, por outro lado, podem ser descentralizados, com geração de pequeno porte, distribuídos ao longo

da rede em residências, comércios e indústrias [63]. Neste sentido, este capítulo apresentará os resultados das modelagens das unidades que constituem o sistema fotovoltaico e, por fim, realizar o estudo em duas situações distintas, sendo elas: uma geração descentralizada trifásica de 10,108 kW e uma geração centralizada de 2 MW, ambas conectadas na rede com armazenamento de energia por baterias.

5.2 IMPLEMENTAÇÕES E RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Nesta seção serão apresentados os resultados das modelagens das unidades individuais que compõem o sistema fotovoltaico, desta forma será apresentado primeiramente o arranjo fotovoltaico, depois o arranjo mais conversor boost com a técnica de MPPT P&O (*perturb and observe*), seguida da avaliação deste conjunto conectado ao inversor trifásico fotovoltaico com filtro LCL e, por fim, todo o sistema trabalhando com o banco de baterias conectado no barramento CC (saída do *boost*) por meio do conversor *buck e boost*.

5.2.1 ARRANJO FOTOVOLTAICO

A partir da modelagem já citada da célula solar no Capítulo 3, foi implementado o modelo de painéis solares no software MATLAB/*Simulink*. A Figura 60 ilustra o painel fotovoltaico alimentando uma carga R e, ainda, seus parâmetros de entrada: temperatura e irradiância. A tensão medida na carga (V_{lido}) é realimentada para o modelo da célula, de forma a completar a equação e garantir um comportamento dinâmico do arranjo. Assim, se a corrente aumentar, a tensão aumenta e vice-versa, respeitando a curva característica I-V. Já a Figura 61 apresenta a modelagem matemática da célula solar implementada no *simulink*.

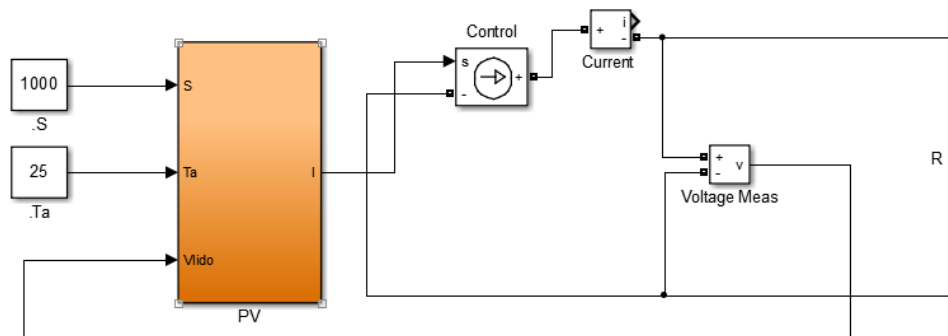


Figura 60- Painel fotovoltaico alimentando uma carga.

Fonte: [13].

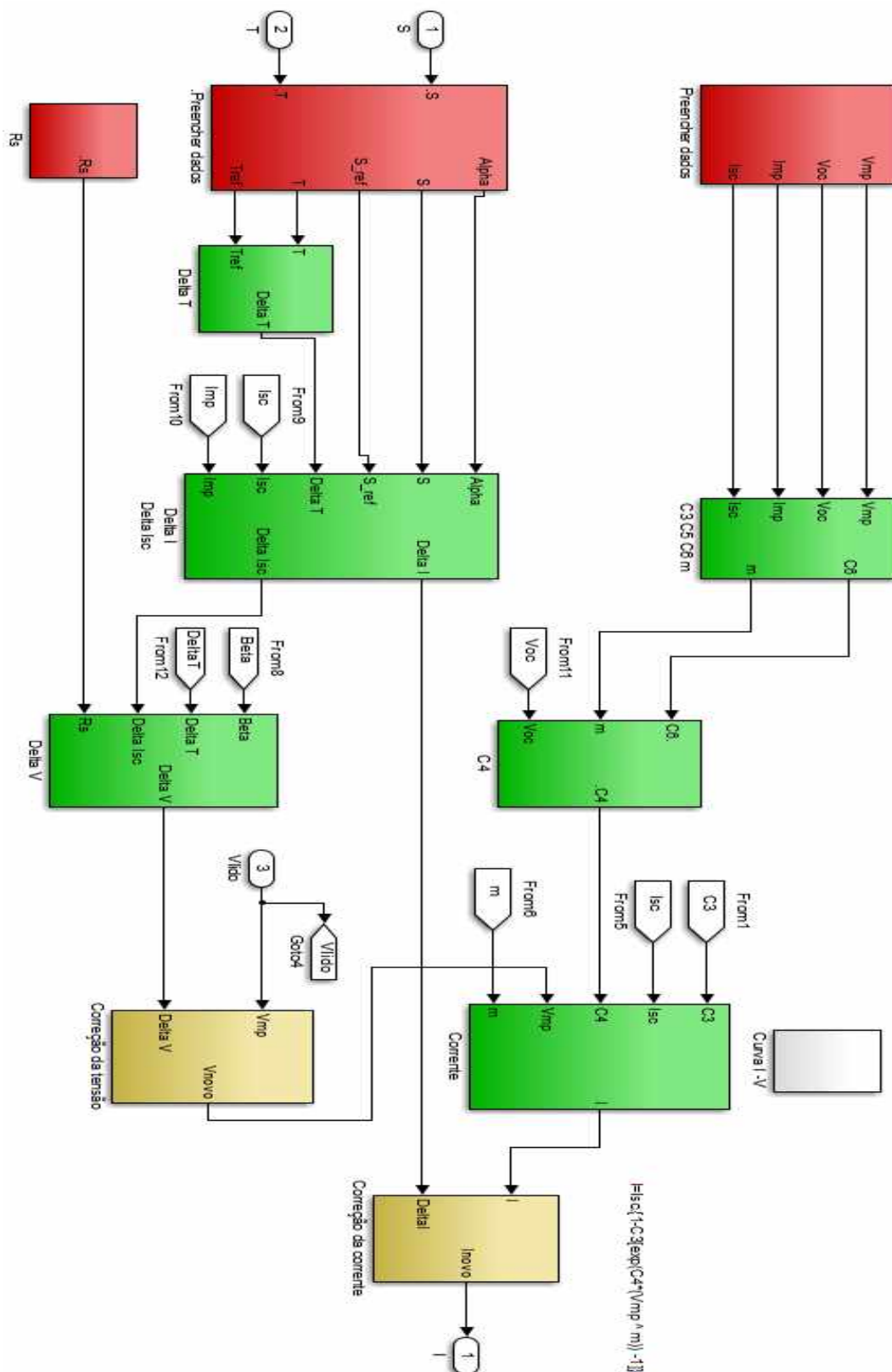


Figura 61- Circuito equivalente da célula solar no Matlab/Simulink [13].
Fonte: [13].

Vale ressaltar que os dados de entrada desta modelagem são: tensão de circuito aberto (V_{oc}), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), corrente de máxima potência (I_{mp}), coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito (α), coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto (β), resistência série da célula (R_s), irradiação solar (S) e a temperatura da célula solar (T), os quais estão inseridos nos blocos em vermelho, como pode ser vislumbrado na Figura 61.

O Arranjo fotovoltaico de 10,108 kW de geração é composto por três fileiras (*strings*) em paralelo, com 13 módulos série em cada, ou seja, um sistema fotovoltaico formado por 39 módulos. A Tabela 14 retrata as informações de entrada do módulo American Solar ASW-260M e do seu respectivo arranjo.

Tabela 14-Parametrização do módulo American Solar ASW-260W.

	Dados do Módulo	Dados do Arranjo
V_{mp}	36,1 V	469,3 V
V_{oc}	43,42 V	564,5 V
I_{mp}	7,18 A	21,54 A
I_{sc}	7,98 A	23,94 A
$P_{máx}$	260 W	10,108 kW
R_s	0,4 Ω	1,9 Ω
A	0,004 % / °C	0,012% / °C
B	-0,152% / °C	-1,976% / °C

Vale ressaltar que o R_s foi encontrado por meio de um software gratuito, nomeado como “*PV analyser*”, tendo como parâmetros exigidos o V_{mp} , V_{oc} , I_{mp} , I_{sc} , números de módulos série e paralelo. Destaca-se também que, os parâmetros α e β , informados pelo *datasheet*, encontram-se na unidade de (%/°C). Porém, na modelagem do arranjo fotovoltaico, essa informação é preenchida em (A/°C e V/°C) para α e β respectivamente. As equações (71) e (72) seguem as respectivas conversões.

$$\alpha[A/^{\circ}C] = \frac{\alpha[\%/^{\circ}C]}{100} \cdot I_{sc} \quad (71)$$

$$\beta[V/^{\circ}C] = \frac{\beta[\%/^{\circ}C]}{100} \cdot V_{oc} \quad (72)$$

Nas Figuras 62 e 63 são exibidas as características de tensão versus corrente e a curva de potência de todo o arranjo fotovoltaico nas condições de 1000 W/m² e 25°C. Foram constatadas uma corrente de curto-circuito de 23,94 A e uma tensão de circuito aberto igual a 564,5 V. A potência do arranjo também atingiu uma resposta bastante

satisfatória, correspondendo aproximadamente a 10.108,00 W, o qual era o valor esperado.

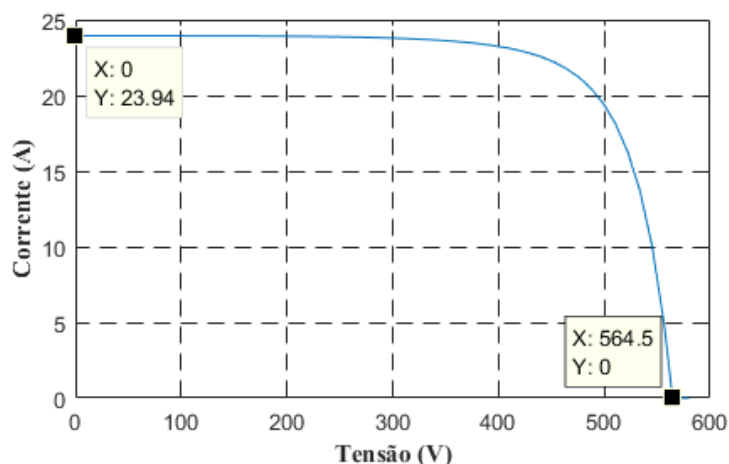


Figura 62- Curva IxV equivalente ao arranjo fotovoltaico formado por 39 módulos.
Fonte: Próprio autor.

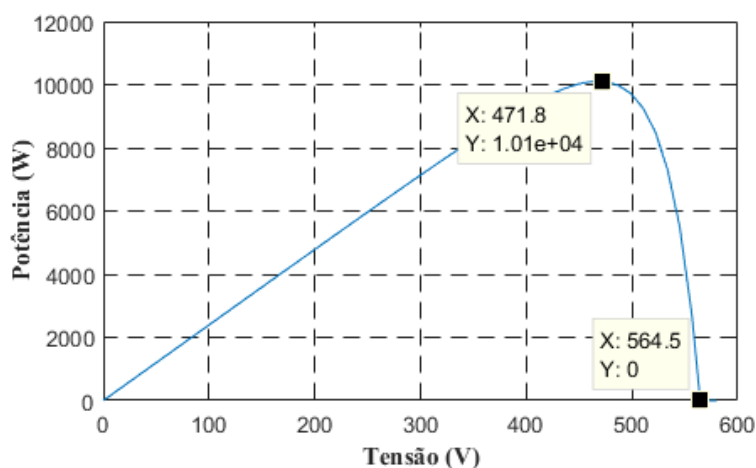


Figura 63- Curva IxV equivalente ao arranjo fotovoltaico formado por 39 módulos
Fonte: Próprio autor.

5.2.2 ARRANJO FV CONECTADO AO CONVERSOR *BOOST*

O sistema fotovoltaico opera sem rastreamento do ponto de máxima potência, quando nenhum algoritmo é aplicado para controlar a variação do ciclo de trabalho (D) na chave (MOSFET ou IGBT) do conversor CC-CC. O algoritmo escolhido foi o método Perturba e Observa (*P&O*), o qual tem sido amplamente utilizado devido à sua estrutura simples de controle e necessidade de poucos parâmetros para realizar o PMP (Ponto de Máximo Potência). O algoritmo de controle do conversor *boost* é de extrema importância para o sistema, porque tem a função de ajustar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico, para extrair a máxima potência de acordo com a variação da irradiância e temperatura.

Para efetuar o controle do *MPPT* conforme explicado no Capítulo 2, realizou-se o sensoriamento da tensão e da corrente dos painéis fotovoltaicos que está conectado ao conversor CC-CC *boost*, conforme ilustra a Figura 64. A fonte de tensão de 600 V na saída do *boost* é necessária para limitar a tensão de saída neste patamar, porque o responsável em controlar este valor no barramento CC é o inversor fotovoltaico (malha de tensão). Assim, o conversor *boost* irá apenas controlar a tensão de saída do arranjo fotovoltaico e, em consequência, fará com que o arranjo opere no ponto de máxima potência.

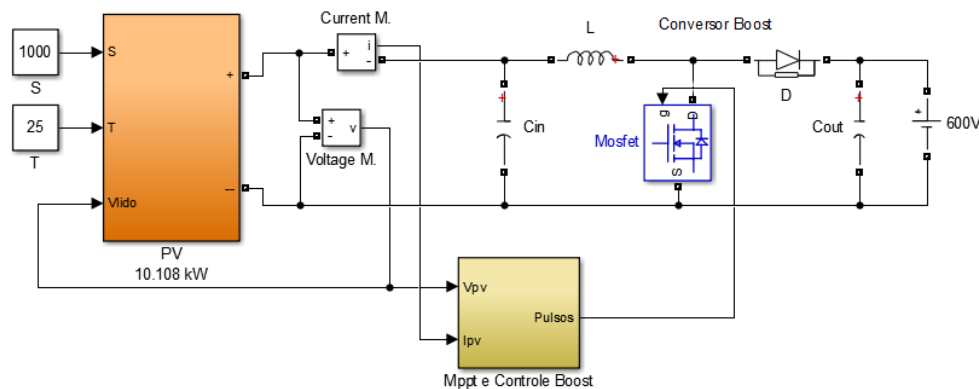


Figura 64- Sistema Fotovoltaico com *Boost* e *MPPT* implementado.
Fonte: Próprio autor.

O algoritmo P&O foi configurado para operar com perturbações de 0,5 V e -0,5 V e o valor inicial para a tensão de referência é igual a 469,3 V. Valor, este, equivalente a 13 módulos (American Solar ASW-260W), em série operando no ponto de máxima potência. O código do algoritmo se encontra no Apêndice A deste trabalho.

Durante a captação dos sinais de tensão e corrente para efetuar o método P&O, ambos sinais foram tratados pelo bloco “zero order hold”, cuja função é fixar o período de amostragem do sinal e fixar o tempo de atualização da V_{ref} , pois o módulo fotovoltaico está em constante variação de temperatura e irradiância, além disso, proporciona um tempo para a dinâmica do conversor *boost* atender ao degrau de referência do *MPPT* e ao mesmo tempo garantir uma variação na referência que determine a melhor eficiência do *MPPT*. Assim, para o presente trabalho foi adotada uma frequência de 10 Hz, como mostra a Figura 65.

A tensão de referência (V_{ref}), é um sinal resultante da tensão de entrada (V_{in}) adicionada pela perturbação ($\pm \Delta V$) do algoritmo *P&O*. O erro produzido será ajustado por um compensador proporcional-integral-derivativo (PID) que, finalmente, faz a comparação desta saída com uma onda triangular, de amplitude unitária e frequência de

10 kHz. O resultado deste sistema determina a razão cíclica que atuará para abrir e fechar a chave do *boost* e, de modo a garantir a operação do sistema fotovoltaico no PMP.

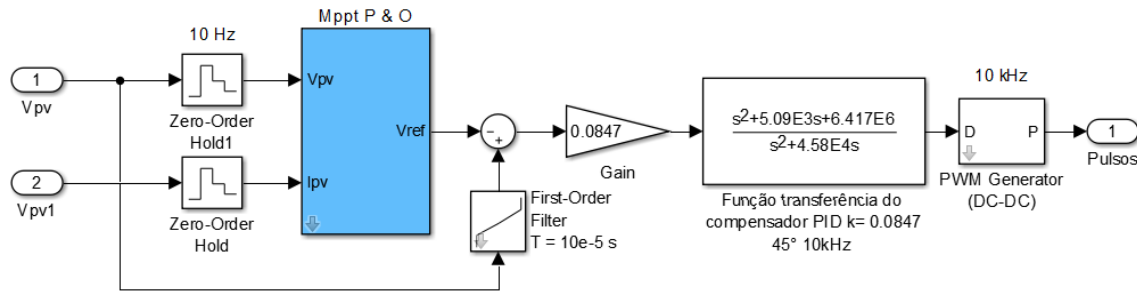


Figura 65- Diagrama do MPPT e controle de chaveamento do Boost.

Fonte: Próprio autor.

Com o intuito de apresentar a atuação do *MPPT P&O* no arranjo fotovoltaico de uma forma mais detalhada, a Figura 66 exibe o comportamento do controle para situação de irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C. A operação do controle consiste na captação do sinal de tensão (V_{pv}) e corrente (I_{mp}), e durante a realização da lógica do método *P&O*, tem-se como resposta de saída um sinal de referência (V_{ref}), que a cada 0,1s é perturbado intencionalmente em $\pm 1V$ na tentativa de rastrear o ponto de máxima potência. No Apêndice A é possível verificar a atuação do *MPPT* em 1 segundo de simulação. Vale ressaltar que o filtro de primeira ordem foi ajustada para atuar com uma constante de tempo em 10^{-5} .

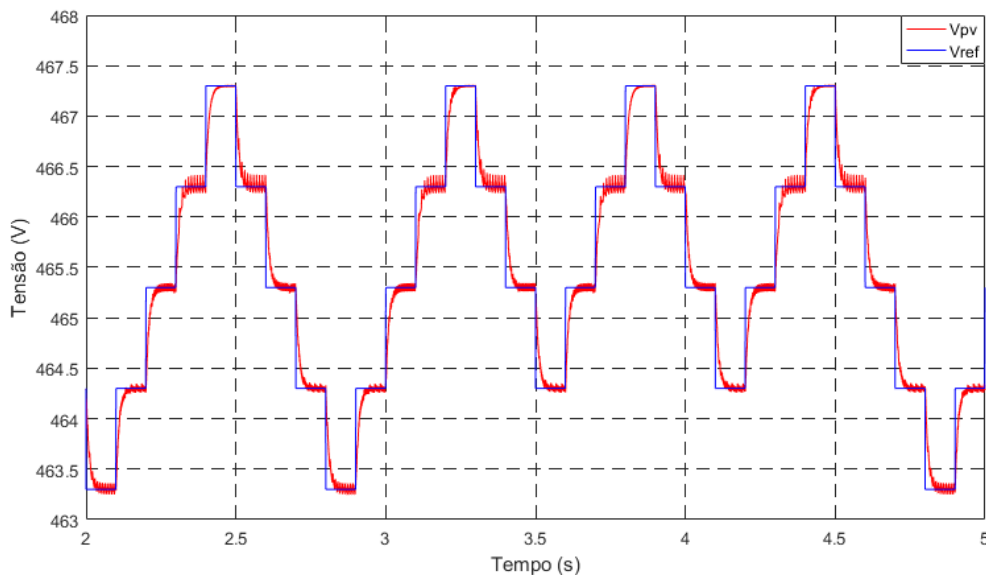


Figura 66- Atuação do MPPT P&O no arranjo fotovoltaico.

Fonte: Próprio autor.

Para encerrar a etapa dos resultados do arranjo fotovoltaico conectado ao conversor *boost*, a Figura 67 demonstra a tensão de entrada e saída do conversor *boost*,

onde conectou-se uma carga no lugar da fonte de tensão de 600V, o qual será responsável em drenar toda potência do arranjo fotovoltaico. O valor da carga corresponde a 38,29 ohms, uma vez que a potência do arranjo FV corresponde a 10,108 kW com a tensão do projeto do barramento CC em 600 V.

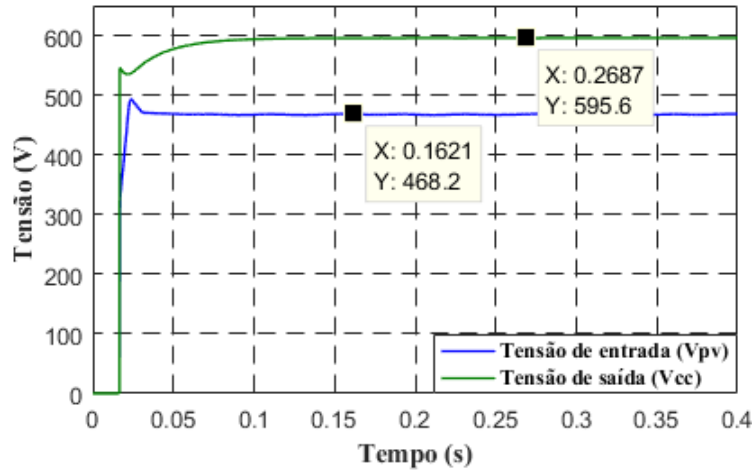


Figura 67- Tensão na entrada e saída do conversor *boost*.
Fonte: Próprio autor.

Ressalva-se que a tensão de saída não se estabilizou em 600 V, pois tal função fica a cargo do controle da malha de tensão do inversor fotovoltaico. A Tabela 15 exhibe a parametrização do conversor *boost*, em virtude da modelagem dada no capítulo 2.

Tabela 15- Parametrização do conversor *boost*.

Parâmetros	Valor
$V_{entrada}$	469,3 V
$V_{saída}$	600 V
L_{boost}	949,203 μH
C_i	100 μF
C_o	1300 μF
R_0	38,29 Ω
η_{boost}	93%
F_{sw}	10 kHz

Onde:

C_i - Capacitância de entrada do conversor *boost*,

C_o - Capacitância de saída,

R_o - Resistência equivalente do inversor,

η - Rendimento adotado ao conversor *boost*,

P_o - Potência de saída do mesmo, e por fim,

F_{sw} - Frequência de chaveamento.

Vale ressaltar que os valores das capacitâncias de entrada e saída foram arredondados para valores inteiros.

5.2.3 CONJUNTO PAINEL FV-BOOST CONECTADO AO INVERSOR

Assim explorado o assunto sobre painéis fotovoltaicos conectado ao *boost* com o intuito de elevar a tensão em torno dos 600 V, parte-se finalmente para a conexão deste sistema (placa-*boost*) ao conversor CC-CA, conhecido mais precisamente como inversor. Tal componente será do tipo *VSI* (*Voltage Source Inverter*), que juntamente com o PLL (*phase locked loop*) são essenciais para a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica. A Figura 68 apresenta o diagrama esquemático do sistema fotovoltaico conectado à rede, enquanto a Figura 69 exibe a implementação na plataforma *Matlab/simulink*.

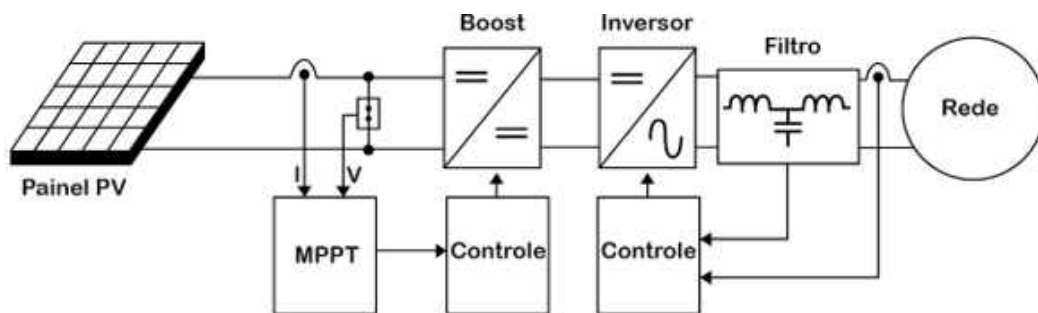


Figura 68- Diagrama de bloco do sistema fotovoltaico.
Fonte: Próprio autor.

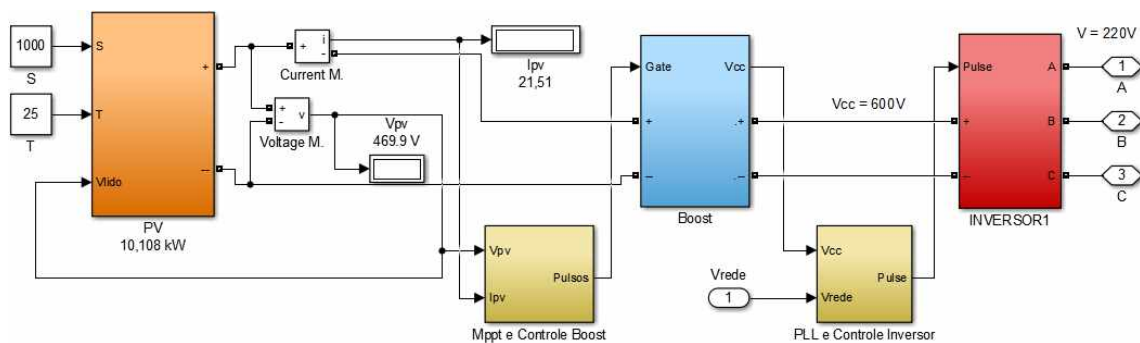


Figura 69- Sistema fotovoltaico implementado no *simulink*.
Fonte: Próprio autor.

Com o intuito de comprovar que a malha de tensão do controle implementado ao inversor é responsável em controlar a tensão do barramento CC, a Figura 70 ilustra a tensão do barramento CC em 600,4 V, correspondendo assim, a tensão de referência do projeto adotado.

