

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KÉSIA ALVES COELHO LOUBACK

**MICRORREDE CONECTADA À REDE ELÉTRICA PARA
ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA DE CARGAS CC**

VITÓRIA
2018

KÉSIA ALVES COELHO LOUBACK

**MICRORREDE CONECTADA À REDE ELÉTRICA PARA
ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA DE CARGAS CC**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestra em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos.

Coorientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin.

**VITÓRIA
2018**

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

L886m Louback, Késia Alves Coelho, 1992-
Microrrede conectada à rede elétrica para alimentação
ininterrupta de cargas CC / Késia Alves Coelho Louback. –2018.
170 f. : il.

Orientador: Walbermark Marques dos Santos.
Coorientador: Jussara Farias Fardin.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Conversores de corrente elétrica. 2. Correntes contínuas.
3. Sistemas de energia fotovoltaica. 4. Energia solar. 5. Controle
(Engenharia). 6. Microrrede (Sistemas de energia elétrica).
I. Santos, Walbermark Marques dos. II. Fardin, Jussara Farias.
III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico.
IV. Título.

CDU: 621.3

KÉSIA ALVES COELHO LOUBACK

**MICRORREDE CONECTADA À REDE ELÉTRICA PARA
ALIMENTAÇÃO ININTERRUPTA DE CARGAS CC**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestra em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 29 de junho de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo – UFES

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin - Coorientadora
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

“Todo caminho que trilhamos pela primeira vez é muito mais longo e difícil do que o mesmo caminho quando já o conhecemos. ”
(Thomas Mann)

À minha família

Agradecimentos

Meus agradecimentos,

À Deus por ter me dado a permissão de chegar até aqui e por toda a força concedida na concretização desse sonho.

aos meus pais, Genilza e José Ailton, responsáveis pela minha educação e que nunca mediram esforços para que eu chegasse até essa etapa.

ao meu irmão, Jhônis, pelo incentivo e por sempre me apoiar.

ao meu marido, Filiphe, pelo amor, carinho e por estar sempre ao meu lado.

aos meus orientadores, Professor Dr. Walbermark Marques dos Santos e Professora Dra. Jussara Farias Fardin, pelo acompanhamento, orientação e por compartilharem comigo seus conhecimentos.

aos demais professores e colegas do LEPAC por terem contribuído de alguma forma na minha jornada.

aos professores da banca avaliadora Dr. Domingos Simonetti e Dr. Hélio Antunes.

à CAPES pelo apoio financeiro concedido.

Resumo

Esta dissertação apresenta uma comparação entre a distribuição secundária em corrente contínua e em corrente alternada. A partir desta comparação é proposta uma arquitetura de microrrede com barramento em corrente contínua de 180V composta por um arranjo fotovoltaico e um banco de baterias que deverá manter o suprimento de energia a uma carga alimentada em corrente contínua. O trabalho também apresenta as metodologias de escolha, projeto, dimensionamento e controle dos conversores estáticos que compõem o sistema e uma proposta para o controle do fluxo de potência entre a fonte renovável, baterias, rede elétrica e carga. A operação da microrrede é simulada por meio do simulador PSCAD e seu desempenho é avaliado a partir dos resultados de simulação sobre dois pontos distintos de operação: modo conectado à rede e modo isolado. Quando operando no modo conectado, a rede elétrica deverá absorver a energia excedente nos momentos em que a geração fotovoltaica superar a demanda e o banco de baterias já estiver totalmente carregado, ou fornecer a energia necessária para manter a tensão na carga, caso a geração fotovoltaica seja insuficiente. Nesse modo de operação, mesmo que a bateria possa fornecer energia à carga, o sistema de controle da microrrede irá priorizar demandar energia da rede elétrica principal, deixando o banco de baterias para ser utilizado em eventuais operações no modo isolado. No modo isolado, a alimentação do sistema fica totalmente dependente da geração fotovoltaica e do banco de baterias, que devem assegurar a continuidade de energia à carga. Por fim, são apresentados os resultados da simulação em regime transitório após a interligação de todos os estágios considerando os diversos cenários de operação.