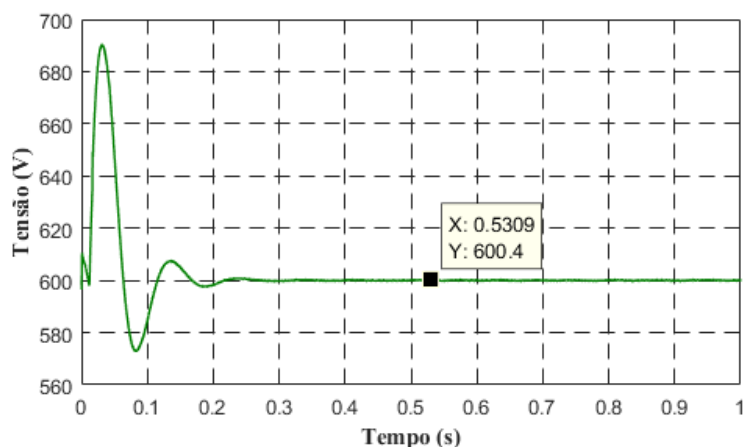


Figura 70- Tensão do barramento CC controlado pelo inversor.

Fonte: Próprio autor.

A corrente de saída do inversor que é injetada na rede deve estar sincronizada com a tensão da rede, conforme exige a maioria das normas regulatórias [128]. Por fim, a Figura 71 mostra a corrente trifásica sincronizada com a tensão da rede, lembrando que, o filtro LCL é indispensável para a conexão de todo o sistema FV à rede elétrica.

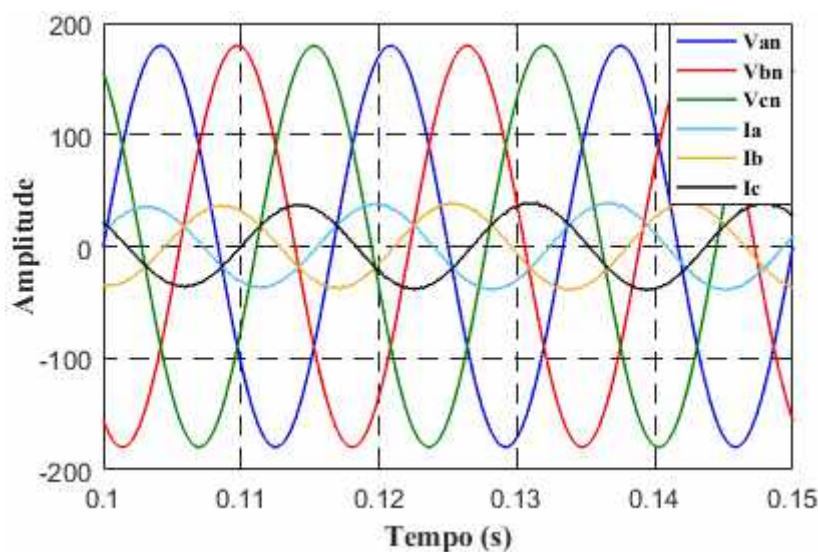


Figura 71- Tensão e corrente no ponto de acoplamento.

Fonte: Próprio autor.

Percebe-se, pela Figura 71, que as correntes não estão perfeitamente sincronizadas com as tensões da rede, isso ocorre porque a saída do bloco “controle reativo” do bloco da malha de corrente (I_q), foi considerada/conectada, conforme mostra a Figura 72, sendo assim, percebe-se que a potência reativa está sendo absorvida da rede, pois as correntes se encontram adiantadas das tensões (lembrando que, esta relação é válida somente para unidades geradoras). Caso o controle I_q fosse desconectado, o inversor iria apenas realizar gestão de potência ativa, tendo assim, as correntes perfeitamente em fase com as tensões de linha.

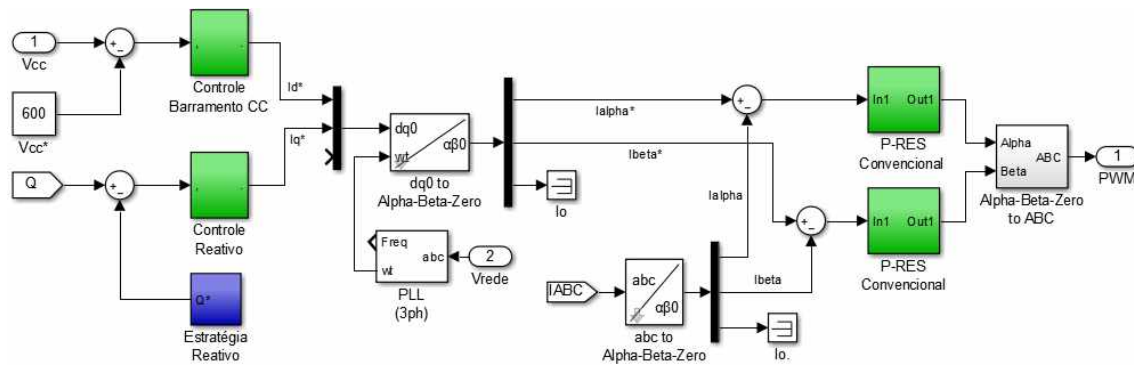


Figura 72- Controle do inversor implementado no *simulink*.

Fonte: Próprio autor.

As Figuras 73 e 74 apresentam as potências ativas e reativas entregues para a rede elétrica, em uma potência de 9755 W e 2666 Var, respectivamente. Vale ressaltar que o valor negativo da potência reativa significa que o inversor está absorvendo reativo, enquanto o valor positivo remete ao fornecimento de reativo.

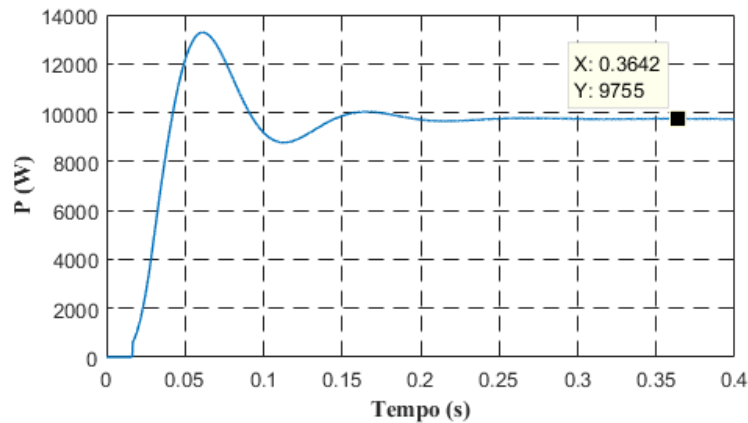


Figura 73- Potência ativa injetada na rede.

Fonte: Próprio autor.

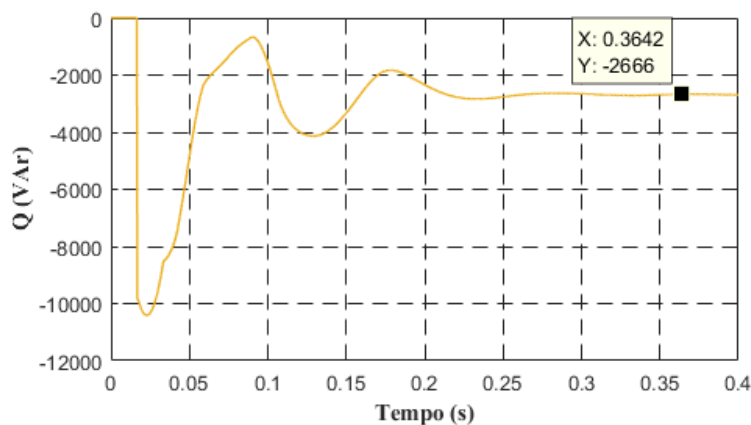


Figura 74- Potência reativa absorvida na rede.

Fonte: Próprio autor.

O bloco “estratégia reativo” responsável em realizar o fornecimento ou absorção da energia reativa, basicamente, consiste na elevação ao quadrado da potência que está

sendo entregue a rede, subtraída pela potência total gerada pelos painéis fotovoltaicos, também elevado ao quadrado, em seguida, retira a raiz e envia para o bloco “gain”, assim, a referência da potência reativa (Q) é gerada. Uma visão geral deste procedimento é representada na Figura 75.

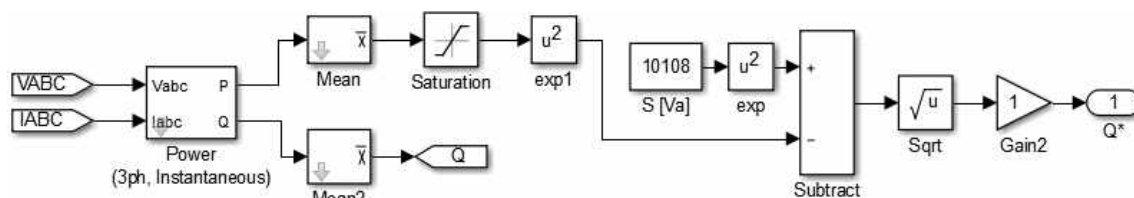


Figura 75- Estratégia de gestão de reativo.

Fonte: Próprio autor.

Vale destacar que o bloco “gain” do controle, vislumbrado na Figura 75, é o responsável em definir se o inversor irá absorver ou fornecer reativo, assim, quando seu valor for definido em “1” o inversor irá fornecer reativo, e quando ajustado em -1, o mesmo irá absorver reativo. Ressalta-se também que a gestão de reativo depende do quanto de potência ativa está sendo injetada, desse modo, quando a potência ativa cair, a potência reativa injetada aumentará, ou seja, o inversor trabalhará sempre em 1 pu de sua capacidade de potência. A Figura 76 exibe a potência ativa e reativa para duas condições de operação, no primeiro momento para uma irradiância de 1000 W/m², onde a potência ativa corresponde a 9742 W e a potência reativa em -2698 VAR, já no segundo momento, para as condições de 500 W/m² o inversor injeta 4555 W e absorve -9027 VAR.

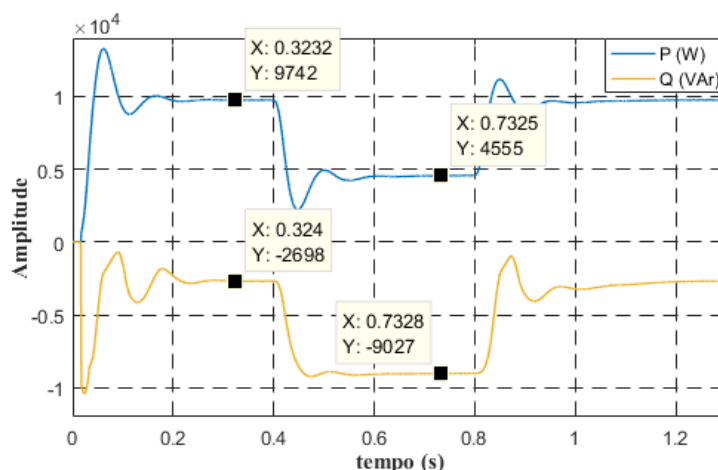


Figura 76- Inversor injetando potência ativa e reativa na rede.

Fonte: Próprio autor.

Assim, a Figura 76 comprova a estratégia de controle do inversor em manter a operação sempre em 1 pu. A Tabela 16 mostra os resultados da potência ativa, reativa e fator de potência para diversas condições de operação. Ressalva-se que a potência ativa

está diretamente ligada a irradiância, ou seja, quanto maior a intensidade da irradiância, maior será a potência em watts gerada e vice-versa.

Tabela 16- Resultados para diferentes valores de irradiância a 25°C

S (W/m ²)	P (W)	Q (VAr)	Fp
1000	9746	-2678	0,9643
800	7595	-6675	0,7511
600	5552	-8450	0,5491
400	3561	-9467	0,3520

A Figura 77 ilustra a forma de onda da tensão e corrente da fase A, para a condição de 600W/m² a 25°C. Nota-se que a corrente está adiantada da tensão, sendo assim, o inversor absorve reativo da rede. Enquanto, a Figura 78, a corrente se encontra atrasada em relação a tensão, logo, o inversor operará fornecendo energia reativa à rede. Vale lembrar que, estes dois modos de operação são definidos pelo bloco “gain” do controle de reativo.

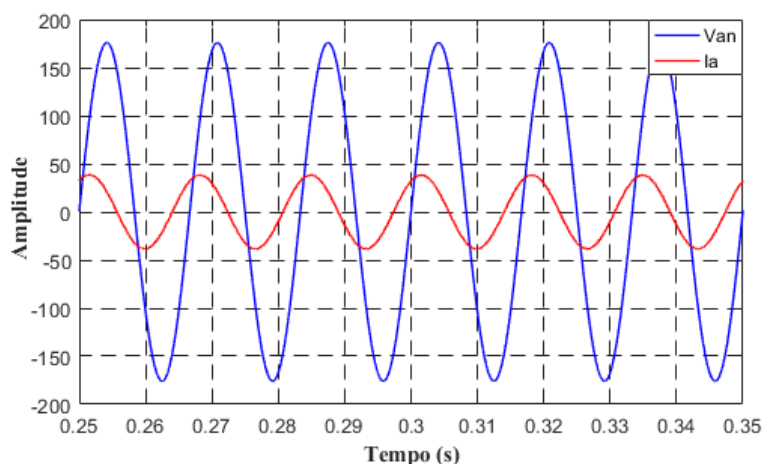


Figura 77- Inversor injetando potência ativa e absorvendo reativo na rede.

Fonte: Próprio autor.

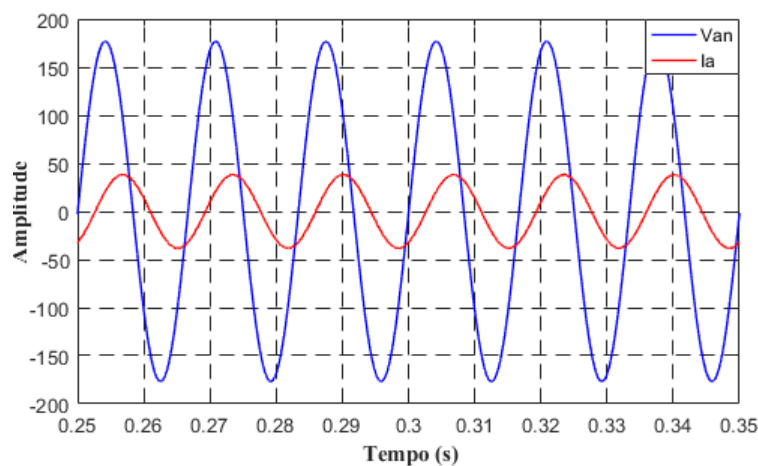


Figura 78- Inversor injetando potência ativa e reativa na rede.

Fonte: Próprio autor.

Ao desconectar a parcela I_q fornecido pelo controle do inversor, conforme ilustra a Figura 79, o mesmo irá operar com apenas gestão de potência ativa. Neste sentido, o fator de potência será unitário.

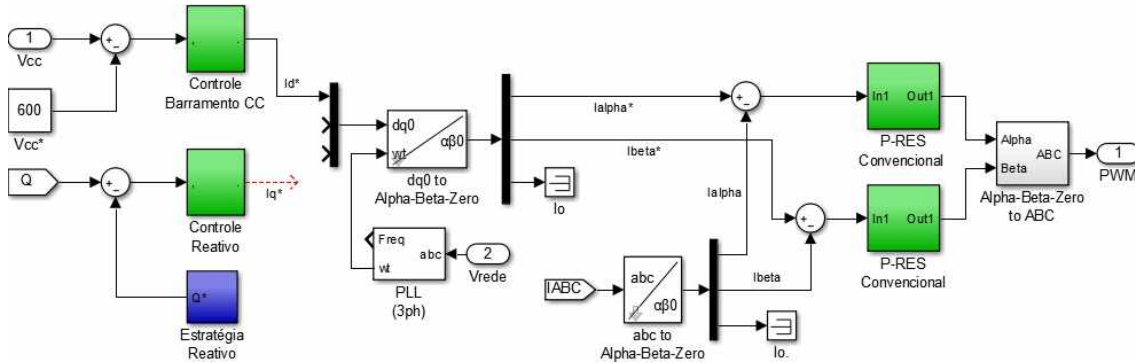


Figura 79- Controle do inversor desconectando a estratégia de reativo.

Fonte: Próprio autor.

A Figura 80 comprova o fator de potência unitário das tensões e correntes no ponto de acoplamento.

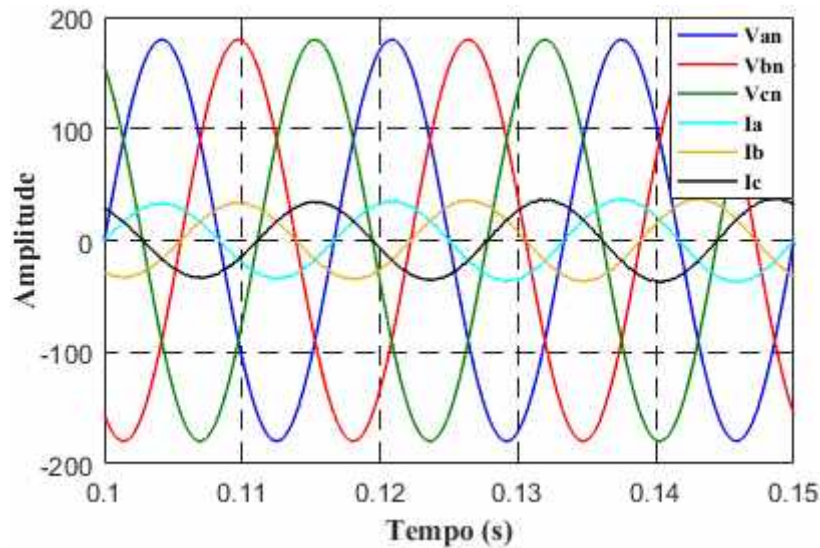


Figura 80- Tensão e corrente no ponto de acoplamento com apenas controle de ativo.

Fonte: Próprio autor.

Vale destacar que, a função de transferência do compensador PI utilizado para o controle de reativo é expressada na equação (73):

$$C_V = 0,02 \cdot \left(\frac{0,1s + 10}{s} \right) \quad (73)$$

5.2.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ARMAZENADOR DE ENERGIA

Por fim, é avaliada a operação do sistema fotovoltaico com bancos de baterias conectados no barramento CC (entre o conversor *boost* e o inversor trifásico), onde o armazenador de energia será conectado via conversor bidirecional *buck* e *boost*, também conhecido por conversor híbrido bidirecional, que tem como função controlar o fluxo de potência do banco armazenador de energia, ou seja, ele permite injeção e absorção de potência na bateria.

O conversor atua como *buck* na absorção de potência do arranjo FV, quando a bateria é carregada e, como um *boost*, quando a bateria realiza uma descarga. Neste caso, a corrente da bateria deve ser controlada, podendo assumir valores positivos e negativos seguindo o sinal do controlador. A tensão de saída das baterias foi configurada em 240 V, correspondendo, assim, a 10 baterias em série de 24 V com uma potência de 2,5 kW. A Figura 81 vislumbra o sistema fotovoltaico com armazenadores de energia por meio de baterias implementado no *simulink/Matlab*.

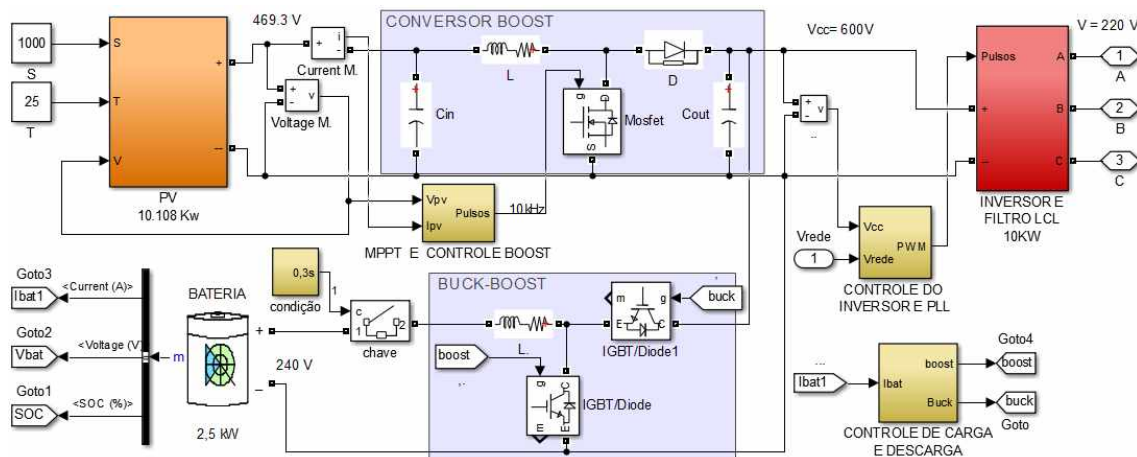


Figura 81- SFV com armazenador de energia acoplado no barramento CC.
Fonte: Próprio autor.

Adverte-se que, o conversor bidirecional ligado à bateria possui IGBT's que permitem o fluxo de corrente nos dois sentidos, permitindo que a bateria faça ciclos de carga e descarga. Então, de fato o conversor não trabalha em momento algum no regime descontinuo de condução. A Tabela 17 apresenta a parametrização do conversor *buck* e *boost* estabelecido na modelagem, conforme os equacionamentos descritos no capítulo 4.

entregues no ponto de acoplamento comum (PAC) na rede e os estados de operações da bateria, respectivamente.

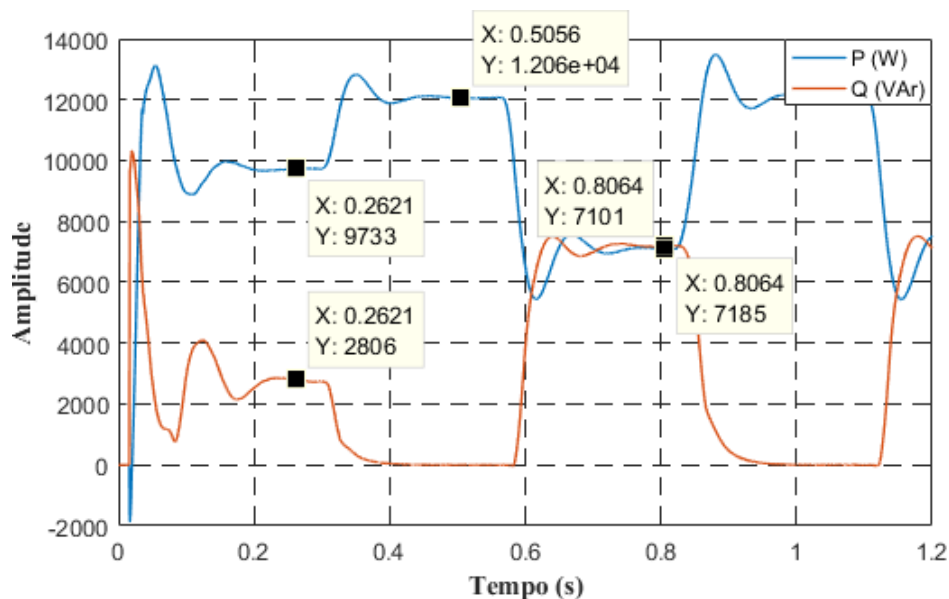


Figura 83- P e Q no PAC com banco de baterias.

Fonte: Próprio autor.

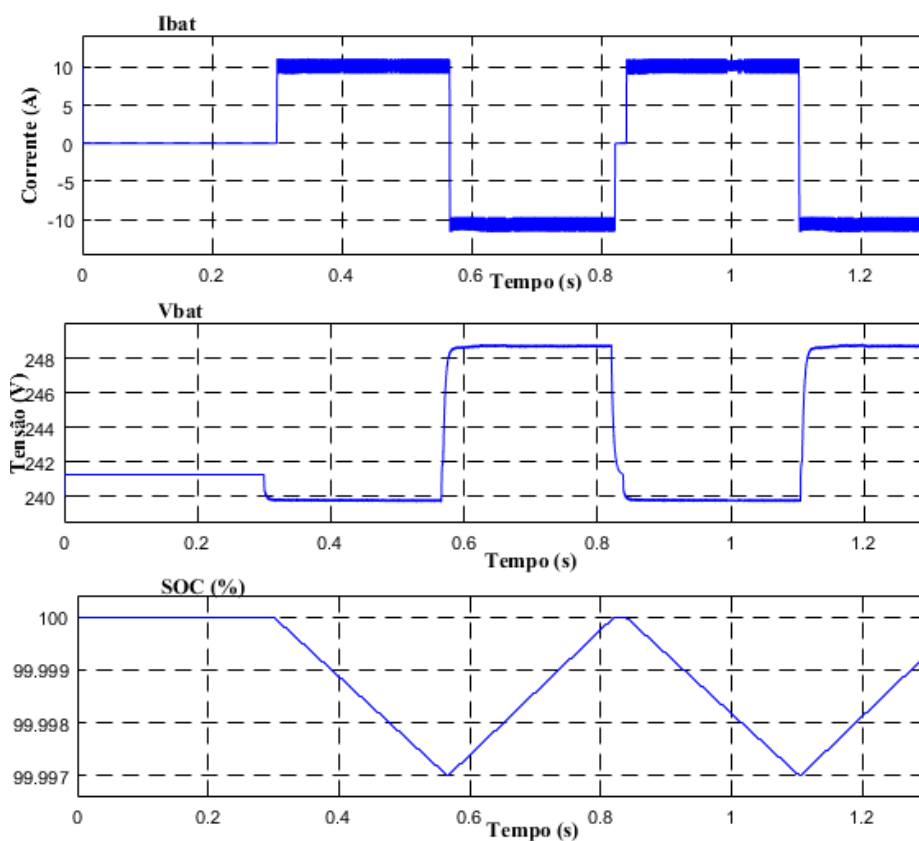


Figura 84- Tensão, corrente e SOC da bateria nos modos de carga e descarga.

Fonte: Próprio autor.

No primeiro momento, de acordo com a Figura 83, o sistema opera com apenas o arranjo fotovoltaico, injetando-se, assim, uma potência ativa de 9733 W, enquanto no instante de 0,3s, por sua vez, o banco de baterias começa a descarregar, atingindo desse modo, uma potência de 12080 W. Aproximadamente em 0,6s; a bateria altera o seu estado de descarga para carga (visualizar o SOC na Figura 84), por conseguinte, uma potência menor foi entregue à rede (7146 W), todavia, parte da potência gerada pelos painéis esteve destinado para carregar o banco de baterias.

Vale destacar, que no instante em que as baterias carregam, o controle de potência reativa do inversor torna-se bastante expressivo, visto que, o mesmo gera uma parcela de 7164 VAR. Desta maneira, a estratégia proposta de manter o inversor operando sempre em 1 pu de sua capacidade de potência é, portanto, satisfeita.

5.3 ESTUDO DE CASO NO CONTEXTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Foi desenvolvido no *Matlab/Simulink* um sistema fotovoltaico com elemento armazenador de energia conectado em seu barramento CC, integrado à rede por meio de um inversor. O controlador MPPT usa o algoritmo P&O com regulação integral, que possui frequência de chaveamento de 10 kHz. O inversor também possui uma frequência de chaveamento de 10 kHz, sendo que a tensão no link CC é 600 V com saída trifásica de 220 V em 60 Hz. A seguir, a Figura 85 exibe o diagrama da rede trabalhada, enquanto a Figura 86 ilustra o sistema elétrico fictício implementado no *Matlab/Simulink*.

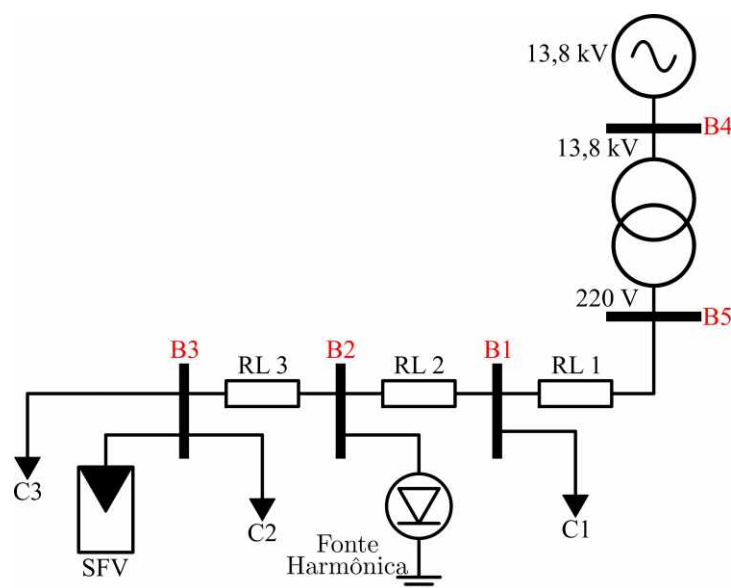


Figura 85- Diagrama da rede elétrica fictícia.

Fonte: Próprio autor

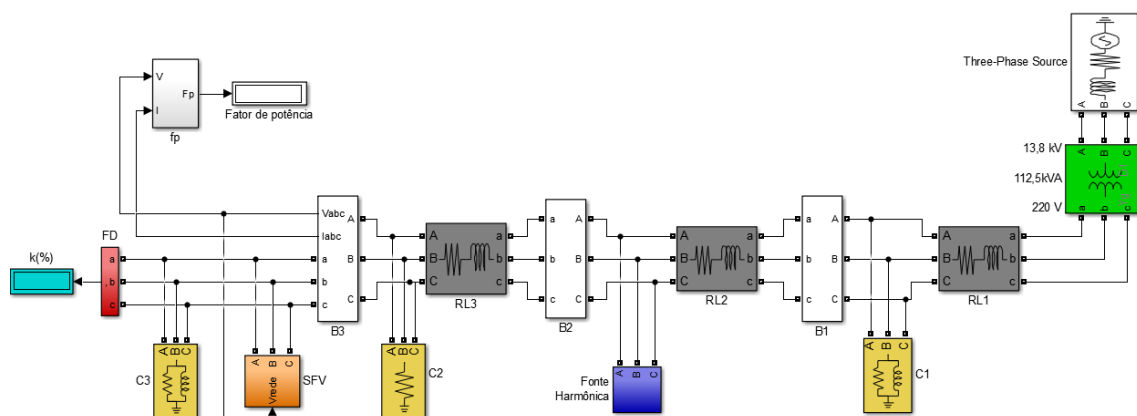


Figura 86- Rede de baixa tensão fictícia implementada no *simulink*.

Fonte: Próprio autor.

Os blocos em cinza representam as impedâncias das linhas (R_{L1} , R_{L2} , R_{L3}), os dourados, as cargas (C_1 , C_2 e C_3), em alaranjado, o SFV, em azul escuro é a carga não linear (representados por fontes de correntes), que são responsáveis por injetar as correntes harmônicas de 3ª, 5ª e 7ª ordem, e por fim, em verde tem-se o transformador de distribuição de 112,5 kVA que conecta o gerador do lado de 13,8 kV à rede de distribuição de 220V. Foi colocado medidor de desequilíbrio na barra 3 (em vermelho), com o intuito de verificar o desequilíbrio do sistema, provocado pelas cargas desequilibradas. O método utilizado para calcular o fator de desequilíbrio foi por CIGRÉ, que se baseia nas amplitudes das tensões de fase. A Tabela 18 exhibe as configurações da fonte de tensão trifásica e do transformador de distribuição.

Tabela 18- Parametrização do transformador e gerador.

Parâmetros	Transformador	Fonte Trifásica
Potência (VA)	112,5 k	30 M
Tensão (V)	13,8 k / 220	13,8 k
Ligação	Delta – estrela c/ neutro aterrado	Estrela c/ neutro aterrado
R primário (Ω)	10,157	0,8929
R secundário (Ω)	$86,044 \cdot 10^{-5}$	--
L primário (H)	1,0777	$16,58 \cdot 10^{-3}$
L secundário (H)	$9,1298 \cdot 10^{-5}$	--
R magnetização (Ω)	$2,5392 \cdot 10^6$	--
L magnetização (H)	6735,6	--

Todas as impedâncias de linhas foram configuradas para um valor de resistência de 45,855 m Ω e 0,0287 mH de indutância. A Tabela 19 apresenta os valores das cargas lineares conectadas nas barras do sistema sob estudo, enquanto a Tabela 20 retrata as cargas não lineares.

Tabela 19- Parametrização das cargas lineares.

Barra	Fase	P (W)	Q (var)
B1	A	1000	1000
	B	3000	1000
	C	10000	1000
B2	A	2000	0
	B	500	0
	C	250	0
B3	A	6000	4100
	B	4000	3000
	C	5000	2900

Tabela 20- Parametrização da carga não-linear.

Barra	Fase	Correntes harmônicas (A)		
		Módulo e ângulo		
		3 ^a	5 ^a	7 ^a
B2	A	3∠0°	6∠0°	2,5∠0°
	B	3∠0°	6∠120°	2,5∠-120°
	C	3∠0°	6∠-120°	2,5∠120°

Após apresentados a parametrização da rede de distribuição fictícia implementada no *simulink*, enfim, serão avaliados a distorção harmônica total de tensão (DTT), fator de potência, tensão em regime permanente e as perdas ôhmicas antes e depois da conexão da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) de 10,108 kW. Vale salientar que a rede apresenta sinais de tensões distorcidas e desequilibradas, com intuito de comprovar a robustez do controle de corrente do inversor estabelecido.

5.3.1 1º CASO- SEM CONEXÃO DA GDFV

A Figura 87 exibe as formas de ondas de tensão da barra 3, as quais apresentam distorções harmônicas totais de tensão (DTT) de 2,53%, 2,58% e 2,49% nas fases V_a , V_b e V_c .

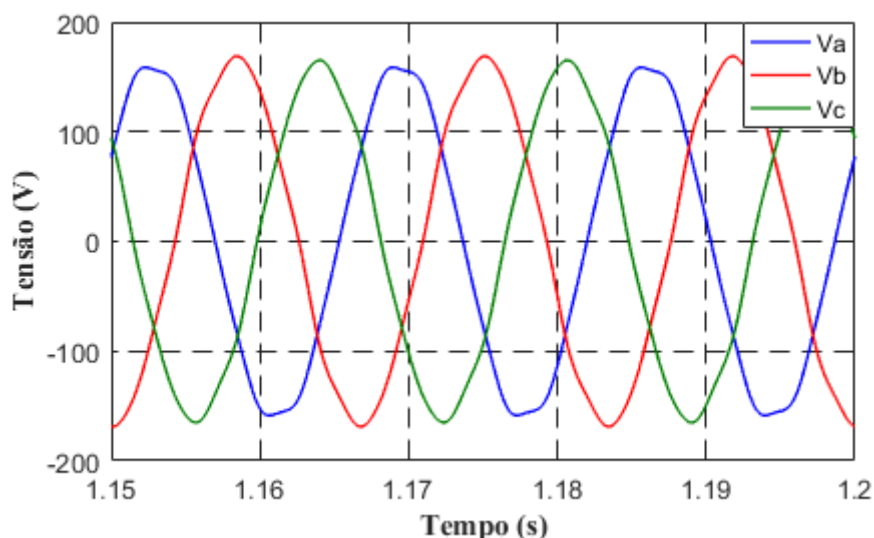


Figura 87- Tensão distorcida na barra 3
Fonte: Próprio autor.

A seguir, está apresentada a Tabela 21 expondo os parâmetros de qualidade na barra 3 da rede de distribuição de baixa tensão (127/220 V) antes da inserção do sistema fotovoltaico.

Tabela 21- Qualidade da energia na Barra 3 Sem a GDFV.

Fase	Va	Vb	Vc
<i>Tensão (V)</i>	115,1	118,5	115,4
<i>Tensão (pu)</i>	0,9063	0,9331	0,9087
<i>DTT</i>	2,53%	2,58%	2,49%
<i>Fator de potência</i>	0,8314		
<i>Desequilíbrio</i>	2,063%		

A perda ôhmica ao longo da linha de distribuição foi computada em 960,7W, enquanto o desequilíbrio provocado pelas cargas em um valor de 2,063%.

5.3.2 CONEXÃO DA GDFV NA BARRA 3

Neste caso, as análises serão feitas para a conexão da geração distribuída na barra 3. A Figura 88 mostra a tensão e a corrente na conexão da GDFV na barra 3.

Dessa forma, as perdas ôhmicas de distribuição da rede reduziram para 338,6W, além de, apresentar uma DTT de 2,48%, 2,54% e 2,44% nas fases *Va*, *Vb* e *Vc*, respectivamente. Vale ressaltar que esses valores são para a condição de injeção de somente potência ativa. As distorções harmônicas de tensão, conforme podem ser observadas, se mantiveram praticamente estáveis, uma vez que o filtro LCL drenam correntes harmônicas de ordens bem acima de 3^a, 5^a e 7^a.

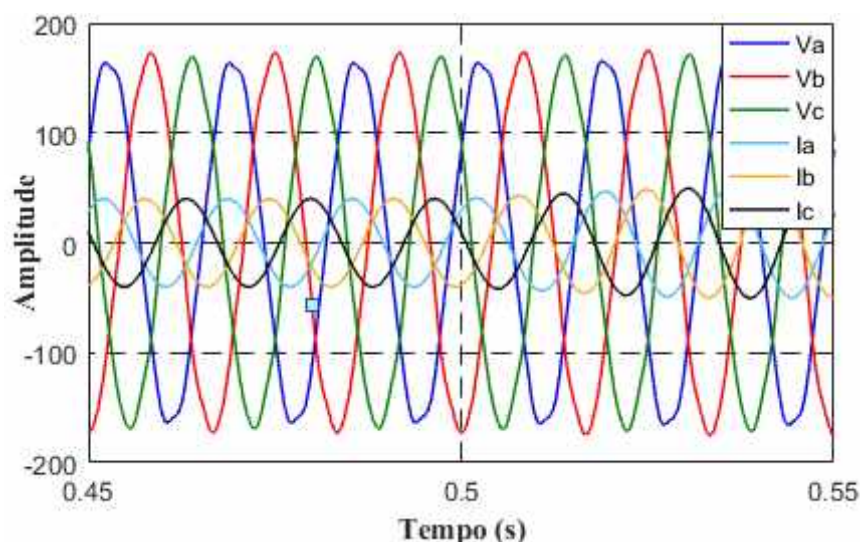


Figura 88- Tensão da rede distorcida com as correntes injetadas pela GDFV na barra 3.
Fonte: Próprio autor.

Vale destacar que no instante de 0,5s o banco de baterias de 2,5 kW começa a descarregar sua energia no barramento CC. Logo, o valor da corrente injetada na barra 3 será de maior amplitude, conforme ilustrado na Figura 88. As Tabelas 22 e 23 mostram os resultados dos parâmetros referentes à qualidade da energia ao conectar a GDFV na barra 3, nas condições de sem e com banco de baterias, respectivamente.

Tabela 22- Qualidade da energia na Barra 3 Com a GDFV sem SAE.

Fase	Fornecendo reativo			Absorvendo reativo		
	V_a	V_b	V_c	V_a	V_b	V_c
Tensão (V)	119,3	122,8	119,6	117,9	121,4	118,2
Tensão (pu)	0,9394	0,9669	0,9417	0,9283	0,9559	0,9307
DTT	2,47%	2,53%	2,41%	2,50%	2,54%	2,45%
Fator de potência	0,5123			0,2842		
Desequilíbrio	2,037%			2,031%		

Tabela 23- Qualidade da energia na Barra 3 Com a GDFV e SAE.

Fase	Fornecendo reativo			Absorvendo reativo		
	V_a	V_b	V_c	V_a	V_b	V_c
Tensão (V)	119,4	122,9	119,7	119,4	122,9	119,7
Tensão (pu)	0,9402	0,9677	0,9425	0,9402	0,9677	0,9425
DTT	2,46%	2,51%	2,41%	2,46%	2,51%	2,41%
Fator de potência	0,1561			0,1555		
Desequilíbrio	2,027%			2,027%		

De acordo com as tabelas 22 e 23, percebe-se que a tensão na barra 3 aumenta, enquanto o fator de potência diminuiu, a elevação de tensão das barras se deve a geração de potência ativa local da GDFV, onde a parcela de potência ativa proveniente da

concessionária é limitada, assim, a queda de tensão ao logo do trecho, juntamente com as perdas ôhmicas da linha são minimizadas.

Enquanto a redução do fator de potência é atribuída pela posição do medidor na barra 3, pois a carga solicita a mesma quantidade de potência ativa e reativa, no entanto, parte da parcela ativa é suprida pela GDFV que se encontra depois do medidor- sentido carga “C3” (ver Figura 85), desta maneira, a potência ativa computada pelo medidor será menor, consequentemente, acarretando na redução do fator de potência. Ainda, no que tange sobre o fator de potência na barra 3, percebe-se pela Figura 89 (4º gráfico, curva em azul) que o efeito da diminuição é mais significativo no instante em que as baterias descarregam a energia para rede, ou seja, em 0,5s, pois a potência ativa entregue pelo SFV aumentou, graças ao auxílio das baterias.

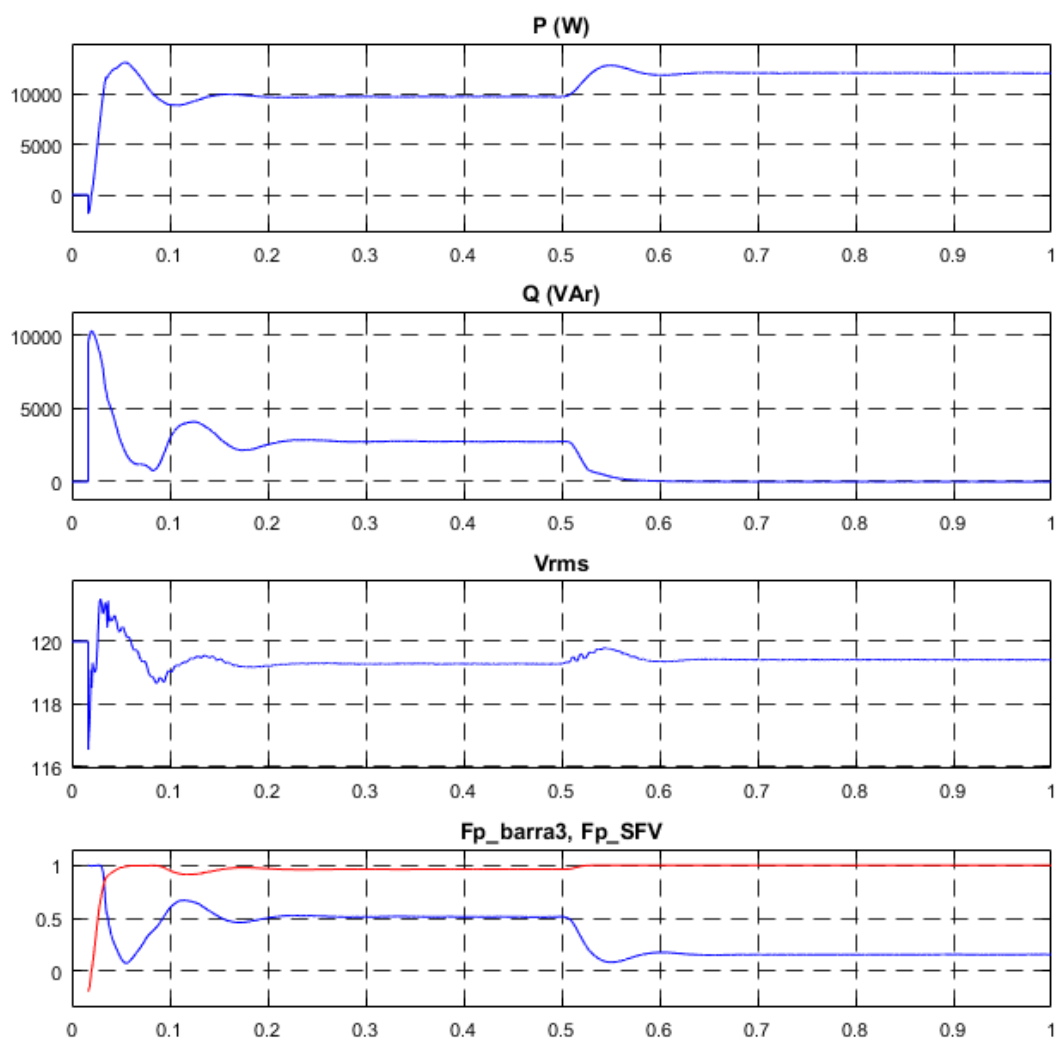


Figura 89- Gráficos de Potência ativa, reativa, tensão *rms* e fator de potência na barra 3.
Fonte: Próprio autor.

Vale destacar na Figura 89 que o fator de potência, em vermelho, remete-se a tensão da rede com a corrente que a GDFV fornece, assim, no instante em que a bateria

descarga, o inversor opera com 100% de sua capacidade em potência ativa, lembrando que, em consequência da implementação do controle de reativo no inversor (“controle de otimização de potência do inversor”), a potência reativa gerada vai a zero, pelo fato do inversor já estar operando na sua capacidade máxima em potência ativa, porque como já foi explicado na subseção 4.2.4, a estratégia de reativo, tem o intuito de sempre manter o inversor operando em 1 pu de sua capacidade de operação, com a potência reativa nas condições em que o inversor não esteja recebendo 1 pu de potência ativa. Desta forma, com a GDFV fornecendo apenas ativo, seu fator de potência (em azul) manterá unitário.

No tocante do desequilíbrio provocado pela GDFV à rede, como era o esperado, não houve nenhuma variação significativa (Verificar Tabela 21 com as Tabelas 22 e 23), visto que, o sistema fotovoltaico injeta em todas as fases amplitudes de correntes muito similares.

5.3.3 ESTUDO DA GDFV DIANTE DE CURTO-CIRCUITO

Neste momento, será avaliado o comportamento da geração distribuída fotovoltaica diante de um curto circuito trifásico-terra aplicado na barra B1, conforme ilustra a Figura 90. Destaca-se que esta figura é representativa do mesmo arranjo ilustrado no diagrama unifilar da Figura 85, porém, neste caso, representado de forma trifilar.

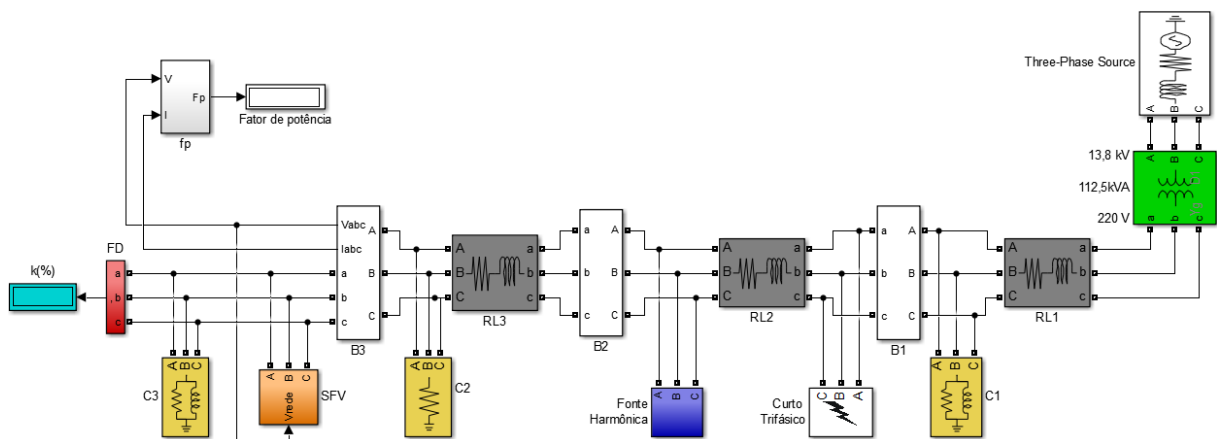


Figura 90- Rede de distribuição com curto circuito trifásico-terra na barra B1
Fonte: Próprio autor.

As Figuras 91 e 92 mostram a corrente e a tensão trifásica de saída da GDFV com aplicação de um curto circuito na Barra B1 no instante de 0,25s.

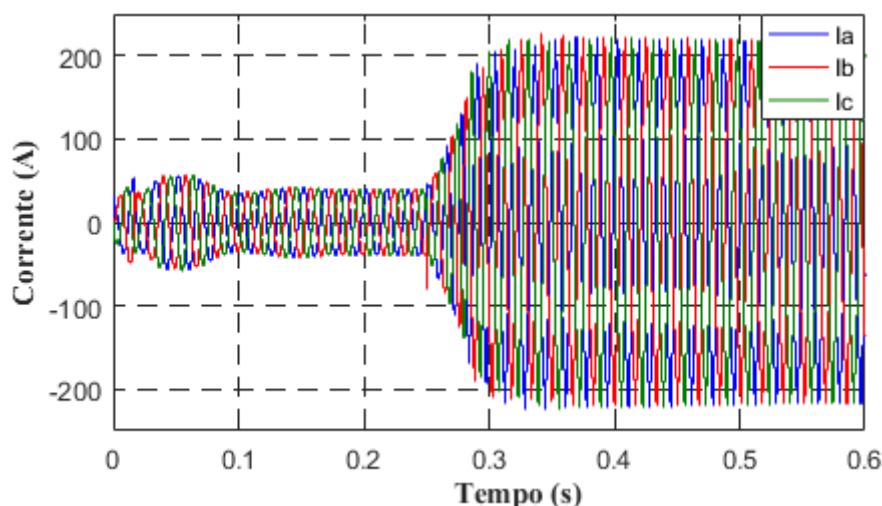


Figura 91- Corrente de curto da GDFV.

Fonte: Próprio autor.

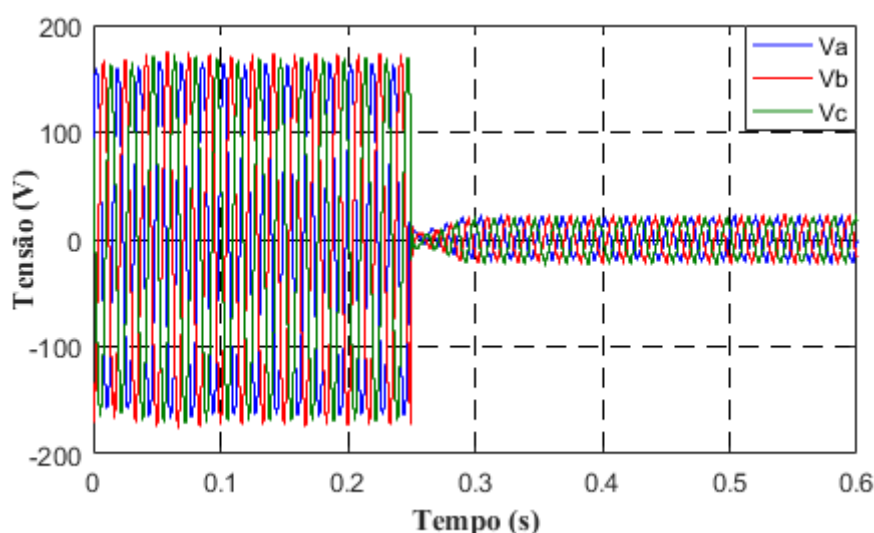


Figura 92- Tensão na barra de acoplamento da GDFV.

Fonte: Próprio autor.

Via de regra, os sistemas fotovoltaicos não podem contribuir para a corrente de curto circuito, porque a proteção de anti-ilhamento impedirá que o inversor continue conectado à rede a partir de uma tensão mínima limite. Dessa forma, faz-se necessário que o GDFV conectado à rede possua capacidade de perceber a ocorrência do ilhamento e, assim, cessar o fornecimento de energia para o sistema elétrico [129]. Para isso, o inversor deve possuir internamente um algoritmo anti-ilhamento, onde não foi o caso desta tese.

A seguir serão vislumbrados os resultados para um curto de 3 ciclos, condição a qual os controles do sistema fotovoltaico conseguem se restabelecerem. As Figuras 93 e 94 apresentam a tensão e corrente trifásica injetada no PAC, enquanto a Figura 95 a tensão e corrente da fase A, além da tensão do barramento CC.

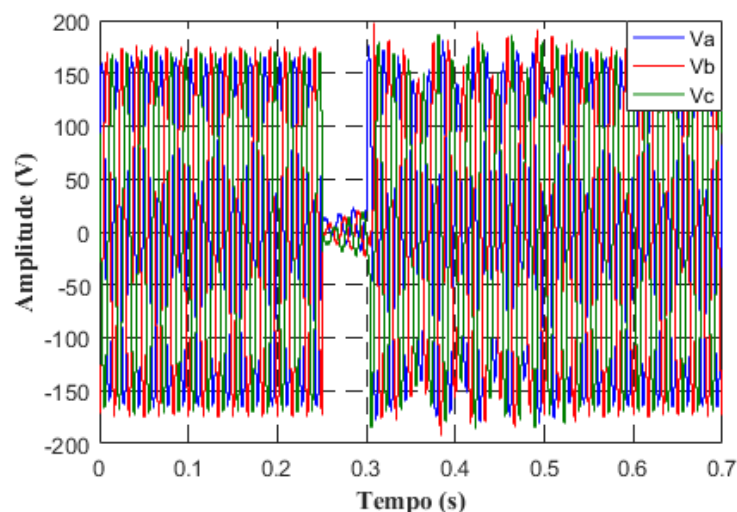


Figura 93- Tensão na barra de acoplamento da GDFV para 3 ciclos de curto circuito.
Fonte: Próprio autor.

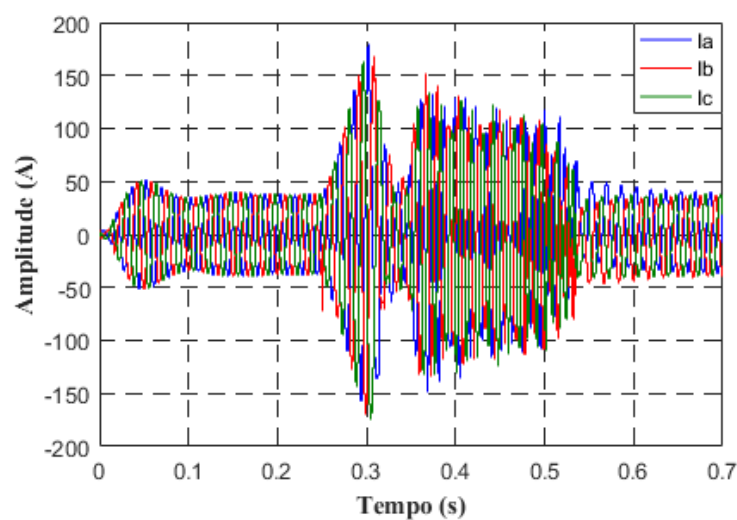


Figura 94- Corrente de curto da GDFV para 3 ciclos de curto circuito.
Fonte: Próprio autor.

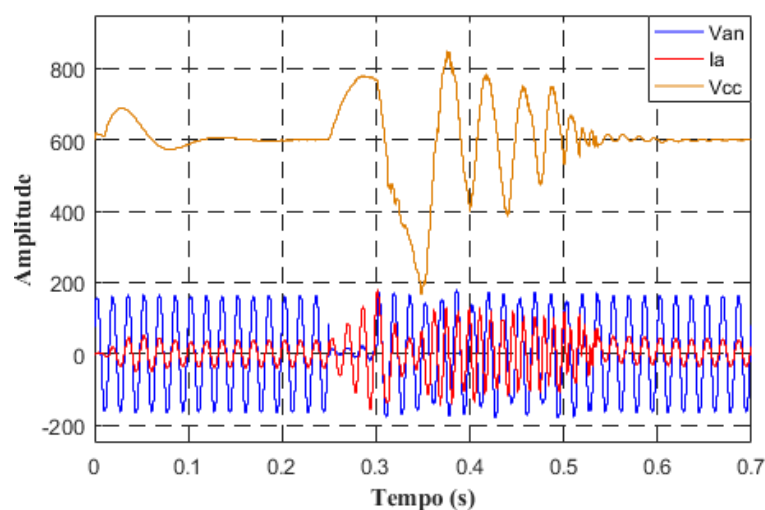


Figura 95- Tensão e corrente da GDFV no PAC, com a tensão do barramento CC.
Fonte: Próprio autor.

5.4 MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL APLICADA AO CONTROLE DO SFV

Nesta seção será avaliado o desempenho da estrutura de controle do sistema fotovoltaico quando a estrutura da máquina síncrona virtual impõe o ângulo de referência para o controle de corrente, conforme explicado no capítulo IV. Pretende-se impor o controle do fluxo de potência para melhorar o desempenho dos sinais de tensão e de corrente às variações provenientes do comportamento intermitente da fonte primária. Essas variações bruscas geram oscilações de potência ativa e potência reativa, o que pode prejudicar o desempenho do sistema fotovoltaico e prejudicar as cargas conectadas ao PAC desse arranjo. A Figura 96 apresenta o controle do inversor com a implementação da MSV com controle *droop* implementados na plataforma *Matlab® Simulink*.

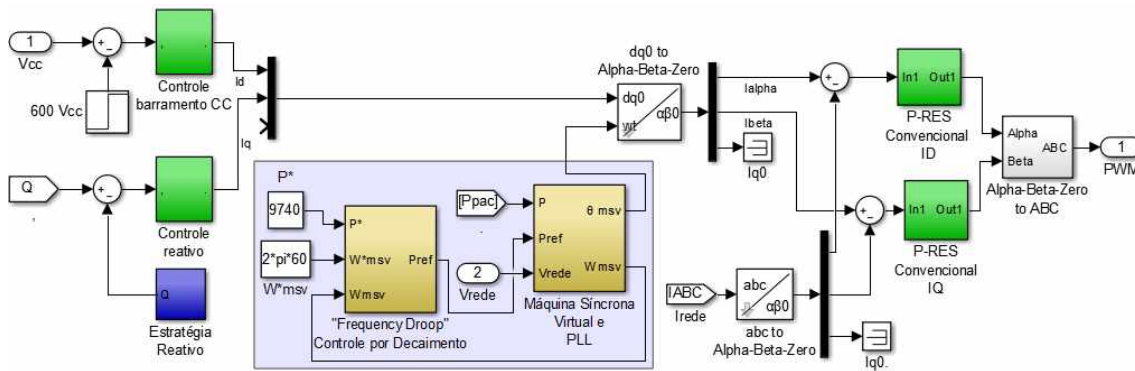


Figura 96- Controle $\alpha\beta$ com a estratégia da MSV empregada.

Fonte: Próprio autor.

A estratégia adotada para criar uma oscilação de potência entre a GDFV e o PAC foi variar a irradiância de 1000 W/m^2 para 500 W/m^2 , conforme ilustra a Figura 97.

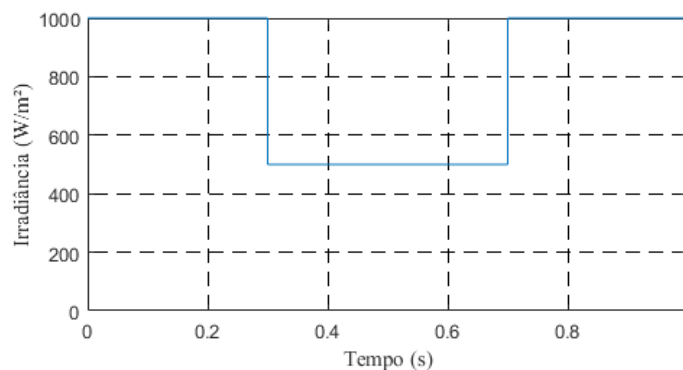


Figura 97 - Variação da irradiância solar.

Fonte: Próprio autor.

A Figura 98 apresenta a velocidade angular da rede, numa primeira situação, com atuação da máquina síncrona virtual (MSV), e numa segunda situação, sem a

implementação do mesmo durante uma oscilação na geração de potência nos instantes de 0,3 s até 0,7 s. Pode-se perceber que o algoritmo de controle apresenta uma aceleração na velocidade com o intuito de compensar a perturbação, e consequentemente, atenuar/mitigar a estabilidade transitória da frequência.

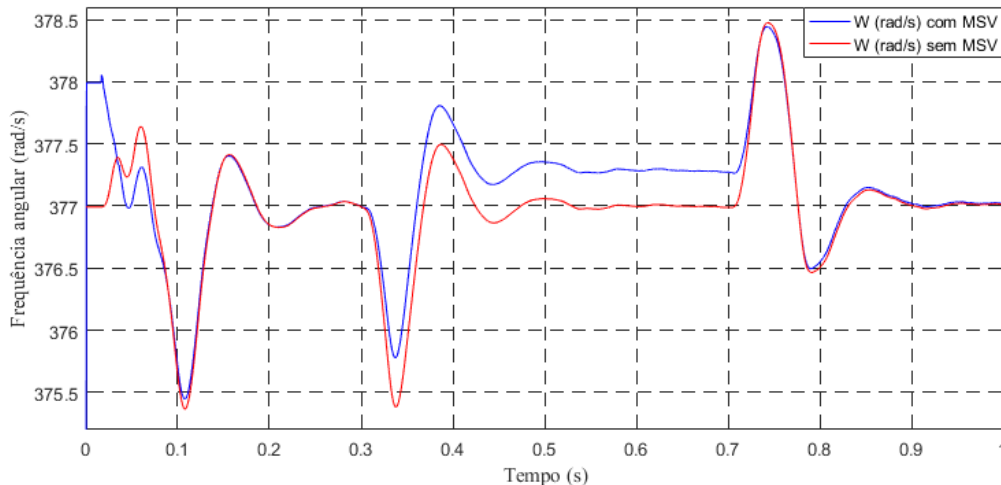


Figura 98 – Velocidade angular do inversor com e sem atuação da MSV.
Fonte: Próprio autor.

A Figura 99 demonstra o comportamento da frequência da rede no instante que ocorre o decaimento da geração de potência em 0,3 s e o retorno da geração para a condição nominal em 0,7 s, para tais instantes, a frequência apresentou uma menor variação na situação com o controle da MSV.

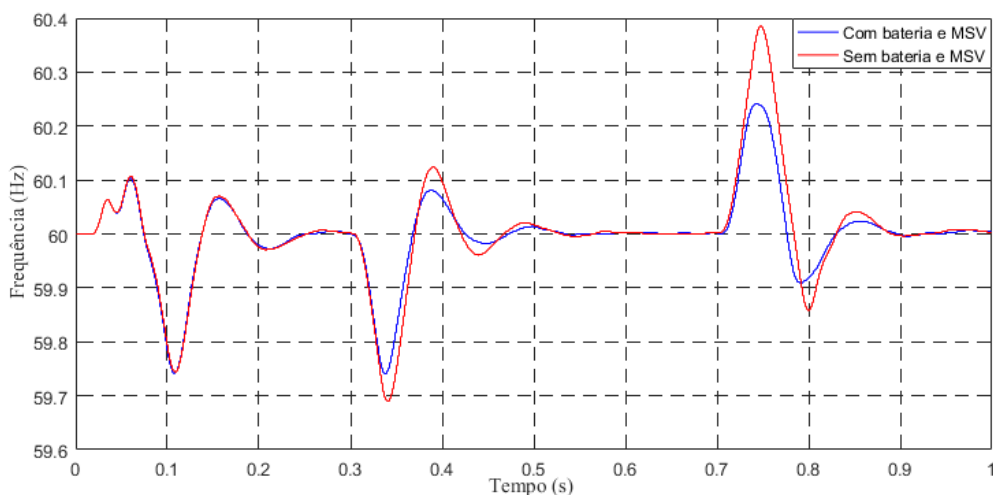


Figura 99 – Frequência do inversor com e sem atuação da MSV.
Fonte: Próprio autor.

A Figura 100 ilustra as curvas de potência ativa e reativa entregue no ponto de acoplamento, comprovando que a implementação da estrutura da MSV não compromete

no desempenho do controle da malha de corrente. Vale ressaltar que, a estratégia de energia reativa também apresentou um rendimento satisfatório, uma vez que, o reativo fornecido para rede está complementando a potência ativa, no quesito em manter o inversor operando na sua capacidade máxima, ou seja, a potência reativa injetada está em função da potência ativa, porque para uma baixa produção de potência ativa (em vermelho) há um maior fornecimento de potência reativa (em laranja), mantendo assim, o inversor operando em 1 pu de potência.

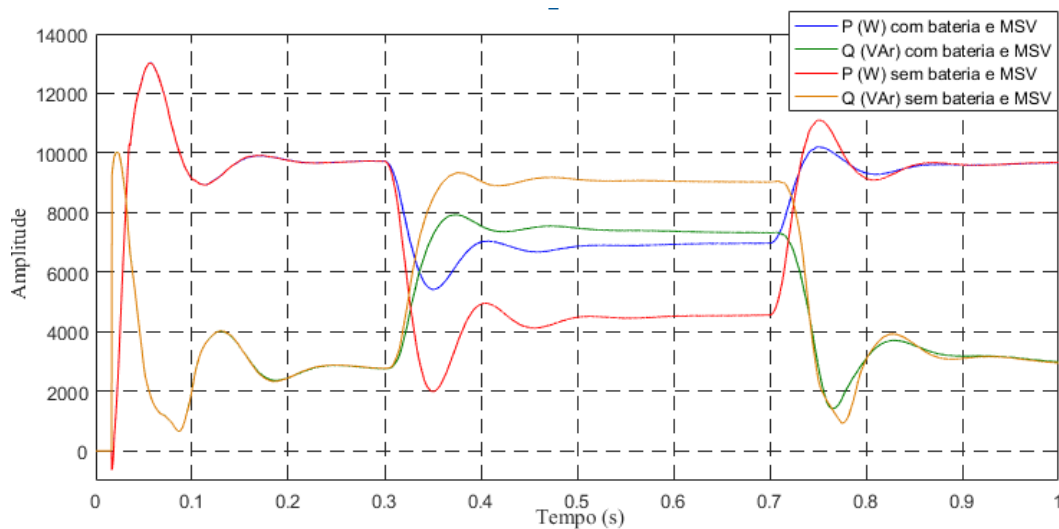


Figura 100 – Potência ativa e reativa com e sem a utilização da MSV.

Fonte: Próprio autor.

A Figura 101 exibe a tensão no barramento CC em duas situações, com o emprego da estrutura da MSV com o auxílio das baterias e sem a utilização de ambas.

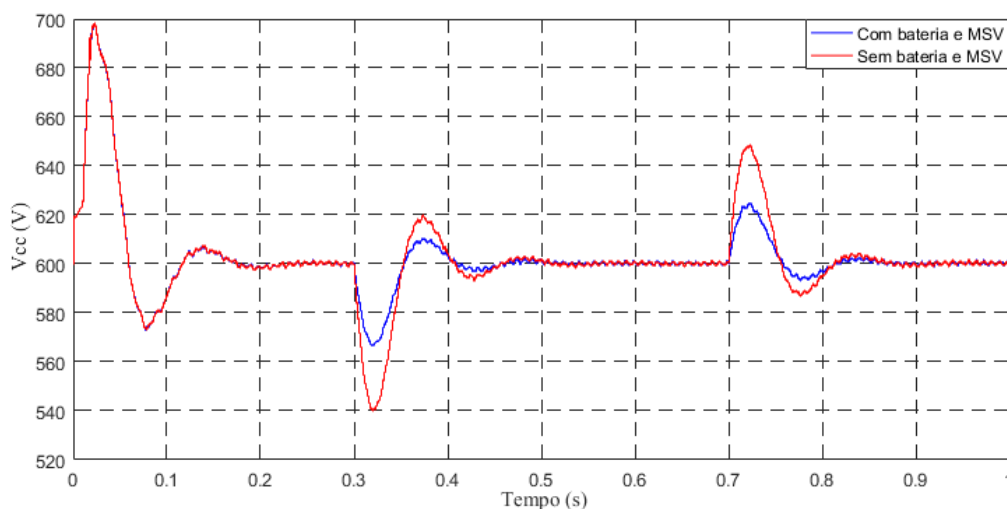


Figura 101 – Tensão no barramento CC.

Fonte: Próprio autor.

Percebe-se na Figura 101, que no instante da queda de geração de potência por parte dos painéis fotovoltaicos, o barramento CC retira a inércia das baterias, pois o afundamento da tensão foi menor para a situação de utilização das mesmas, nesse sentido, as baterias exercem o papel da inércia virtual do sistema fotovoltaico. O efeito da MSV não teria tanto efeito sem o auxílio das baterias, uma vez que, a velocidade angular (ω_{MSV}) aumenta durante a perturbação para suprir a falta de geração, sendo assim, o barramento CC necessita retirar uma potência extra do seu sistema, a qual fica a cargo das baterias.

A Figura 102 mostra os valores eficazes das tensões da rede elétrica, e novamente, os resultados com as baterias e a MSV indicaram resultados de melhor desempenho em relação a oscilação de potência. A diferença de tensão não foi significativa, visto que, a compensação de reativo empregada está atuando, sendo assim, quanto menor a potência ativa entregue maior será o fornecimento de reativo à rede.

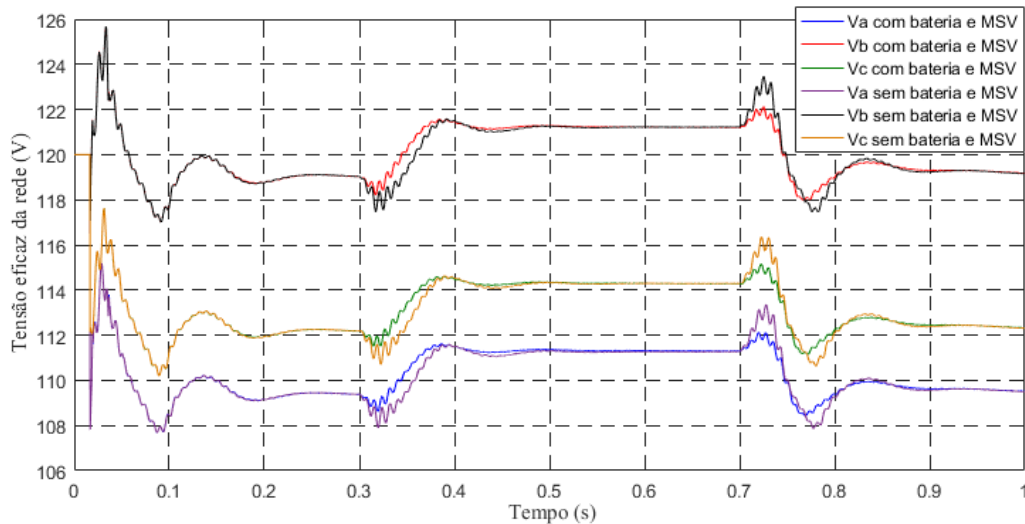


Figura 102 – Tensões eficazes no ponto de acoplamento.

Fonte: Próprio autor.

Com intuito de comprovar um resultado mais efetivo da máquina síncrona virtual atuando na estabilidade transitória da frequência no PAC e, consequentemente, melhorando a estabilidade transitória da tensão da rede, serão retirados os mesmos resultados, porém, para um aporte de potência de baterias em 5 kW, ou seja, o dobro da potência de especificação das baterias. Vale lembrar que, em pequenos intervalos de tempo a bateria pode descarregar acima da sua potência nominal, porém, a corrente fornecida não deve ser maior que o valor máximo especificado pelo fabricante. Assim, a estratégia aplicada na descarga das baterias foi em aumentar a corrente de descarga do controle implementado de 10,4 para 20,8, lembrando que o valor máximo permitido é de 30 A, conforme apresentado no catálogo do fabricante na Tabela 7.

Nota-se, na Figura 103, que a velocidade angular fornecida pela estratégia da máquina síncrona virtual (ω_{MSV}) não distanciou tanto da velocidade angular da rede, em virtude da máquina síncrona virtual não ter a necessidade de acelerar tanto para suprir a queda de geração dos painéis FVs, devido o aporte de potência advinda das baterias terem aumentado em 5 kW.

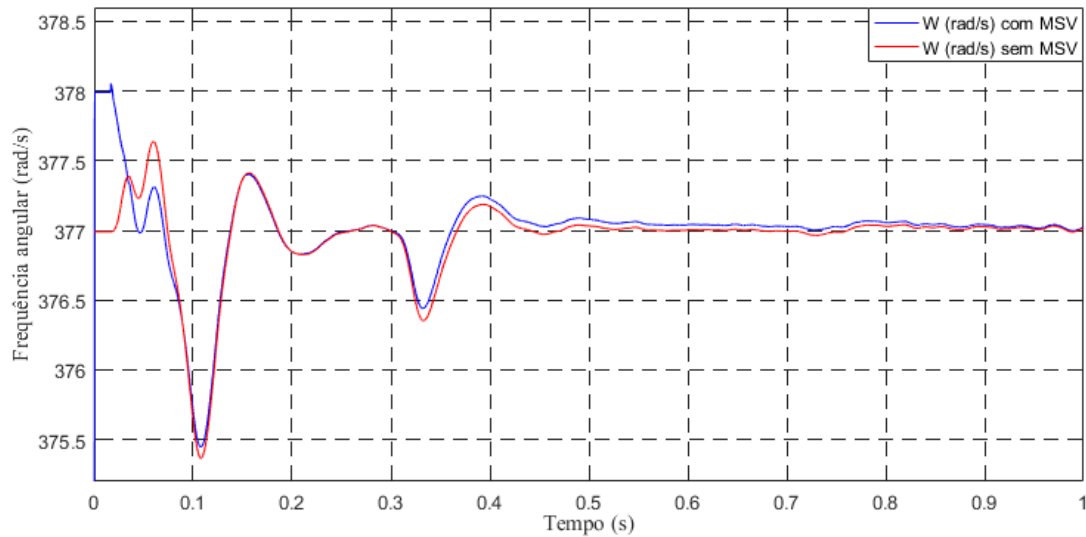


Figura 103 – Velocidade angular do inversor com e sem atuação da MSV.

Fonte: Próprio autor.

Nas Figuras 104 e 105, percebe-se que a oscilação na frequência e na tensão do barramento CC, foram bem menores em relação a situação anterior ($P_{bat} = 2,5 kW$), portanto, conclui-se que a inércia virtual das baterias para a condição atual foi maior.

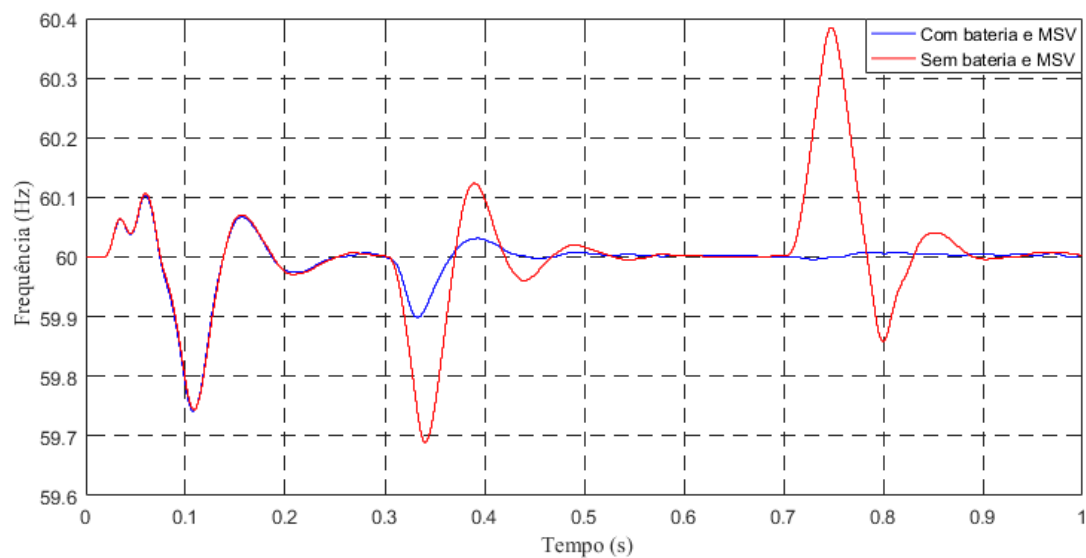


Figura 104– Frequência do inversor com e sem atuação da MSV.

Fonte: Próprio autor.

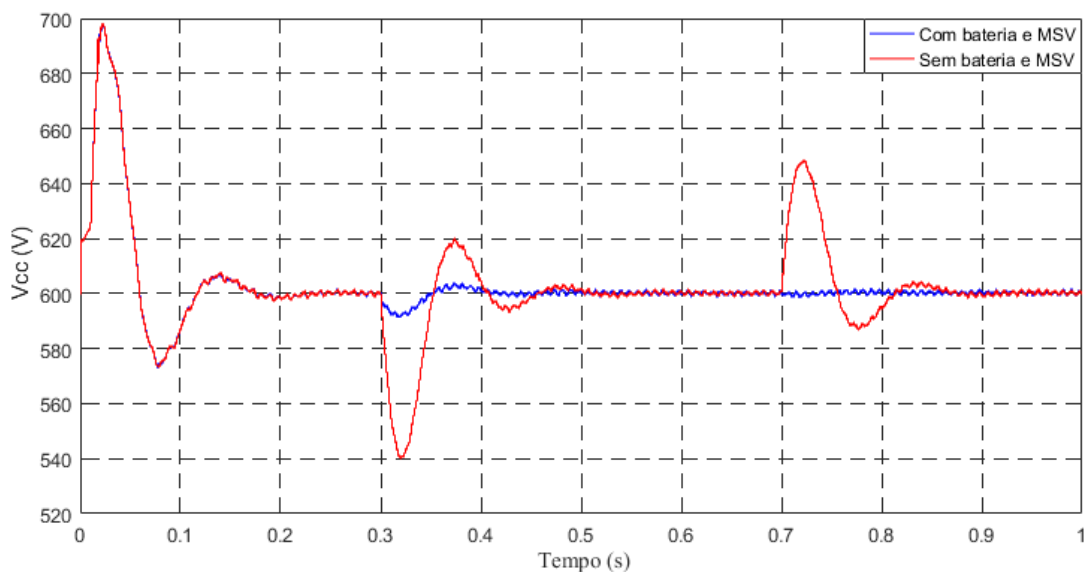


Figura 105 – Tensão no barramento CC.
Fonte: Próprio autor.

A diferença entre a Figura 100 com a Figura 106, é que esta, a potência ativa com o emprego das baterias e a MSV foi de maior amplitude, enquanto a potência reativa em menor expressividade, respeitando assim, a estratégia de compensação de potência reativa implementada.

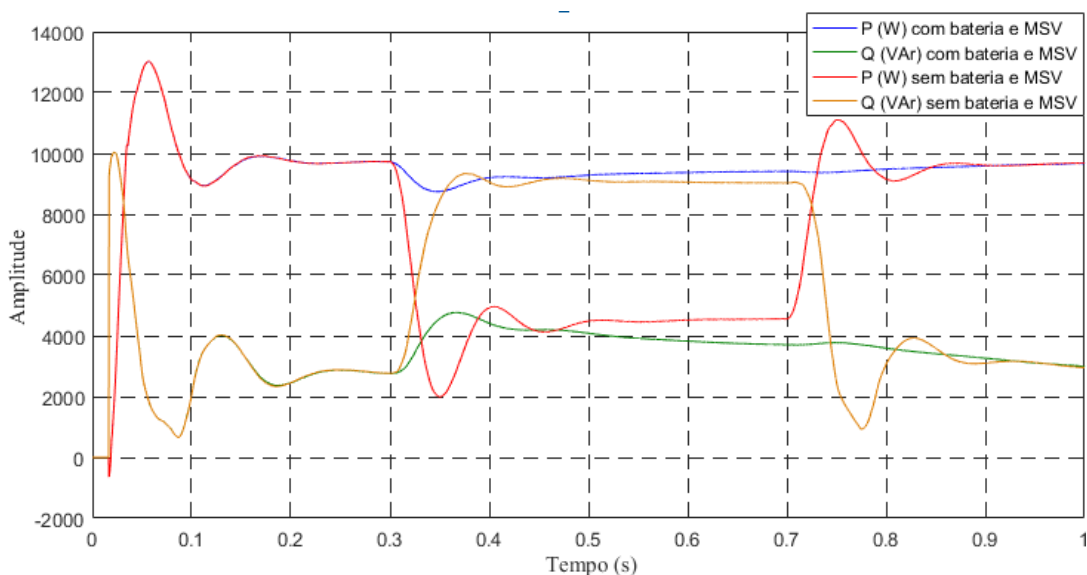


Figura 106 – Potência ativa e reativa com e sem a utilização da MSV.
Fonte: Próprio autor.

A Figura 107 apresenta as tensões de cada fase da rede elétrica, onde os valores de tensão deram maiores para a condição tradicional, ou seja, sem a utilização das baterias e da MSV. Tal comportamento ocorre devido a compensação de reativo ter sido relevante

diante da baixa injeção de potência ativa. Por outro lado, as oscilações das tensões nos instantes que houve a variação na geração de potência, para a circunstância com baterias e MSV, as tensões tiveram uma dinâmica mais estável.

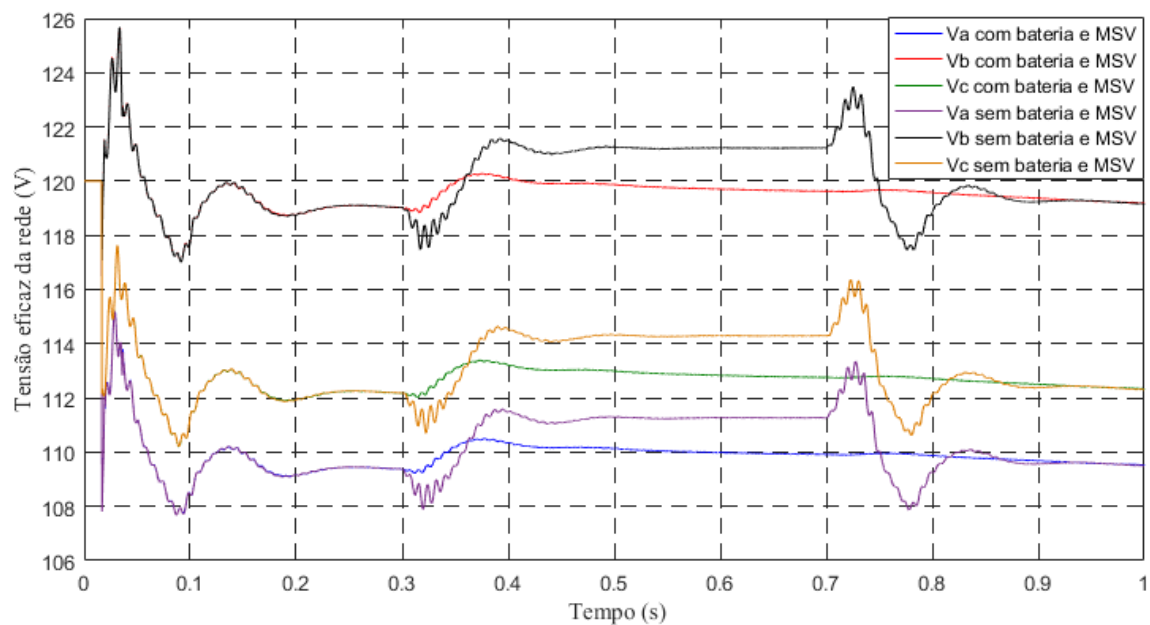


Figura 107 – Tensões eficazes no ponto de acoplamento.

Fonte: Próprio autor.

5.5 ESTUDO DE CASO NO CONTEXTO DA GERAÇÃO CENTRALIZADA

No contexto da geração centralizada, é implementada uma fazenda solar de 2 MW, a qual é constituída de dois inversores de 1 MW conectados nos enrolamentos secundários e terciário do transformador de três enrolamentos. Cada inversor recebe uma potência de aproximadamente 1 MW de seus respectivos arranjos fotovoltaicos, conforme ilustra a Figura 108.

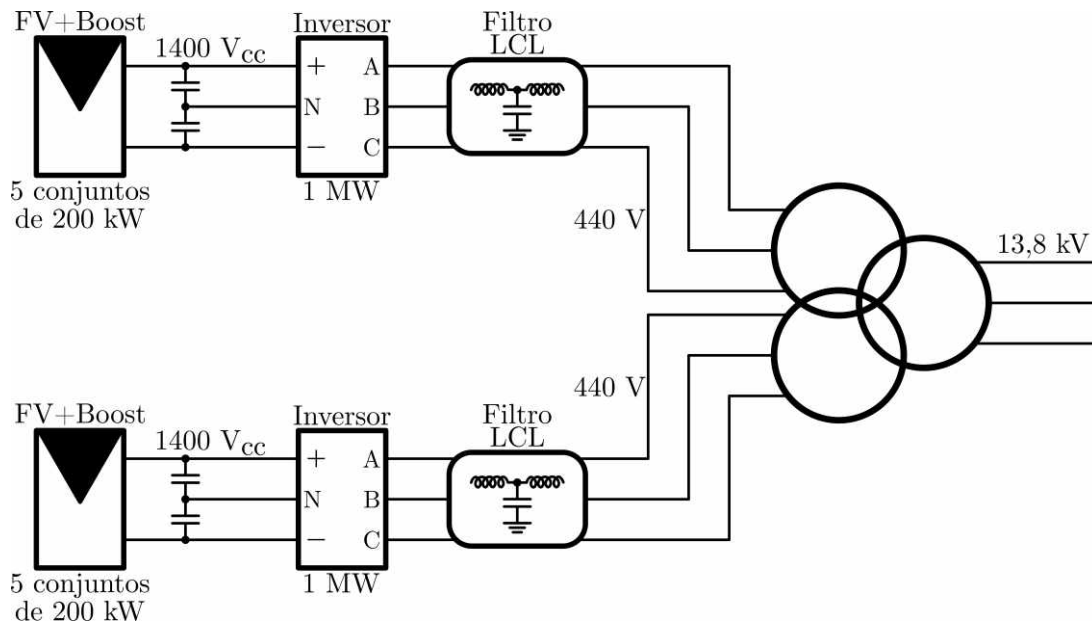


Figura 108- Diagrama trifilar da fazenda solar.
Fonte: Próprio autor.

Nesta etapa da tese, avalia-se a conexão de uma fazenda solar para um nível de DTT de 4,93% no lado de média tensão, com intuito de comprovar a eficiência do controle para grandes unidades de geração de potência fotovoltaica. Tal distorção foi provocada por fontes harmônicas de corrente conectada no lado de 13,8 kV no transformador de 25 MVA, conforme exemplifica a Figura 109. Neste contexto, injetou-se correntes de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordem harmônica conforme indicado na Tabela 24.

Tabela 24- Parametrização da carga não-linear.

Barra	Fase	Correntes harmônicas (A)			
		Módulo e ângulo			
		5 ^a	7 ^a	11 ^a	13 ^a
B2	A	10∠0°	10∠0°	5∠0°	5∠0°
	B	10∠-120°	10∠-120°	5∠-120°	5∠-120°
	C	10∠120°	10∠120°	5∠120°	5∠120°

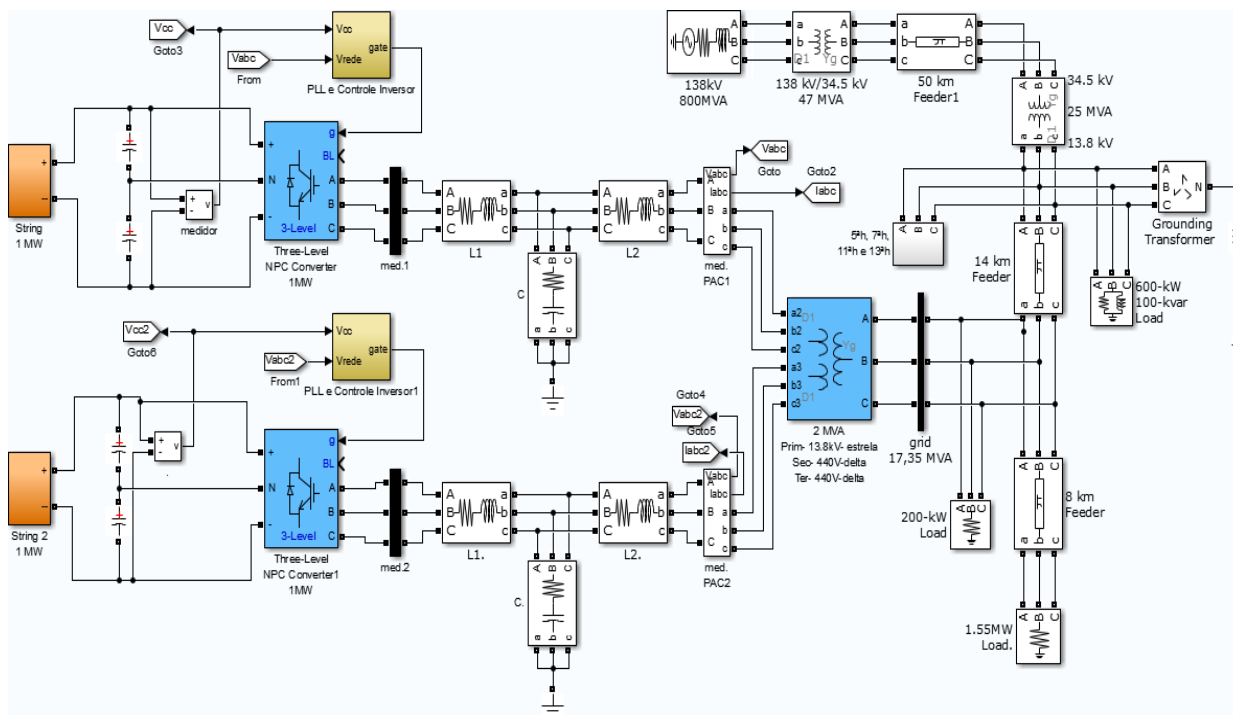


Figura 109- Fazenda solar de 2MW implementado no *simulink*.
Fonte: Próprio autor.

Vale destacar que a configuração do painel fotovoltaico com o conversor *boost* são constituídos de 5 conjuntos em paralelos correspondendo a uma potência de 200 kW cada, conforme exhibe a Figura 110.

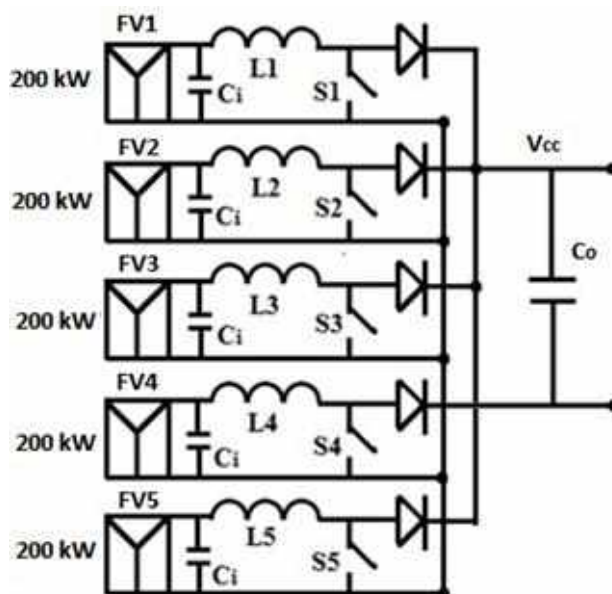


Figura 110- Arranjo fotovoltaico com conversor boost de 1MW.
Fonte: Próprio autor.

Vale destacar também, que o capacitor de saída do arranjo da Figura 110, foi projetado para 1MW e não para 200kW, assim como foi para os outros elementos (indutor e o capacitor de entrada). Ressalva-se também que o inversor trifásico utilizado é da

topologia de 3 níveis, onde a corrente injetada a rede apresenta um conteúdo harmônico menor do que se fosse por um inversor de 2 níveis. A topologia do inversor em questão pode ser visualizada na Figura 111, onde o neutro do inversor é localizado entre os capacitores do barramento CC, dividindo assim, a tensão de referência (1400 V) pela metade e dobrando o valor da capacitância por terem sido reajustados em série. Cada braço do inversor possui 3 possíveis estados de condução (P, 0 e N). Logo, produzem um total de 27 possíveis estados de condução [130].

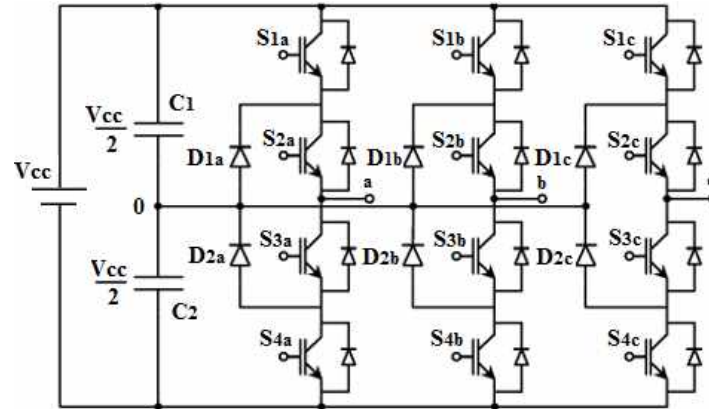


Figura 111 – Circuito do inversor trifásico de 3 níveis.
Fonte: Próprio autor.

A Tabela 25 apresenta alguns estados de condução da topologia de 3 níveis. Ressalva-se que, o inversor de três níveis tem uma característica de, após a conversão do sinal contínuo em alternado, apresentar um conteúdo harmônico menor em relação ao inversor de dois níveis.

Tabela 25– Possíveis estados de condução e tensões de fase (x = a, b, c).

Símbolo	Estados de comutação				Tensão de saída
	S1x	S2x	S3x	S4x	
P	1	1	0	0	$V_{cc}/2$
0	0	1	1	0	0
N	0	0	1	1	$-V_{cc}/2$

Maiores informações sobre a modelagem e parametrização dos arranjos fotovoltaicos, conversores *boost*, inversor de três níveis e filtro LCL, encontram-se no Apêndice E. A Figura 112 ilustra as correntes e tensões do PAC, juntamente com a tensão do barramento CC para o cenário de rede distorcida. Vale ressaltar que a fazenda solar está conectada no lado de baixa tensão do transformador trifásico de três enrolamentos (440 V).

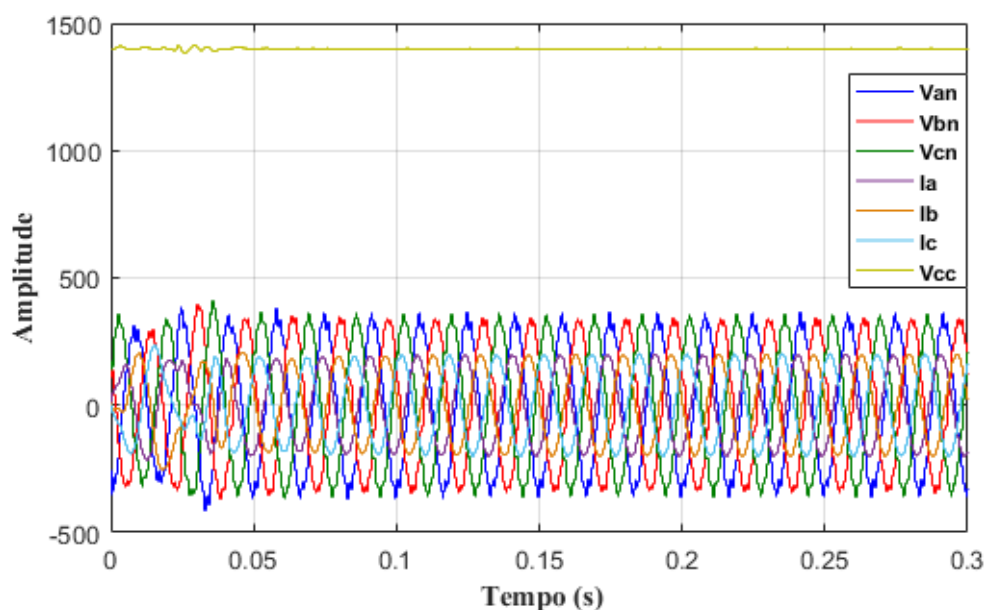


Figura 112 – Tensão e corrente da fazenda solar no PAC, com a tensão do barramento CC.

Fonte: Próprio autor.

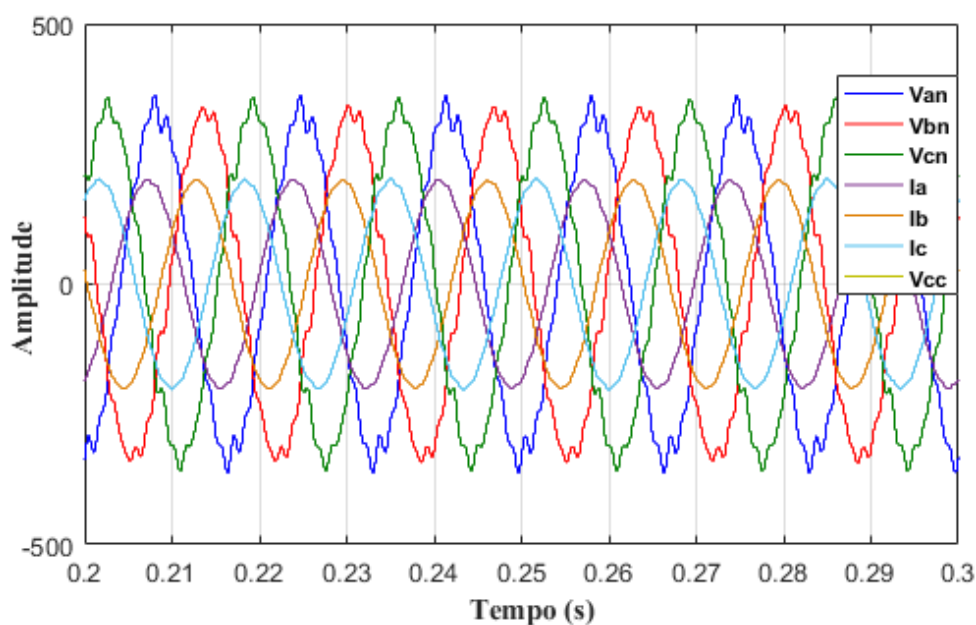


Figura 113 – Ampliação da tensão e corrente da fazenda solar no PAC do gráfico anterior.

Fonte: Próprio autor.

A Figura 113 ilustra as tensões e correntes no PAC de uma forma mais nítida, sendo possível notar que as correntes apresentam uma leve defasagem entre as tensões, porque o controle de reativo foi considerado na malha de corrente. Uma vez comprovado o acoplamento da fazenda solar de 2 MW em um transformador de 440 V/ 13800 V conforme exemplificado no diagrama da Figura 108, a próxima sessão, exibe a conexão dos bancos de baterias no barramento CC da usina solar, com seus respectivos controles de carga e descarga.

5.6 FAZENDA SOLAR COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Para a conexão dos sistemas armazenadores de energia por meio de baterias (SAEB) nas unidades da fazenda solar, será necessário novamente a utilização do conversor bidirecional *buck e boost*, assim como, o emprego do controle de carga e descarga. O banco de baterias empregado é composto por 20 baterias em série com 6 arranjos em paralelo, totalizando em 120 baterias. A Figura 114 ilustra a bateria comercial especificada na Tabela 26, [131] a seguir.



Figura 114- Bateria MAXPOWER MPH-S50 Ah.
Fonte: [131]

Tabela 26- Parâmetros elétricos da bateria MAXPOWER MPH-S50 Ah

Especificação	Valor
Tensão nominal	48 V
Capacidade nominal	50 Ah
Ciclos	2000
Peso	320 kg
Tensão de descarga (<i>cut-off</i>)	40 V
Corrente de descarga	60 A
Tensão de carga máxima	58,4 V
Tensão de carga*	28 V
Corrente de carga máxima	100 A
Corrente de carga*	30 A

A Figura 115 ilustra o diagrama das baterias de 300KW conectados no barramento CC em seus respectivos trechos de 1MW de geração.

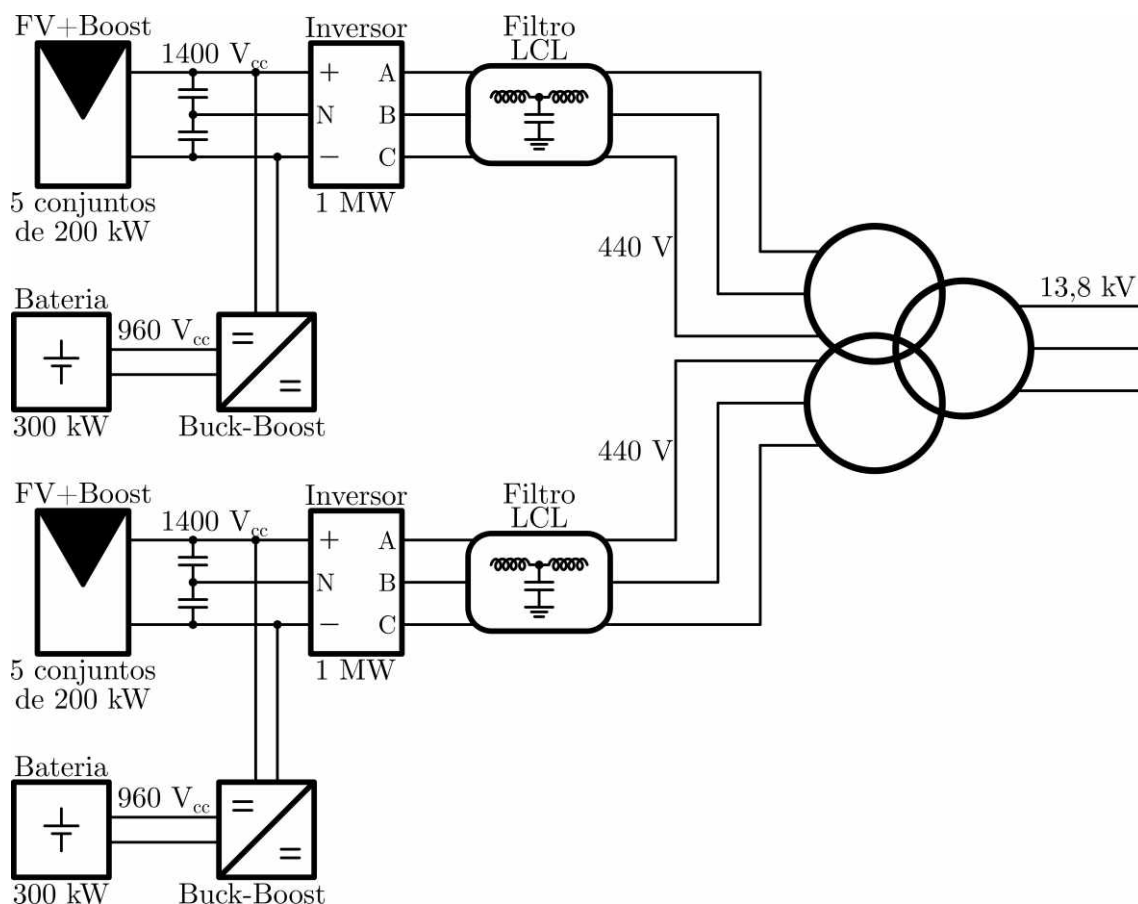


Figura 115- Diagrama trifilar da fazenda solar com armazenamento de energia por baterias.

Fonte: Próprio autor.

Em relação ao controle de carga das baterias, foi ajustado tanto no modo de carga, quanto no modo de descarga, uma corrente de 312,5 A. A Figura 116 exibe a implementação do controle de carga no *simulink*. Ressalta-se que os valores dos ganhos proporcional e integral correspondem a 100 e 0,1, respectivamente.

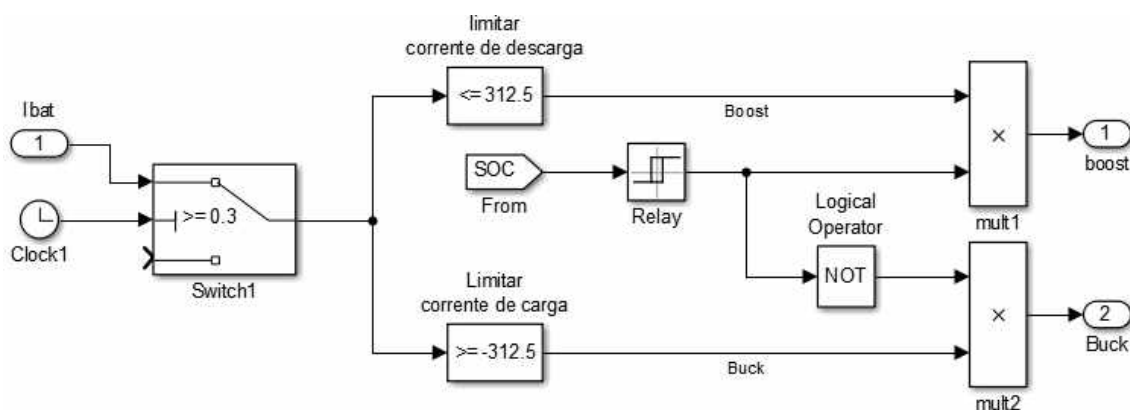


Figura 116- Controle de carga e descarga implementado no *simulink*.

Fonte: Próprio autor.

Afim de comprovar o funcionamento do controle de carga e descarga implementado no *simulink* para a fazenda solar, as Figuras 117 e 118 mostram a potência ativa injetada e a reativa absorvida no ponto de acoplamento comum (PAC) (referente apenas a um arranjo de 1MW) e os estados de operações da bateria, respectivamente.

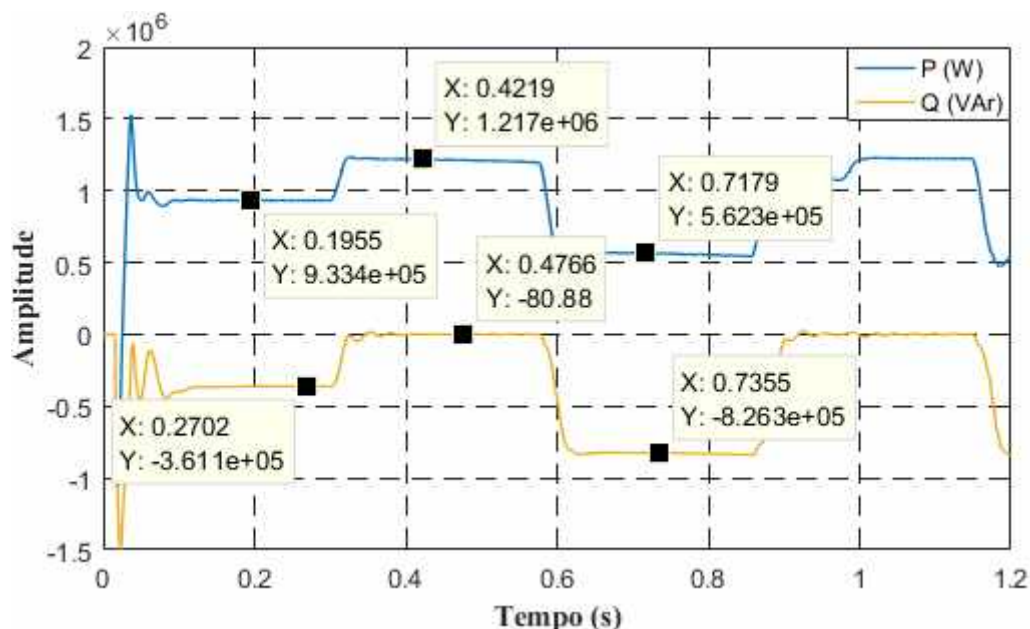


Figura 117- P e Q da fazenda solar no PAC com banco de baterias.

Fonte: Próprio autor.

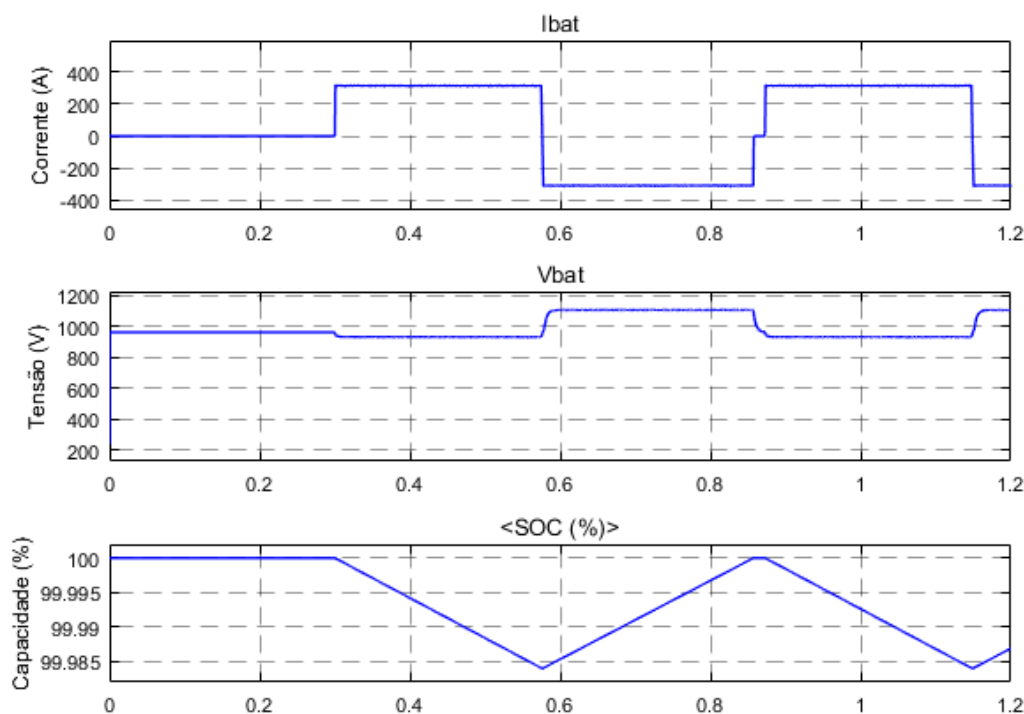


Figura 118- Tensão, corrente e SOC da bateria nos modos de carga e descarga no contexto da geração centralizada.

Fonte: Próprio autor.

As Tabelas 27 e 28 mostram os valores de tensão antes e após a inserção da Fazenda Solar (FS) no PAC do lado de 13,8 kV e 440 V, respectivamente. Com o controle de reativo absorvendo a energia reativa da rede.

Tabela 27- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 13,8 kV com absorção de reativo.

Parâmetros	Rede	Rede+FS	Rede+FS+SAEB
Tensão (V)	7801	7579	7942
Tensão (pu)	0,979	0,93	0,99
Fator de potência	0,707	0,8735	0,99
DTT	4,49%	4,97%	4,68%
Desequilíbrio	0%	0,015%	0,006%

Tabela 28- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 440 V com absorção de reativo.

Parâmetros	Rede	Rede+FS	Rede+FS+SAEB
Tensão (V)	430,7	395,3	435,8
Tensão (pu)	0,978	0,8675	0,99
Fator de potência	--	0,9313	1,0
DTT	4,49%	7,51%	6,83%
Desequilíbrio	0%	0,03%	0%

De acordo com os resultados levantados nas Tabelas 27 e 28, percebe-se que ao conectar a fazenda solar (FS) no PAC, a tensão reduziu de 7801 V para 7579 V, efeito totalmente contrário do esperado, visto que, a FS injeta potência ativa local influenciando na redução das quedas de tensão da fonte de geração principal até as cargas, mas em virtude do controle de reativo que está no modo de absorção de energia reativa da rede, imprescindivelmente, haverá a redução do nível de tensão do PAC. Enquanto na situação em que o banco de baterias é despachado, a parcela de potência ativa estará ocupando a potência nominal do inversor e, neste instante, o inversor não estará mais absorvendo reativo da rede, logo, a tensão no PAC será maior.

Em relação as distorções harmônicas de tensão (DTT), na situação com o emprego da FS conectada à rede, o aumento da distorção de tensão é devido a operação da unidade inversora, enquanto o desequilíbrio não foi significativo pois as cargas do sistema estão todas equilibradas. As Tabelas 29 e 30 retratam os mesmos parâmetros das tabelas anteriores, porém com o controle de compensação fornecendo energia reativa à rede.

Tabela 29- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 13,8 kV com fornecimento de reativo.

Parâmetros	Rede	Rede+FS	Rede+FS+SAEB
Tensão (V)	7801	8244	7942
Tensão (pu)	0,979	1,034	0,99
Fator de potência	0,707	0,9678	0,9888
DTT	4,49%	4,64%	4,69%
Desequilíbrio	0%	0,038%	0,005%

Tabela 30- Parâmetros com a inserção da FS no PAC no lado 440 V com fornecimento de reativo.

Parâmetros	Rede	Rede+FS	Rede+FS+SAEB
Tensão (V)	430,7	471,7	438,3
Tensão (pu)	0,978	1,072	0,99
Fator de potência	--	0,9372	1,0
DTT	4,49%	6,36%	6,82%
Desequilíbrio	0%	0,082%	0,016%

Diante dos valores obtidos nas Tabelas 29 e 30, percebe-se um resultado bastante incomum, onde a tensão no PAC é maior na situação onde não é considerado o despacho das baterias, sendo 8244 V (apenas FS) contra os 7942 V (FS mais baterias) e em relação a Tabela 30, 471,7 V (apenas FS) contra os 438,3 V (FS mais baterias). A explicação novamente se dá, no que tange, ao controle de reativo, onde o mesmo está configurado para fornecer reativo à rede, desse modo, elevando-se as tensões das barras. No instante em que as baterias são descarregadas, tal potência providas das baterias, garantirá que o inversor esteja trabalhando em 1 pu ou em um valor maior da sua capacidade nominal de operação. Vale ressaltar, que os inversores conseguem trabalhar com até 20% de sobrecargas, pois a energia provinda dos painéis FV são bastante intermitentes, sendo assim, o inversor não estará sujeito a sobrecarga a longo prazo.

E por fim, o fator de potência teve uma boa correlação com as duas situações analisadas, onde para a situação que o controle do inversor absorvesse o reativo da rede, apresentou-se uma magnitude menor em relação ao caso que o inversor fornecesse reativo. Ressalva-se que, não foi feito os estudos da MSV para a geração centralizada, porque os resultados/efeitos seriam os mesmos que obtidos para a geração distribuída.

Capítulo VI

CONCLUSÕES

No capítulo I foram abordadas as motivações, os objetivos específicos e gerais da utilização da geração fotovoltaica no sistema elétrico de potência, a qual, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 com a sua respectiva atualização 687/2015, tornou possível a geração própria de energia elétrica a partir de fontes renováveis, assim como o fornecimento do excedente de energia gerada para a rede local. A ideia principal do emprego da geração distribuída, proveniente de qualquer fonte renovável de energia, é o seu funcionamento como uma grande “bateria”, poupando água nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

No capítulo II foram supracitados os controles empregados no inversor fotovoltaico, em virtude da grande variedade de topologias existente na literatura, assim como, a apresentação de alguns sistemas de armazenadores de energia (SAE). Ainda neste capítulo, foi apontada uma revisão bibliográfica a respeito dos modelos de MSV abordados na literatura indicando suas aplicações, características e métodos de conexão com a rede. Foram apresentadas também estruturas que operam paralelamente em sistema de MSV atuando com sistemas de armazenamentos e com controle por decaimento.

O capítulo III descreveu os conceitos da conversão da energia solar e suas principais aplicações, sendo elas divididas em térmica e elétrica. Abordou também os tipos de configuração os inversores, conforme suas respectivas potências de operação, ou seja, desde dos inversores em *strings* (pequenas potências) até em inversores centrais (grandes potências). Neste mesmo capítulo, foi relatado a modelagem da célula solar e do conversor elevador de tensão *boost*, com seu respectivo algoritmo de rastreamento de máxima potência- MPPT, mais especificamente, o método *P&O* (Perturba e Observa) que desloca o ponto de ajuste da tensão de operação do sistema à respectiva tensão máxima, de modo que, a potência máxima pode ser extraída para uma determinada condição de

irradiância e temperatura. Vale ressaltar que o controle do conversor CC-CC *boost* aplicado realiza o monitoramento dos parâmetros de sua entrada e não o de saída.

Os estudos atualmente feitos, no âmbito da modelagem da célula solar, se concentram em um modelo mais completo e representativo. Contudo, este modelo exige um grande volume de informações, geralmente não disponibilizado pelos fabricantes, tornando sua aplicação bastante restrita. Não obstante a isto, um outro modelo, de porte simplificado, o qual foi pouco explorado na literatura e ao mesmo tempo utilizado nesta pesquisa, apresenta características de fácil aplicação, devido seus poucos parâmetros solicitados se comparado ao modelo tradicional. Tendo, em sequência, uma breve fundamentação das características e especificações das baterias de Íon-Lítio, com explicações das curvas de carga e descarga da mesma.

O capítulo IV abrangeu toda a modelagem do conversor bidirecional *buck e boost* com seu respectivo controle de carga e descarga do banco de baterias, assim como, a modelagem do filtro LCL, e por fim, os controles de conexão do inversor fotovoltaico à rede. O controlador de carga de baterias tem um papel importante nos sistemas que precisam armazenar energia em banco de baterias, fornecendo o gerenciamento da carga dentro de suas especificações. Garantindo desta forma, que as baterias atingem sua vida útil estimada, consequentemente, diminuindo os gastos com a reposição de novas baterias.

O método de carga adotado pelo controlador de carga deve providenciar o carregamento completo do banco de baterias, em um curto intervalo de tempo, respeitando suas especificações. Portanto, deve implementar estratégias de controle que limita a corrente de carga e descarga. A topologia do conversor CC-CC bidirecional *buck e boost* atua como controlador de carga de baterias, que permite adequar o fluxo de energia tanto no sentido banco de baterias para barramento CC, quanto do barramento CC para o banco de baterias.

Em relação ao controle de corrente do inversor trifásico empregado, optou-se pelo controlador ressonante, mais conhecido por controle $\alpha\beta$ ou *Stationary Reference Frame Control*, em vez do controlador PI, conhecido também por controle dq ou *Synchronous Reference Frame Control*. Ambas estratégias apresentam um bom desempenho de conexão à rede, porém, para situação de rede distorcida e desequilibrada, o controle dq não atende tão bem quanto ao controle $\alpha\beta$. Além disso, vale destacar a estratégia de reativo proposto e empregado no controle de corrente do inversor, onde o inversor sempre

irá operar em 1 pu, caso a potência ativa não esteja na capacidade nominal do inversor, assim, a potência ociosa será preenchida com potência reativa.

Ainda, sobre o capítulo IV, o modelo matemático da estrutura de controle baseada em MSV foi estruturado em blocos, em que cada bloco foi explicado de forma geral. Basicamente, a MSV gera o ângulo θ_{MSV} e a velocidade ω_{MSV} para o controle da malha da corrente para contribuir na estabilidade da frequência e tensão da rede durante uma oscilação de potência. Para obter uma boa correspondência na estrutura da MSV, torna-se imprescindível a utilização do controle por decaimento (controle *droop*), além do auxílio da inércia virtual advindas dos armazenadores de energia.

Para obter o melhor aproveitamento desta tecnologia, é necessária uma correta implantação da geração fotovoltaica. Para isso, é de suma importância a simulação do comportamento do mesmo frente a diversas condições normais e anormais de operação. Isso possibilita avaliar os impactos técnicos que esta fonte causará ao sistema elétrico como um todo, bem como permite prever seu comportamento quando o mesmo estiver sujeito a distúrbios, como curtos-circuitos, chaveamento de grandes blocos de carga, entre outros. Desse modo o capítulo V apresentou simulações das partes constituintes da microgeração fotovoltaica, com o intuito de comprovar a validação da modelagem, e, por conseguinte, o modelo completo em um sistema elétrico fictício.

O emprego do *software Matlab/Simulink®*, cuja notoriedade tem mostrado bastante relevância no cenário internacional, possibilita oferecer aos usuários um amplo leque de possibilidades para o desenvolvimento de modelos técnicos específicos para o campo da geração distribuída e centralizada. Além disso, por apresentar um desempenho computacional satisfatório e recursos gráficos bastante amigáveis, bem como outras vantagens já citadas nesta tese, esta ferramenta se mostra como sendo uma alternativa extremamente interessante para implementação, estudo e avaliação de desempenho de sistemas solares fotovoltaicos com armazenadores de energia.

Neste mesmo capítulo foram realizados dois estudos de caso: no primeiro momento, avaliou-se uma geração distribuída de 10 kW com um aporte de baterias de 2,5 kW conectado no barramento CC do SFV, por meio do conversor bidirecional *buck e boost*. Enquanto no segundo momento, analisou-se uma fazenda solar (geração centralizada) de 2MW com um aporte de baterias de 300 kW em seu sistema. Em ambas situações foram testadas o controle de carga e descarga dos bancos de baterias e, como esperado, não houve nenhum comprometimento do controle de corrente do inversor à rede. Ao mesmo tempo que o controle de carga e descarga das baterias tiveram uma boa

correlação com o controle de compensação de reativo (otimização de operação nominal do inversor FV).

Os resultados para os dois cenários foram bastantes satisfatórios, visto que, os efeitos foram totalmente condizentes com o esperado, as tensões nas barras que foram conectados os geradores fotovoltaicos aumentaram, além de, terem apresentados valores maiores nos instantes em que as baterias eram despachadas. O controle de carga e descarga teve uma boa correspondência com o controle das malhas de tensão e corrente do inversor.

Em relação ao emprego da estrutura da MSV com controle por decaimento ao controle tradicional do inversor, destaca-se a adaptação com sucesso ao controle do tipo α - β (*Stationary Reference Frame Control*), uma vez que, na literatura existe apenas o controle d-q (*Synchronous Reference Frame Control*) operando em conjunto com a topologia da MSV. Os resultados foram avaliados quanto a variações provenientes do comportamento intermitente da fonte renovável, objetivando melhorar a estabilidade da tensão e frequência da rede, e por consequência, o controle de corrente do inversor FV.

Assim sendo, tendo em vista todos desenvolvimentos realizados, conclui-se que com o modelo finalizado torna-se possível reproduzir a maioria das situações que possa ocorrer no sistema elétrico, aumentando a eficiência da busca de solução para o campo prático e, aprimorando, assim, os modelos dos controles empregados.

De modo complementar, vale destacar que os seguintes trabalhos poderiam ser considerados para efeito de pesquisas futuras:

- O estabelecimento da compensação de reativo visando solucionar os desequilíbrios da rede;
- Maiores investigações sobre a MSV atuando no controle de corrente trifásico do sistema α - β (*Stationary Reference Frame Control*);
- Comparar o desempenho do controle da MSV entre o controle síncrono (d-q) e estacionário (α - β).
- Montagem de uma estrutura laboratorial para verificar os resultados obtidos pela simulação.
- Realizar estudos de sistemas armazenadores de energia conectados em paralelo com as Fazendas Solares.

Por fim, mesmo que a parte experimental não tem sido trabalhada, a modelagem sobre o complexo solar operando em conjunto com sistemas de baterias apresenta contribuições de forma relevante nos avanços científicos relacionados ao tema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Diaz-González, A. Sumper e O. Gomis-Bellmunt, *Energy Storage in Power Systems*, John Wiley e Sons Ltd., 2016. <https://doi.org/10.1002/9781118971291>
- [2] R. Ordoñez, R. Setti e B. Rosa, “O GLOBO,” 09 Novembro 2017. [Online]. Available: <https://oglobo.globo.com/economia/disparada-do-preco-do-petroleo-estimula-retomada-de-investimentos-22047352>. [Acesso em 07 Março 2018].
- [3] “ANEEL,” 7 março 2018. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. [Acesso em 7 março 2018].
- [4] N. Lopes, “Agência FAPESP,” 03 Outubro 2016. [Online]. Available: <http://agencia.fapesp.br/potencial-eolico-em-terra-do-brasil-pode-ser-seis-vezes-maior-do-que-o-estimado/24053/>. [Acesso em 09 Julho 2018].
- [5] L. Colaferro, “BlueSol energia solar,” BlueSol, 5 Fevereiro 2018. [Online]. Available: <http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/>. [Acesso em 14 Julho 2018].
- [6] A. Reis, “Uma Contribuição para o Controle Operativo de Unidades Eólicas : Modelagem , Regulação de Tensão e Minimização das Distorções Harmônicas,” em *Tese apresentada para obtenção do título de doutor em ciências na Universidade Federal de Uberlândia - UFU*, Uberlândia - MG, 2015.
- [7] “ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica,” [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. [Acesso em 06 Janeiro 2020].
- [8] “REN21- Renewables Global Status Report,” [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_presentation.pdf. [Acesso em 07 Janeiro 2020].

- [9] N. S. Hasan, M. Yusri, S. Majid e a. H. A. Rahman, “Review of storage schemes for wind energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 237-247, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.028>
- [10] Y. Li, H. Cao, S. Wang, Y. Jin, D. Li, X. Wang e a. Y. Ding, “Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage technology,” *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 1710-1716, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.077>
- [11] J. Aramizu, “Modelagem e Análise de Desempenho de um Módulo Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica,” Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo., São Carlos- SP, 2010.
- [12] G. H. B. Cunha, “Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão,” Dissertação de Mestrado, programa de pós-graduação em engenharia elétrica na UFU- Universidade Federal de Uberlândia, Julho, Uberlândia -MG, 2013.
- [13] A. C. Souza, “Análise dos Impactos da Geração Distribuída por Fonte Solar Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica,” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em engenharia Elétrica na UFU- Universidade Federal de Uberlândia, Fevereiro, Uberlândia - MG, 2016.
- [14] “Ministério de Minas e energia,” 24 Janeiro 2017. [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/geracao-distribuida-mantem-crescimento-com-quase-8mil-conexoes. [Acesso em 19 março 2018].
- [15] “ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica,” [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp. [Acesso em 07 Janeiro 2020].

- [16] “CRESESB – Centro de Referência para energia Solar e Eólica,,” Março 2014. [Online]. Available:
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf.
 [Acesso em 19 março 2018].
- [17] “EPE - Empresa de Pesquisa energética,” 04 dezembro 2018. [Online]. Available:
<http://epe.gov.br/pt/abcedenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.
- [18] “ONS- Operador Nacional de Sistema,” [Online]. Available:
<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. [Acesso em 20 março 2018].
- [19] F. L. Paukner, “Comparação Do Controle Do Inversor Trifásico Conectado À Rede Com Filtro LCL Considerando o Amortecimento Passivo e Ativo,” Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Campus Pato Branco, Pato Branco, 2016.
- [20] “ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica,” 01 Janeiro 2018. [Online]. Available:
http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8
[Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9). [Acesso em 20 março 2018].
- [21] “ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico,” [Online]. Available:
<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. [Acesso em 16 novembro 2018].
- [22] R. TEODORESCU, M. LISERRE e P. RODRIGUEZ, Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems, Jhon Wiley & Sons, 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- [23] M. Rashed, C. Klumpner e G. Asher, “Repetitive and Resonant Control for a Single-Phase Grid-Connected Hybrid Cascaded Multilevel Converter,” *IEEE transactions on power electronics*, vol. 28, nº 05, 2013. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2218833>

- [24] "A novel current-tracking method for active filters based on a sinusoidal internal model,," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, nº 3, pp. 888-895, 2001.
<https://doi.org/10.1109/28.924772>
- [25] W. Franke, J. Dannehl, F. W. Fuchs e M. Liserre, "Characterization of Differential-Mode Filter for Grid-Side Converters," em *IECON*, Oporto- Portugal, 2009.
<https://doi.org/10.1109/IECON.2009.5415101>
- [26] E. Twining e D. Holmes, "Grid current regulation of a three-phase voltage source inverter with an LCL input filter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, nº 6, pp. 888-895, 2003. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2003.810838>
- [27] A. Draou, Y. Sato e T. Kataoka, "A new state feedback based transient control of PWMac to dc voltage type converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, nº 6, pp. 716-724, 1995. <https://doi.org/10.1109/63.471291>
- [28] J. Y. Hung, "Feedback Control with Posicast," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 50, nº 1, pp. 94-99, Fevereiro, 2003. <https://doi.org/10.1109/TIE.2002.804979>
- [29] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre e L. P. Chiang, "A New Breed of Proportional-Resonant Controllers and Filters for Grid-Connected Voltage-Source Converters".*IEE Proceedings on Electric Power Applications*.
- [30] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, U. Borup e M. Liserre, "A New Control Structure for Grid-Connected LCL PV Inverters with Zero Steady-State Error and Selective Harmonic Compensation," *In Proceedings of APEC'04*, pp. 580-586, 2004.
- [31] N. Miller, R. Zrebiec, R. Delmerico e G. Hunt, "Battery energy storage systems for electric utility, industrial and commercial applications," *Proceedings of the Eleventh Annual Battery Conference on Applications and Advances*, pp. 235-240, 9-12 Janeiro 1996.

- [32] A. Joseph e M. Shahidehpour, “Battery energy storage systems in electric power systems,” *IEEE*, pp. 1-8, 2006. <https://doi.org/10.1109/PES.2006.1709235>
- [33] B. Roberts e J. McDowall, “Commercial successes in power storage,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, nº 2, pp. 24-30, 2005. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2005.1405867>
- [34] F. Perez, P. V. G. Souza, H. K. R. Filho, B. D. Bonatto, É. Motoki e P. F. Ribeiro, “Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia,” em *XI CBQEE- Congresso Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Campina Grande, Paraíba, 2015.
- [35] E. d. S. Dantas, “Implementação de uma Máquina Síncrona Virtual em um Sistema Fotovoltaico Trifásico Conectado à Rede Elétrica,” em *Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da UFRN*, Natal - RN, Novembro de 2018.
- [36] M. J. Basler e R. C. Schaefer, “Understanding power-system stability,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, nº 2, pp. 463-474, March 2008. <https://doi.org/10.1109/TIA.2008.916726>
- [37] Y. W. Li e J. He, “Distribution system harmonic compensation methods: An overview of dg-interfacing inverters,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 8, nº 4, pp. 18-31, Dec 2014. <https://doi.org/10.1109/MIE.2013.2295421>
- [38] B. k. Bose, “Power electronics, smart grid, and renewable energy systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, nº 11, pp. 2011-2018, Nov 2017. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2745621>
- [39] Q. C. Zhong, “Virtual synchronous machines: A unified interface for grid integration,” *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, nº 4, pp. 18-27, Dec 2016. <https://doi.org/10.1109/MPEL.2016.2614906>

- [40] T. ZHENG e et al, “Comprehensive control strategy of virtual synchronous generator under unbalanced voltage conditions,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, nº 7, pp. 1621-1630, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0523>
- [41] A. SOLANKI e et al, “A new framework for microgrid management: Virtual droop control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, nº 2, pp. 554-566, March 2016. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2474264>
- [42] U. B. TAYAB e et al, “A review of droop control techniques for microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 717 -727, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.028>
- [43] D. CHEN, Y. XU e A. Q. HUANG, “Integration of dc microgrids as virtual synchronous machines into the ac grid.,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, nº 9, pp. 7455-7466, Sept 2017. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2674621>
- [44] M. Yilmaz e P. T. Krein, “Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, nº 12, pp. 5673-5689, Dec 2013. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2227500>
- [45] J. A. Suul, S. D’ARCO e G. GUIDI, “Virtual synchronous machine-based control of a single-phase bi-directional battery charger for providing vehicle-to-grid services,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, nº 4, pp. 3234-3244, July 2016. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2550588>
- [46] M. A. Torres L, A. C. Lopes e J. R. Espinoza C, “Self-Tuning Virtual Synchronous Machine: A Control Strategy for Energy Storage Systems to Support Dynamic Frequency Control,” *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, vol. 29, nº 4, pp. 833-840, Dec 2014. <https://doi.org/10.1109/TEC.2014.2362577>

- [47] S. D'ARCO e J. A. SUUL, "Equivalence of virtual synchronous machines and frequency droops for converter-based microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, nº 1, pp. 394-395, Jan 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2288000>
- [48] S. D'ARCO, J. A. SUUL e O. B. FOSSO, "Automatic tuning of cascaded controllers for power converters using eigenvalue parametric sensitivities," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, nº 2, pp. 1743-1753, Mar 2015. <https://doi.org/10.1109/TIA.2014.2354732>
- [49] T. Zheng e et al, "Comprehensive control strategy of virtual synchronous generator under unbalanced voltage conditions," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, nº 7, pp. 1621-1630, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0523>
- [50] S. Vasquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo e J. M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid applications," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, vol. 57, nº 12, pp. 3881-3895, Dec 2010. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>
- [51] V. A. Boicea, "Energy storage technologies: The past and the present.," *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, nº 11, pp. 1777-1794, Nov 2014. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2359545>
- [52] H. M, G. A, Y. A. I. Mohamed e Y. Karimi, "Modeling and design of an oscillatory current-sharing control strategy in dc microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, nº 11, pp. 6647-6657, Nov 2015. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2435703>
- [53] X. Lu, K. Sun, J. M. Guerrero e J. C. Vasquez, "State-of-charge balance using adaptive droop control for distributed energy," *IEEE Transactions on Industrial Electronics storage systems in dc microgrid applications*, vol. 61, nº 6, pp. 2804-2815, Jun 2014. <https://doi.org/10.1109/TIE.2013.2279374>

- [54] T. Wu, C. Chang, L. Lin, G. Yu e Y. Chang, “DC-Bus Voltage Control With a Three-Phase Bidirectional Inverter for DC Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, nº 4, pp. 1890-1899, April 2013. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2206057>
- [55] W. Wu, Y. Chen, L. A, L. Zhou, Z. X, L. Yang e et al, “A Virtual Inertia Control Strategy for DC Microgrids Analogized With Virtual Synchronous Machines,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, nº 7, pp. 6005-6016, July 2017. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2645898>
- [56] A. Hosseinipour e H. Hojabri, “Virtual inertia control of pv systems for dynamic performance and damping enhancement of dc microgrids with constant power loads,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, nº 4, pp. 430-438, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0468>
- [57] R. A. Jabr, I. Dzafic e B. C. Pal, “Robust optimization of storage investment on transmission networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, nº 1, pp. 531-539, Jan 2015. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2326557>
- [58] E. Rakhshani e P. Rodriguez, “Inertia emulation in ac/dc interconnected power systems using derivative technique considering frequency measurement effects,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 5, pp. 3338-3351, Sept 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2644698>
- [59] N. Soni, S. Doolla e M. C. Chandorkar, “Inertia Design Methods for Islanded Microgrids Having Static and Rotating Energy Sources,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, nº 6, pp. 5165-5174, Nov 2016. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2597281>
- [60] J. Fang, H. Li, Y. Tang e B. F, “Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, nº 10, pp. 8488-8499, Oct 2018. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2785218>

- [61] F. A. S. Pereira e M. A. S. Oliveira, Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica, Porto, Portugal: Publinústria, ISBN: 978-972-8953-78-2, 2015.
- [62] A. A. Akhil, electricity storage handbook in collaboration with NRECA, NM, USA: Sandia National Laboratories Albuquerque, 2013.
- [63] F. Perez, “Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica,” em *Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. UNIFEI, Itajubá*, dezembro de 2015.
- [64] A. C. Souza, F. C. Melo, T. L. Oliveira e C. E. Tavares, “Performance analysis of the computational implementation of a simplified PV model and MPPT algorithm,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, nº 2, pp. 792-798, 2016. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7437224>
- [65] H. S. Rauschenbach, Solar Cell Array Design Handbook, New York: Chapter 2. Van Nostrand Reinhold Company, 1980. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-7915-7>
- [66] Z. M. Salameh, B. S. Borowy e A. R. A. Amin, “Photovoltaic Module-Site Matching Based on the Capacity Factors,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, nº 2, 1995. <https://doi.org/10.1109/60.391899>
- [67] W. PALZ, Energia solar e fontes alternativas, São paulo - SP: Hemus, 1995.
- [68] A. R. Ghasheka, E. E. Van Dyk e E. L. Meyer, “Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors,” *Elsevier- Renewable Energy*, vol. 30, nº 4, pp. 611-620, 2005. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.06.005>
- [69] F. A. Farret, Integration of alternative sources of energy, John Wiley & Sons. ISBN 0471755613, 2006. <https://doi.org/10.1002/0471755621>

- [70] A. F. Cupertino, “Desenvolvimento de um Simulador de Módulos Fotovoltaicos para Testes de Conversores Estáticos,” em *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. (Mestrado)*, Belo Horizonte- MG, 2015.
- [71] M. H. Bollen e F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*, John Wiley & sons. ISBN 111802902X, 2011. <https://doi.org/10.1002/9781118029039>
- [72] M. H. Rashid, *Power Electronics Circuits, Devices and Applications*. 3. ed., Ed. Prentice Hall., Agosto de 2013.
- [73] I. Barbi, *Projeto de Fontes Chaveadas*, Florianópolis - SC: UFSC, 2001.
- [74] “Voltage Mode Boost Converter Small Signal Control Loop Analysis Using the TPS61030 (SLVA274A),” *TEXAS INSTRUMENTS*, Maio 2007 revisado em 2009.
- [75] G. H. B. Cunha, "Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão," Dissertação de Mestrado, programa de pós-graduação em engenharia elétrica na UFU- Universidade Federal de Uberlândia, Julho, Uberlândia -MG, 2013.
- [76] C. P. Esmar T, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” *IEEE Trans Energy Conversion*, vol. 22, nº 2, pp. 439-449, 2007. <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230>
- [77] G. SI, A. SJ and C. JH, "Simulation and analysis of existing MPPT control methods in a PV generation system," in *J Int Council Electr Eng*, 2011.
- [78] P. A. Sobreira, M. G. Villalva, P. G. Barbosa e H. A. Carvalho, “Comparative analysis of current and voltage-controlled photovoltaic maximum power point tracking,” em *2011 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 2011.
- [79] R. F. Bastos, “Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-Ácido) e para Busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos

Empregados em Sistemas de Geração Distribuída,” em *Dissertação de mestrado apresentado na Escola de engenharia em São Carlos*, São Carlos- SP, 2013.

- [80] A. C. Gomes, D. B. Rodrigues, F. A. Borges, F. C. Melo, G. H. B. Cunha, G. B. Lima, L. Vilefort e W. Gomes, “Projeto de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica,” em *Trabalho de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia - UFU*, Uberlândia, Agosto de 2012.
- [81] C. A. P. Tavares, “Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico,” em *Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrônica na UERJ- Universidade do Estado do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro- RJ, 2009.
- [82] P. F. Ribeiro, “Energy storage systems for advanced power applications,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 89, nº 12, pp. 1744-1756, 2001. <https://doi.org/10.1109/5.975900>
- [83] T. e. a. SATO, *Smart Grid Standards Specifications, Requiriments a Technologies*, London: Wiley, 2014.
- [84] N. M. C. Pereira, “Simulação de Regimes de Carga e Descarga em Baterias”, em *Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*, Lisboa- Portugal, Dezembro de 2016..
- [85] S. Duryea, S. Islam e W. Lawrence, “A Battery Management System for Stand-Alone Photovoltaic Energy Systems,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 07, nº 03, pp. 67-72, Maio de 2001. <https://doi.org/10.1109/2943.922452>
- [86] E. Koutroulis e K. kalaitzakis, “Novel battery charging regulation system for photovoltaic applications,” *IEEE Proc.-Electronics Power Applications*, vol. 151, nº 2, pp. 191-197, Março de 2004. <https://doi.org/10.1049/ip-epa:20040219>
- [87] A. FOLEY, D. Connoly, P. Leahy, B. V. Mathiesen, H. Lund, M. Leahy e E. McKeogh, “Electrical Energy Storage & Smart Grid Technologies to Integrate the next generation of

- Renewable Power Systems,” em *the 4th International Conference on Sustainable Energy & Environmental Protection Conference*, Bari, Italy, 2010.
- [88] D. B. Cândido, “Desenvolvimento de Sistemas Estáticos Distribuídos – “Multi String”, para aplicações em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos,” em *Dissertação de Mestrado, UFSM*, Santa Maria- RS, 2010.
- [89] B. M. Buchholz e Z. Styczynski, *Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*, Berlin: Springer, 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-45120-1>
- [90] R. Aldabó, *Qualidade na Energia Elétrica*, São Paulo-SP: Artliber, julho de 2012.
- [91] “Victron Energy,” [Online]. Available: <https://www.victronenergy.fi/upload/documents/Datasheet-Lithium-ion-HE-Battery-and-Lynx-Ion-BMS-FI.pdf>. [Acesso em 07 Janeiro 2020].
- [92] J. T. d. Carvalho Neto, “Controle de um Ciclo Aplicado em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos em um Microgrid de Corrente Contínua,” em *Tese de doutorado do programa de pós-graduação em engenharia elétrica e de computação da UFRN*, Natal- RN, Julho de 2016.
- [93] M. A. E. Galdino e C. M. Ribeiro, “A Inttelligent Battery Charge Controller for Small Scale PV System,” em *12th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1994.
- [94] “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” em *IEEE standart*, 2009.
- [95] Y. Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg e H. Wang, “Suggested Grid Code Modifications to Ensure Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy in Distributed Power Generation Systems,” em *Industry Applications Society Annual Meeting*, 2013. <https://doi.org/10.1109/IAS.2013.6682485>

- [96] N. Mohan, T. M. Undeland e W. P. Robbins, *Power Electronics, Converters, Applications and Design*, second edition, New York: John Wiley & Sons, 1995.
- [97] R. H. Rosembach, “Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando Como Controlador de Carga de Bateria em um Sistema Fotovoltaico,” em *Dissertação submetida ao programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)*, Juiz de Fora –MG, Novembro de 2004.
- [98] T. Instruments, “Design Calculations for Buck-Boost Converters- Application Report SLVA535A,” em *Application Report SLVA535A*, Agosto de 2012.
- [99] J. Dunlop, W. Bower e S. Harrington, “Performance of Battery Charge Controllers: First Year Test Report,” em *IEEE 1991*, 1991.
- [100] S. d. J. Manrique Machado, “Uma proposta de controle com alta capacidade de rejeição harmônica para inversores monofásicos conectados à rede elétrica através de filtro LCL amortecido,” em *Dissertação apresentada no programa da Pós-graduação da Universidade Estadual de Londrina- UEL*, Londrina-PR, 2016.
- [101] Y. Yang e F. Blaabjerg, “Overview of Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, nº 12, p. 11, 2015. <https://doi.org/10.1080/15325008.2015.1031296>
- [102] A. C. Souza, D. T. S. Borges, I. N. Santos e J. R. Macedo, “Assessment of linear Current Control Methods in Single-Phase Grid-Tie Inverters,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, nº 05, pp. 1424-1431, 2018. <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8408437>
- [103] I. Barbi, J. Moia e S. Pini, “Análise e controle do retificador trifásico boost PWM em base $0\alpha\beta$,” em *INEP- Instituto de Eletrônica de Potência*, Florianópolis-SC, Agosto de 2010.

- [104] 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, pp. 1398-1409, 2006. <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>
- [105] D. N. Zmood, D. G. Holmes e G. H. Bode, “Frequency-domain analysis of three-phase linear current regulators,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, nº 2, pp. 601-610, 2001. <https://doi.org/10.1109/28.913727>
- [106] D. N. Zmood e D. G. Holmes, “Stationary Frame Current Regulation of PWM Inverters With Zero Steady-State Error,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 18, nº 03, pp. 814-822, 2003. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2003.810852>
- [107] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, M. Liserre e P. C. Loh, “Proportional resonant controllers and _lters for grid-connected voltage-source converters,” *Electric Power Applications, IEE Proceedings*, vol. 153, nº 05, pp. 750-762, 2006. <https://doi.org/10.1049/ip-epa:20060008>
- [108] M. Castilla, J. Miret, J. Matas e L. G. Vicuna, “Reduction of Current Harmonic Distortion in Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters via Resonant Current Control,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, nº 04, pp. 1464-1472, Abril de 2013. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2167734>
- [109] I. Barbi e D. C. D. C. Martins, “Eletrônica de Potência: Introdução ao Estudo dos Conversores CC-CA,” Florianópolis-SC, 2005.
- [110] F. M. A. Linard, “Sistema Ininterrupto de energia de dupla conversão com integração do retificador e do inversor,” em *Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará*, Fortaleza-CE, 2009.
- [111] S. D. Guedes, “Projeto de Inversor Trifásico Aplicado ao Acionamento de Motor de Indução,” em *Projeto de Graduação submetido ao corpo docente do Departamento de*

engenharia elétrica da escola politécnica da universidade Federal do Rio de Janeiro- UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, março de 2015.

- [112] M. Liserre, F. Blaabjerg e S. Hansen, “Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, n° 05, pp. 1281-1291, 2005. <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>
- [113] I. Gabe, V. Montagner e H. Pinheiro, “Design and implementation of a robust current controller for VSI connected to the grid through an LCL filter,” *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 24, n° 06, pp. 1444-1452, 2009. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2016097>
- [114] L. Serpa, “A modified direct power control strategy allowing the connection of three-phase inverters to the grid through LCL filters,” *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 43, n° 05, pp. 1388-1400, Setembro de 2007. <https://doi.org/10.1109/TIA.2007.904438>
- [115] F. Blaabjerg, “Analysis of the grid side behavior of a LCLfilter based three-phase active rectifier,” *IEEE Int. Symp. on Industrial Electronics-ISIE*, vol. 02, pp. 775-780, 2003.
- [116] T. Wang, “Output filter design for a grid-interconnected three-phase inverter,” *Power Electronics Specialist Conference*, vol. 2, pp. 779-784, 2003.
- [117] E. Wu e P. Lehn, “Digital current control of a voltage source converter with active damping of LCL resonance,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, n° 05, pp. 1364-1373, Setembro de 2006. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.880271>
- [118] M. Liserre, A. Aquila e F. Blaabjerg, “Genetic algorithmbased design of the active damping for an LCL-filter three-phase active rectifier,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n° 01, pp. 76-86, Janeiro de 2004. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2003.820540>
- [119] A. Reznick, M. G. Simões, A. Al-Dutra e S. M. Mueen, “LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems,” *IEEE transactions on industry applications*, vol. 50, n° 02, Abril de 2014. <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274612>

- [120] M. Liserre, F. Blaabjerg e S. Hansen, “Design and control of an LCL filter- based three-phase active rectifier,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, nº 05, pp. 1281-1291, Setembro de 2005.
<https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>
- [121] D. Salvatore, A. S. Jon e B. F. Olav, “Small-Signal Modelling and Parametric Sensitivity of a Virtual Synchronous Machine,” em *Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Poland, 2014.
- [122] Borges, D. T. S, Santos, W. M, Coelho and R. F, "Proposal for Virtual Synchronous Machine with Control Voltage on the DC," in *2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, 2018.
- [123] S. D'Arco, J. A. Suul e O. B. Fosso, “Small-Signal Modelling and Parameters Sensitivity of a Virtual Synchronous Machine,” em *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wroclaw, Poland, 18 a 22 Augusto, 2014. <https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038410>
- [124] D. Chen, Y. Xu e A. Q. Huang, “"Integration of DC Microgrids as Virtual Synchronous Machines into the AC Grid",” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, pp. 7455-7466, Fevereiro de 2017. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2674621>
- [125] Q. C. Zhong e G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators.,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, nº 4, pp. 1259-1267, April April, 2011. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2048839>
- [126] D. Salvatore, S. Jon Are e F. Olav B., “Small-signal modelling and parametric sensitivity of a Virtual Synchronous Machine,” em *Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Poland, 2014.
- [127] B. Parida, S. Iniyar e R. Goic, “A review of solar photovoltaic technologies,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, nº 03, pp. 1625-1636, 2011.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>

- [128] D. Hauser, “Controle de um Sistema Fotovoltaico Trifásico Conectado à Rede Elétrica,” em *Projeto de graduação apresentado ao corpo docente do Departamento de Engenharia da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro- RJ, Agosto de 2014.
- [129] H. T. d. Silva, “Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores,” em *Dissertação apresentada à Escola Politécnica de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.*, São Paulo- SP, 2016.
- [130] H. Pineiro, F. Botterón, C. Rech, L. Schuch, R. F. Camargo, H. L. Hey, H. A. Grundling e J. R. Pinheiro, “Modulação space vector para inversores alimentados em tensão: uma abordagem unificada,” *Sba Controle & Automação*, vol. 16, nº 01, 2005.
<https://doi.org/10.1590/S0103-17592005000100002>
- [131] “RRP Max Power,” [Online]. Available: <http://portuguese.lithiumlifepo4battery.com/sale-2121129-high-voltage-energy-storage-batteries-50ah-3-0-m-48v-battery-packs.html>. [Acesso em 30 09 2018].
- [132] O. L. Tortelli, “Análise e Projeto de um Compensador Para Conversor Boost Com Configuração Modificada (Duplo Boost),” em *Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do grau de mestre em engenharia elétrica*, Florianópolis- SC, Dezembro de 1994.
- [133] Y. Yin, X. Luo, S. Guo, Z. Zhou e J. Wang, “A battery charging control strategy for renewable energy generation systems,” em *Proceedings of the World Congress on Engineering*, London - UK, July 2008.
- [134] E. Ayoub e N. Karami, “Review on the charging techniques of a li-ion battery,” em *In Proceedings of the Third International Conference on Technological Advances in Electrical*,

Electronics and Computer Engineering (TAECE), Beirut, Lebanon, April 2015.

<https://doi.org/10.1109/TAECE.2015.7113599>

- [135] A. C. C. Hua e B. Syue, “Charge and discharge characteristics of lead-acid battery and LiFePO₄ battery.,” em *In Proceedings of the IEEE 2010 International Power Electronics Conference (IPEC)*, Sapporo, Japan, June 2010.
- [136] C. C. Hua e M. Y. Lin, “A study of charging control of lead-acid battery for electric vehicles.,” em *In Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2000)*, Cholula, Mexico, December 2000.
- [137] D. A. J. Rand, P. T. Moseley, D. A. J. Rand, P. T. Moseley, J. Garche e C. D. Parker, “Valve Regulated Lead Acid Batteries,” em *Elsevier*, New York - USA, 2004.
- [138] H. C. Lin, Y. J. He e C. W. Liu, “Design of an Efficient Battery Charging System Based on Ideal Multi-State Strategy.,” em *In Proceedings of the IEEE 2016 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C)*, Xi' an, China, July 2016.
<https://doi.org/10.1109/IS3C.2016.242>
- [139] Y. E. A. Eldahab, N. H. Saad e A. Zekry, “Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems.,” *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 58, pp. 646-655, 2016.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.061>
- [140] Y. S. Wong, W. G. Hurley e W. H. Wölfle, “Charge regimes for valve-regulated lead-acid batteries: Performance overview inclusive of temperature compensation.,” *J. Power Sources*, vol. 183, pp. 783-791, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.05.069>
- [141] L. R. Chen, “Design of duty-varied voltage pulse charger for improving Li-ion battery-charging response.,” *IEEE Trans. Ind. Electron*, vol. 56, pp. 480-487, 2009.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2008.2002725>

- [142] D. Linden e T. B. Reddy, “Handbook of Batteries,,” New York, USA, 3rd ed.; McGraw Hill, 2002.
- [143] C. S. Lee, H. C. Lin e S. Y. Lai, “Development of fast large lead-acid battery charging system using multi-state strategy,,” *Int. J. Comput. Consum. Control*, pp. 56-65, 2013.
- [144] S. Li, C. Zhang e S. Xie, “Research on fast charge method for lead-acid electric vehicle batteries,,” *In Proceedings of the IEEE International Workshop on Intelligent Systems and Applications ISA 2009*, pp. 1-5, 23-24 May 2009. <https://doi.org/10.1109/IWISA.2009.5073068>
- [145] D. Linden e T. B. Reddy, *Handbook of Batteries*, 4rd ed., New York, USA: McGraw Hill, 2010.
- [146] Y. C. Chuang, Y. L. Ke, H. S. Chuang e S. Y. Chang, “Battery float charge technique using parallel-loaded resonant converter for discontinuous conduction operation,,” *IEEE Trans. Ind*, vol. 48, pp. 1070-1080, 2012. <https://doi.org/10.1109/TIA.2012.2190961>
- [147] E. Banguero, A. Correcher, A. Pérez-Navarro, F. Morant e A. Aristizabal, “A Review on Battery Charging and Discharging Control Strategies: Application to Renewable Energy Systems,,” *Energies*, April 2018. <https://doi.org/10.20944/preprints201803.0205.v1>
- [148] N. C. Sahoo, S. Mohapatro e M. K. Senapati, “A SoC based voltage control strategy for DC microgrid”,,” em *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Oct 2015. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2015.7379947>
- [149] A. S. Holter e R. Nilsen, “Design and Analysis of Stationary Reference Frame Controllers for Active Front End Converter,,” *NTNU - Norwegian University of Science and Technology*, June 2016.

APÊNDICE A

A seguir encontra-se as linhas de código da lógica do algoritmo P&O, empregado nesta tese para o caso da geração distribuída. Vale ressaltar que a implementação foi feita utilizando o bloco “*S-function*” da biblioteca do *simulink*.

```
Vpv = u(1);
Ipv = u(2);
V_ant = u(3);
P_ant = u(4);
Vref = u(5);

deltaV = 1;
erro_P = 0;
erro_V = 0;

if (Vref == 0)
    Vref=469.3;
end
P = Vpv*Ipv;

erro_P = P - P_ant;
erro_V = Vpv - V_ant;
if (erro_P ==0)    %%
    Vref=Vref;    %%
else

    if (erro_P < 0) % Potência anterior (P_ant) > Potência atual (P)
        if(erro_V < 0) % Tensão anterior (V_ant) > Tensão atual (Vpv)
            Vref = Vref + deltaV; %Sobe a tensão;
        else %Tensao anterior (V_ant) < Tensao atual (Vpv)
            Vref = Vref - deltaV; % Tira V para P voltar a subir
        end
    end

    if (erro_P > 0)
        if(erro_V < 0) %Tensao anterior > Tensao atual
            Vref = Vref - deltaV; % Tira V para P voltar a subir
        else %Tensão anterior < Tensão atual.
            Vref = Vref + deltaV; %Subir o deltaV, para atingir potência
            máxima
        end
    end
end
end
```

Para a condição da geração centralizada (fazenda solar), trocar o valor de Vref para 548.

A Figura 120, ilustra a estratégia empregada para a aplicação do método de rastreamento de máxima potência, o qual a primeira e a segunda entrada é referente a tensão e corrente de saída do arranjo fotovoltaico, a terceira a tensão de referência e por fim, a quarta e quinta entrada referentes a potência e tensão da iteração anterior.

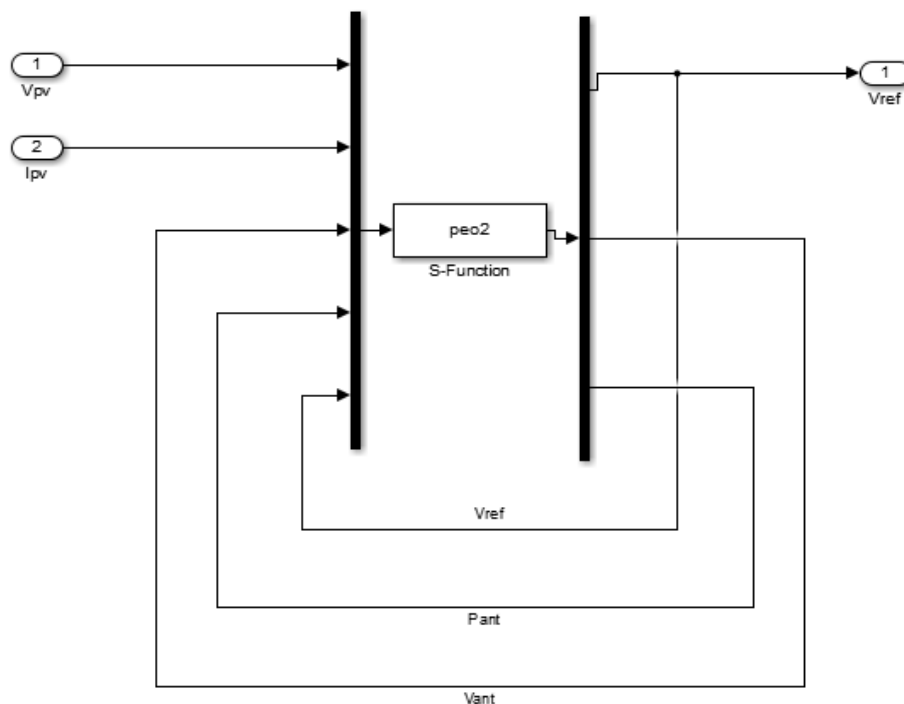


Figura 120- Estratégia para aplicação do MPPT P&O.
Fonte: [13].

A Figura 121 ilustra a atuação do MPPT P&O para a situação da geração distribuída (10,108 kW).

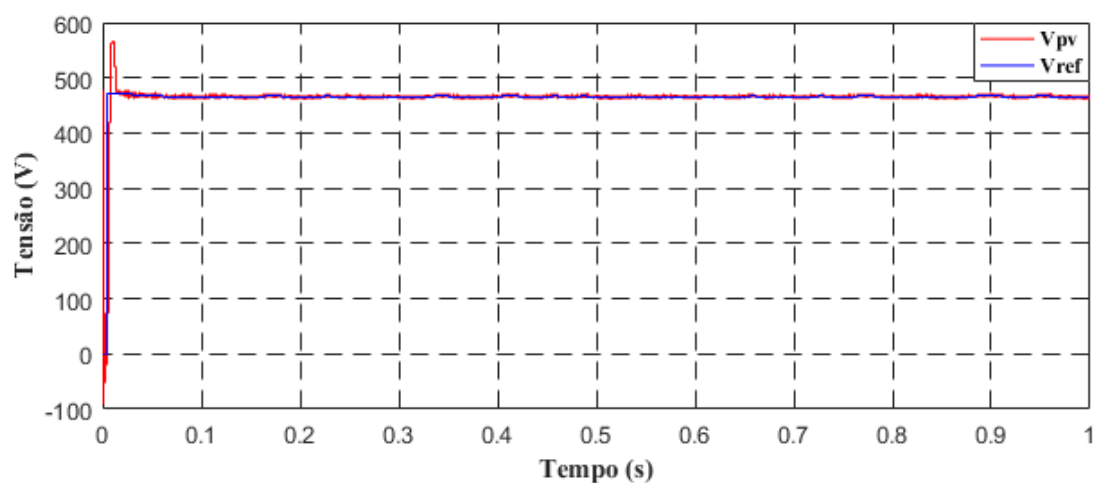


Figura 121- Atuação do MPPT P&O.
Fonte: Próprio autor.

APÊNDICE B

A seguir encontra-se o arquivo de extensão. m, para o projeto do compensador PID do conversor *Boost*. Vale ressaltar que esse projeto é realizado pelo auxílio da ferramenta *sisotool* do MATLAB.

```
close all
clear all
clc

L1 = 949.2034e-6;
Rcarga = 21.7874;
C1 = 100e-6;
Vdc = 600;
Vm = 22;
H = 1;
s = tf('s');

%% Função Transferência

G_d_vC = Vdc/(C1*L1*s^2 + (L1/Rpv)*s + 1);
%G_PWM = 1/Vm;

%G = G_d_vC*G_PWM;

sisotool(G_d_vC)
```

Assim, determina-se o compensador PID, de acordo com (74), para uma configuração do *bandwidth* em 6283,18 rad/s e *phase margin* em 50°. O valor de *bandwidth* corresponde a uma frequência de corte 10 vezes menor que a frequência de chaveamento do conversor *Boost*, pois em eletrônica de potência estabelece-se um limite para essa frequência de corte, afim de garantir uma velocidade de resposta desejável e fazer com o que o próprio sistema opere como um filtro para ruídos em alta frequência, ainda que o máximo valor teórico admissível seja $F_s/2$ (limite de Nyquist) [132].

$$C_{PID} = 0,44741 \cdot \frac{(s^2 + 5,24 \cdot 10^3 \cdot s + 6,7744 \cdot 10^6)}{s^2 + 7,18 \cdot 10^5 s} \quad (74)$$

O projeto do compensador PI da malha de tensão do inversor encontra-se a seguir.

```
close all
clear all
clc

RL = 38.29;
C0 = 1300e-6;
Vdc = 600;
Vm = 1;
s = tf('s');

%% Função Transferência

GvC = RL/(1+ C0*RL*s);
G_PWM = 1/Vm;

G = GvC * G_PWM;

sisotool(G)
```

Neste momento, serão apresentados os projetos dos compensadores utilizados nos controles da fazenda solar. Assim sendo, segue o projeto do compensador PID do conversor *boost*.

```
close all
clear all
clc

L1 = 6.076e-6;
Rcarga = 1.496;
C1 = 814,52e-6;
Vdc = 1400;
Vm = 22;
H = 1;
s = tf('s');

%% Função Transferência

G_d_vC = Vdc/(C1*L1*s^2 + (L1/Rpv)*s + 1);
%G_PWM = 1/Vm;

%G = G_d_vC*G_PWM;

sisotool(G_d_vC)
```

Assim, obtém-se o compensador PID, conforme descreve em (75), para uma configuração do *bandwidth* em 3141,59 rad/s e *phase margin* em 70°. Vale destacar que durante a parametrização na plataforma *sisotool* mudar a opção de “*time constant*” para “*Zero/ pole/ gain*” no campo “*preference*”.

$$C_{PID} = 3,8384. \frac{(s^2 + 1421.s + 482160)}{s^2 + 3.59.10^5 s} \quad (75)$$

O projeto do compensador PI da malha de tensão do inversor da fazenda solar encontra-se a seguir.

```
close all
clear all
clc

RL = 2.0416;
C0 = 25.209e-3;
Vdc = 1400;
Vm = 1;
s = tf('s');

%% Função Transferência

GvC = RL/(1+ C0*RL*s);
G_PWM = 1/Vm;

G = GvC * G_PWM;

sisotool(G)
```

APÊNDICE C

Métodos Tradicionais de Controle de Carga

O objetivo principal dos métodos de controle de carga é aumentar o *SOC* (*state of charge*). No entanto, especificações como desempenho da bateria, tempo de carregamento, proteção da bateria contra sobrecarga, ou descarga excessiva, e aumento da vida útil também são muito importantes. E, como o processo de carregamento da bateria não é linear [133], diferentes métodos foram desenvolvidos para controlar efetivamente o seu carregamento.

Os métodos de controle comumente usados na carga e descarga da bateria são: corrente constante (MCC), tensão constante (MVC), carregamento em duas etapas (por exemplo, (MCC-MVC), carregamento por pulso (CP), carregamento reflexo ou CPN (carregamento por pulso negativo), carga lenta ou *taper-current* (TC), carga flutuante (CF), padrão de carregamento de cinco etapas (PCCE) [134].

a. Método de Corrente Constante (MCC)

Este método consiste em carregar a bateria com uma corrente constante, assim, limita-se a corrente para se evitar a sobrecarga na carga inicial [135]. O valor da tensão dependerá da corrente de carga. Uma vantagem deste método é o fácil cálculo do tempo de carregamento do *SOC*. Como a tensão normalmente não é controlada, isso pode causar excesso de carga na bateria e aumento da temperatura, resultando na degradação de sua vida útil [136].

b. Método de Tensão Constante (MVC)

Este método é comumente usado para carregar a bateria, aplicando uma tensão constante em seus terminais. Durante o estágio inicial de carregamento, a corrente de carga é alta. À medida que a tensão da bateria atinge o limite de ajuste de tensão do

carregador, a corrente de carga diminui [137]. Esse tipo de controle é usado em aplicativos que exigem períodos de carga estendidos para atingir a carga total. Como requer um tempo de carregamento longo, pode causar elevação de temperatura e a degradação da vida útil da bateria, mas por outro lado evita a sobretensão nos terminais da bateria.

c. Método de Corrente e Tensão Constante (MCC-MVC)

Tal método de carga também é conhecido como o método de duas etapas, porque combina MCC e o MVC. O MCC é aplicado no estágio inicial de carregamento até que a tensão da bateria atinja um estágio sobrecarregado ou uma tensão predefinida [138]. Em um segundo estágio, o método de carga muda para MVC para manter a tensão da bateria, evitando assim a sobretensão [136]. Pesquisas anteriores mostraram que o método de carregamento MCC-MVC é o mais eficiente para o carregamento de baterias, independentemente do tipo de bateria [139], além de ser o método de controle mais utilizado na atualidade [139], [140]. No entanto, sua velocidade de carregamento e eficiência são muito baixas [141]. Além disso, o MCC-MVC não é adequado para carregamento rápido, porque o estágio de carregamento do MVC prolonga o tempo do mesmo, causando aumentos de temperatura da bateria e reduções no ciclo de vida da bateria [137].

d. Carregamento por Pulso (CP)

Este método de carregamento consiste em aplicar periodicamente uma corrente em pulsos à bateria. As baterias são completamente descarregadas e recarregadas periodicamente no que é chamado de carga equalizadora [142]. Isso permitirá que a tensão da bateria fique mais estável. Neste método de carregamento, é importante levar em consideração a frequência de carregamento, o pico de pulso e a largura de pulso, pois eles estão relacionados à capacidade e ao tempo de carregamento. Este método pode reduzir a polarização para evitar o aumento da temperatura da bateria [135]. O ponto fraco do método é sua complexidade.

e. Carregamento Reflexo ou CPN

Carregamento por pulso negativo (CPN) é uma melhoria do CP (Carregamento por Pulso). O conceito de aplicação de carregamento reflexo começou com as patentes de W. Burkett & J. Bigbee e W. Burkett & R. Jackson em 1971, [143]. O CPN segue esta sequência de carregamento: um pulso de carga positivo, um período de descanso (não carga) e pulso de descarga (arroto). Este método poderia eliminar a polarização de modo que o aumento de temperatura fosse reduzido [144]. No entanto, também pode reduzir a eficiência da carga.

f. Carga Lenta ou Taper-current (TC)

Este método consiste em fornecer à bateria uma carga constante a uma taxa baixa (cerca de $C/100$) [145]. Vale ressaltar que “ $C/100$ ” é um tipo de curva de carga de uma determinada bateria, assim como, as: $C/5$, $C/10$, $C/20$, etc. O método TC foi concebido para compensar a auto-descarga da bateria [145], além disso, o mesmo pode carregar a bateria até 100% usando uma corrente de carga muito pequena. Isso é normalmente utilizado para aplicações de bateria de partida, iluminação ou ignição (em inglês conhecido como “SLI”), mas não é adequado para baterias que são suscetíveis a danos por sobrecarga.

g. Carga Flutuante (CF)

Este método envolve a estratégia de carga de tensão constante (MVC), onde a tensão é definida em um valor suficiente para terminar a carga da bateria ou para mantê-la [146]. Este método é utilizado para baterias estacionárias, principalmente baterias de chumbo-ácido [145]. Estes procedimentos tradicionais de controle de carga foram incorporados em inversores comerciais, como a *Victron Energy* e a tecnologia solar *Sunny Island*, entre outros [147].

h. Padrão de Carregamento de Cinco Etapas (PCCE)

Como visto no método MCC-MVC, o estágio MVC prolonga o tempo de carregamento e reduz o ciclo de vida da bateria. Por essa razão, um método alternativo é derivado para reduzir o tempo de carga e dar mais ciclos de vida para a célula. O método de carregamento de cinco etapas consiste em dividir o tempo de carregamento em 5 etapas. Em cada etapa, a bateria é carregada com um valor de corrente constante, em determinados intervalos de tempo. Durante o carregamento, a tensão da bateria aumenta até atingir um valor pré-definido, neste momento o carregador muda para o próximo passo. A corrente de carga em cada passo é ajustada para um valor predeterminado; este valor é encontrado em diferentes algoritmos [134].

i. Carregamento Rápido (*Boost charging Method*)

Devido às condições de segurança e aos requisitos de ciclo de vida, os tempos de carregamento são longos com o método de carregamento padrão, como os métodos MCC-MVC. Portanto, o método de carregamento conhecido por “*boost charging*” é desenvolvido como um carregamento ultrarrápido para baterias de íons-lítio, onde, para a situação do *SOC* totalmente descarregado, as baterias podem ser recarregadas por um curto período com uma corrente muito alta. O efeito prejudicial de carregar a bateria com alta corrente é levado em consideração, de forma que o método não apresente efeitos negativos de degradação [134].

Resultados experimentais mostram que carregar uma bateria somente com o modo MVC, com tensão máxima e impondo uma corrente extremamente alta, diminuirá o tempo para a bateria atingir o *SOC* total, podendo assim, reduzir significativamente o tempo de carregamento (60% a menos). No entanto, este método tem um impacto severo na perda de capacidade da bateria de manter a carga, onde 40% da capacidade é perdida após 160 ciclos, com apenas 15% de perda da capacidade após 300 ciclos ao aplicar o método original MCC-MVC [134].

j. Método Proposto Para Controle de Carga e Descarga

O método de carga proposto objetiva manter tanto a corrente de carga quanto a corrente de descarga em um valor constante, onde o *SOC* da bateria é constantemente monitorado para impor o modo de operação do armazenador de energia, ou seja, para um baixo valor de *SOC*, o conversor *buck e boost* operará como *buck* para carregar a bateria, enquanto que para um alto valor de *SOC*, o conversor bidirecional atuará no modo *boost* para descarregar a energia no barramento CC do sistema fotovoltaico. A Figura 122 exhibe o diagrama de controle proposto. Tendo em vista das limitações das metodologias citadas, a metodologia proposta foi baseada em cima do MCC e do método de controle baseado no estado de carga, o qual será apresentada na Figura 123. Vale destacar, que o método proposto permite uma flexibilização em ajustar o valor de carga diferente ao valor de descarga, cuja função não é possível realizar nos métodos tradicionais

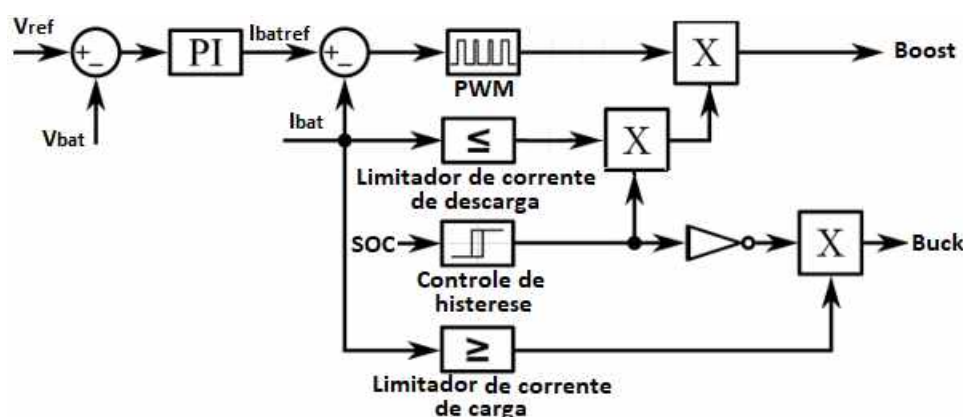


Figura 122- Diagrama de controle de carga e descarga proposto.

Fonte: Próprio autor.

A tensão “ V_{ref} ” corresponde a tensão nos terminais da bateria em circuito aberto, assim, a mesma é representada por um bloco de valor constante, o qual pode ser obtido pelo modelo de bateria fornecido pela biblioteca do Simulink. Recomenda-se, que o ajuste do “ V_{ref} ” seja em pelo menos em 1 V acima do valor de “ V_{bat} ” para a situação de 100% de SOC. Esta medida é para acelerar a atuação do controle no instante em que a bateria for descarregada. Em relação a corrente I_{bat} , a mesma será subtraída pela corrente “ I_{batref} ”, a qual foi gerada pela diferença das tensões V_{ref} e V_{bat} e logo após, compensada pelo compensador PI ($k_p = 25$ e $k_i = 0,01$). Sendo assim, o sinal resultante entrará ao bloco PWM para emitir os pulsos para a chave *boost*. O bloco “controle de histerese” (ver Figura 101) é responsável em definir o estado de operação da bateria, seja ela no modo

de carga ou descarga, assim, admitindo que a bateria esteja totalmente carregada ($SOC = 100\%$), ao iniciar o processo de descarga, a bateria apenas cessará o fornecimento de energia para o barramento CC do SF, quando atingir um determinado valor de (SOC). Portanto, a operação será modificada da etapa de descarga para carga, quando atingir um valor pré-definido.

Ainda sobre o bloco de histerese utilizado, o mesmo foi representado pelo bloco “relay” da biblioteca do Simulink, onde sua saída é 1 para os instantes de descarga, ou seja, aciona a chave *boost*, e 0 para os instantes de carga, acionando a chave *buck*.

Os blocos “limitador de corrente” são responsáveis em definir/limitar o valor que a corrente será carregada ou descarregada, assim, quando a corrente não satisfazer a condição estabelecida, a saída será 0, caso contrário, sua saída será 1. Para o modo de descarga atribui-se um valor $\leq 10,41$, enquanto para o modo de carga atribuiu $\geq -10,41$. Dessa maneira o fluxo de corrente será em torno de $10,41 \text{ [A]}$ de amplitude constante em ambos os modos de operação.

A porta NOT – após o bloco “controle de histerese” – é o componente responsável em garantir que as chaves *buck* e *boost* não conduzem concomitantemente. Vale ressaltar que o diagrama de carga apresentada na Figura 122, foi inspirada no diagrama de controle ilustrada na Figura 123, o qual é conhecido como controle baseado no estado de carga [148].

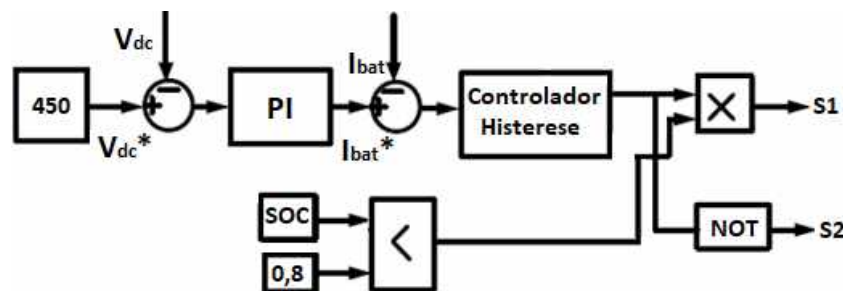


Figura 123- Diagrama de controle baseado no estado de carga.

Fonte: [148].

APÊNDICE D

Controle de Quadro de referência Estacionário ($\alpha\beta 0$)

O controle natural de quadros de referência ABC é a maneira mais básica e direta de controlar um sistema trifásico. Nesta estrutura de controle, os sinais de fase são controlados individualmente e diretamente, utilizando três controladores e sem utilizar qualquer tipo de transformações do sistema. Um sistema trifásico pode ser transformado em um sistema estacionário ortogonal de duas fases por meio da transformação de Clarke:

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (76)$$

Em um sistema trifásico balanceado, a soma das correntes ABC é zero. Considerando (76) de um sistema balanceado, a contribuição da fase α é, portanto, zero, simplificando a transformação de (77) na seguinte transformação em duas fases.

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (77)$$

As transformações matemáticas de (76) e (77) também são chamadas de transformações $\alpha\beta$, com a seguinte transformação inversa do quadro de referência e de volta ao quadro de referência abc natural:

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad (78)$$

A vantagem mais importante de utilizar a transformação $\alpha\beta$, em comparação com o referencial natural abc-, é que a redução de uma variável de fase implica a mesma

redução no número de controladores necessários e, portanto, reduz efetivamente o poder computacional. demanda dos processadores de sinal digital ou microcontroladores [149]. Como o quadro de referência é um estacionário, enquanto os sinais de rede são senoidais, os sinais de controle dessa estrutura de controle também serão senoidais.

Controle de Quadro de referência Síncrono (dq0)

A transformação Park, também conhecida como transformação dq, transforma um sistema estacionário em um sistema ortogonal rotativo, sincronizando-o com alguma quantidade de sistema. A transformação para o referencial dq da estrutura estacionária ($\alpha\beta$) de (76), pode ser realizada conforme indicado em (79) [149],

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \text{sen}(\omega t) & 0 \\ -\text{sen}(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad (79)$$

com a transformação inversa correspondente em (80)

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\text{sen}(\omega t) & 0 \\ \text{sen}(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (80)$$

A transformação estacionada no referencial síncrono também pode ser executada diretamente a partir do quadro de referência ABC natural, usando a transformação de (81),

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 120^\circ) & \cos(\omega t + 120^\circ) \\ -\text{sen}(\omega t) & -\text{sen}(\omega t - 120^\circ) & -\text{sen}(\omega t + 120^\circ) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (81)$$

com as transformações inversas indicadas na Equação (82).

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\text{sen}(\omega t) & 1 \\ \cos(\omega t - 120^\circ) & -\text{sen}(\omega t - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\omega t + 120^\circ) & -\text{sen}(\omega t + 120^\circ) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} \quad (82)$$

O quadro de referência dq pode ser utilizado através do conceito de controle de referência síncrona (CRS), no qual o eixo dq da Figura 124 é sincronizado com a frequência de rede. Como resultado, as variáveis de controle de estado estacionário da

frequência fundamental dos controladores CRS serão valores CC, em contraposição às quantidades senoidais dos sistemas de controle baseados na estrutura de referência estacionária. Esta é uma característica importante do controle CRS, uma vez que a maioria dos controladores lineares de referencial estacionário introduzirá erros de fase em regime permanente significativos nas frequências fundamentais e harmônicas, ao rastrear os componentes CA [149].

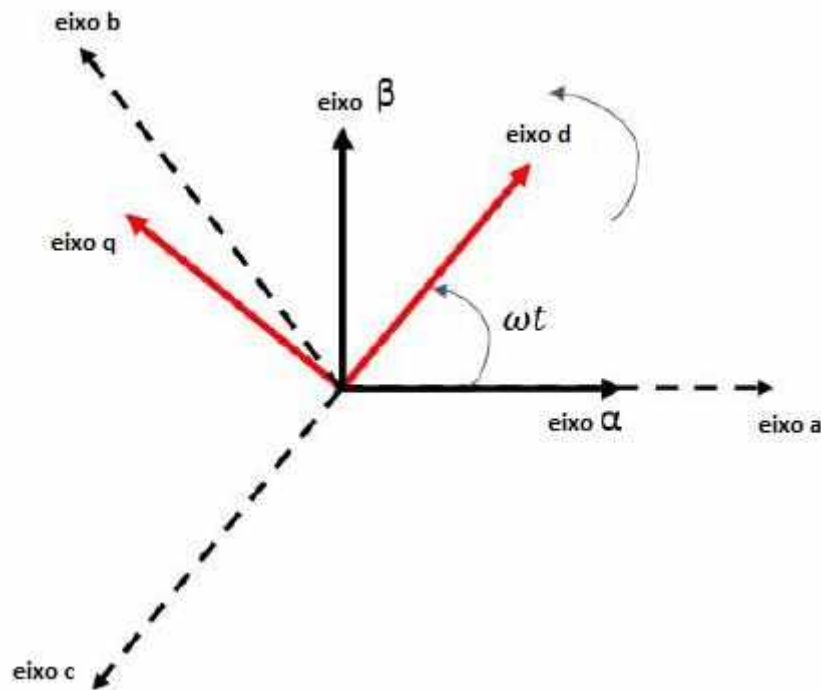


Figura 124- Orientação do referencial abc natural, do referencial estacionário $\alpha\beta$ de referência e do referencial síncrono dq.

Fonte: [149].

APÊNDICE E

O Arranjo fotovoltaico da fazenda solar é de aproximadamente 1MWde geração, sendo dividida em 5 conjuntos de painéis perto de 200 KW, neste sentido é composto por 63 fileiras (*strings*) em paralelo, com 10 módulos série em cada. A Tabela 31 retrata as informações de entrada do módulo SunPower SPR-315-WHT-D e do seu respectivo arranjo.

Tabela 31-Parametrização do módulo SunPower SPR-315-WHT-D.

	Dados do Módulo	Dados do Arranjo
V_{mp}	54,7 V	547 V
V_{oc}	64,6 V	646 V
I_{mp}	5,76 A	362,88 A
I_{sc}	6,14 A	386,82 A
$P_{máx}$	315,072 W	198,5 kW
R_s	0,6 Ω	0,1 Ω
α	0,06169 % / °C	3,8865% / °C
β	-0,27269% / °C	-2,7269% / °C

Vale ressaltar que o R_s foi encontrado por meio de um *software* gratuito, nomeado como “*PV analysator*”. Destaca-se que a resistência série diminuiu com a formação estabelecida (10 módulos série com 63 *strings* em paralelo), mediante a combinação em paralela ser bem superior a combinação série.

A Tabela 32 exhibe a parametrização do conversor *boost*, em virtude da modelagem apresentada no capítulo 3, na subseção 3.4.2.

Tabela 32- Parametrização do conversor boost da Fazenda Solar.

Parâmetros	Valor
$V_{entrada}$	547 V
$V_{saída}$	1400 V
L_{boost}	6,076 μ H
C_i	814,52 μ F
C_o	25,21 mF
R_{carga}	1,496 Ω
η_{boost}	96%
F_{sw}	5 kHz

Em relação a parametrização do filtro LCL da fazenda solar, utiliza-se os valores presentes na Tabela 33, obtém-se os componentes do filtro – apresentados na Tabela 34.

Tabela 33- Parâmetros necessário para o cálculo do filtro LCL da fazenda solar.

Parâmetros	Valor
V_{CC}	1400 V
V_L	440 V
Z_b	0,21 Ω
ω_g	377 rad /s
C_b	0,1263 mF
F_{sw}	5 kHz
I_{max}	1710,19 A
K_a	0,2

Tabela 34-Parametrização do filtro LCL da fazenda solar.

Parâmetros	Valor
L_1	0,5457 mH
C_f	378,81 μ F
L_2	0,0016 mH
R_f	0,0676 Ω
F_{res}	2071,036 Hz

A seguir serão apresentados os valores da parametrização dos compensadores da malha de tensão e corrente do inversor. A função de transferência do compensador PI da malha de tensão é definida em (83):

$$C_V = 50,413. \left(\frac{s + 35}{s} \right) \quad (83)$$

Tendo a frequência de corte (“*bandwith*”) ajustada em 2000 rad/s e a margem de fase (“*phase margin*”) em 90°. Por fim, a expressão do compensador proporcional-ressonante atribuída na malha de corrente é designada em (84).

$$C_{(P+res)amort} = 0,0005 + \left(\frac{0,25. s}{s^2 + 10. s + 142129} \right) \quad (84)$$

Onde:

- $K_p = 0,0005$ (Ganho proporcional);
- $K_i = 0,025$. (Ganho Integral);
- $W_c = 5$; (Frequência de corte);
- $W_o = 377$; (Frequência a ser trabalhada).

Enquanto, que a função de transferência do compensador PI utilizado para o controle de reativo é expressada em (85):

$$C_V = 0,02 \cdot \left(\frac{0,05s + 10}{s} \right) \quad (85)$$