Abstract

This Master's dissertation presents a comparison between the secondary distribution in direct current and in alternating current. From this comparison it is proposed a microgrid architecture with 180V direct current bus consisting of a photovoltaic array and a battery bank that should maintain the power supply to a load fed in direct current. The work also presents the methodologies of choice, design, sizing and control of the static converters that make up the system and a proposal to control the flow of power between the renewable source, batteries, main grid and load. The operation of the microgrid is simulated through the PSCAD simulator and its performance is evaluated from the simulation results on two distinct points of operation: grid connected mode and isolated mode. When operating in grid connected mode, the main grid must absorb surplus energy at times when photovoltaic generation surpasses the demand and the battery bank is already fully charged or provide the necessary energy to maintain the voltage at the load if the photovoltaic generation is insufficient. In this mode of operation, even if the battery can supply power to the load, the microgrid system will prioritize demanding power from the main electrical grid, leaving the battery bank to be used in isolated operations. In isolated mode, the system power is totally dependent on photovoltaic generation and the battery bank, which must ensure continuity of energy to the load. Finally, the simulation results are presented in a transient regime after the interconnection of all the stages considering different operating scenarios.

Sumário

Sumário	x
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas.....	xix
Capítulo 1: Introdução.....	21
1.1 Objetivos do Trabalho	24
1.2 Organização do Trabalho.....	24
Capítulo 2: Sistema de Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica	25
2.1 Topologias Básicas dos Sistemas de Geração Baseados em Painéis Fotovoltaicos	25
2.1.1 Arranjo Fotovoltaico isolado e Carga CC	25
2.1.2 Arranjo Fotovoltaico isolado com Banco de Baterias e Carga CC	26
2.1.3 Arranjo Fotovoltaico isolado e Carga CA	27
2.1.4 Arranjo Fotovoltaico isolado com Banco de Baterias e Carga CA	27
2.1.5 Arranjo Fotovoltaico Residencial conectado à Rede CA	28
2.2 Análise do Fluxo de Energia do Sistema Proposto.....	29
2.2.1 Modo Conectado à Rede.....	29
2.2.2 Modo Isolado	32
2.3 Barramento de Corrente Contínua	35
2.3.1 Importância da Padronização de Tensão	36
2.3.2 Relação entre distribuição em Corrente Alternada e Corrente Contínua	38
2.4 Considerações Finais	45
Capítulo 3: Modelagem e Controle do Estágio da Energia Gerada pelo Arranjo Fotovoltaico	46
3.1 Painel Fotovoltaico	46
3.1.1 Modelo matemático	46
3.1.2 Arranjos Fotovoltaicos	49
3.2 Caracterização e Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico.....	50
3.3 Modelo do Painel Fotovoltaico.....	53
3.4 O Conversor CC-CC boost	55
3.4.1 Dimensionamento do Indutor	57
3.4.2 Dimensionamento do Capacitor	57
3.4.3 Dimensionamento do Interruptor e do Diodo.....	58
3.4.4 Estratégia de Controle do Conversor CC-CC <i>boost</i> aplicado à Regulação do Barramento CC	59

3.4.5 Estratégia de Controle do Conversor CC-CC <i>Boost</i> aplicado ao Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	63
3.5 Considerações Finais	66
Capítulo 4: Modelagem do Controlador de Carga de Baterias Baseado no Conversor CC-CC Bidirecional Reversível em Corrente	67
4.1 Caracterização e Dimensionamento do Banco de Baterias	67
4.2 Conversor CC-CC Bidirecional Reversível em Corrente	70
4.2.1 Dimensionamento dos elementos de potência do conversor CC-CC bidirecional aplicado à carga do banco de baterias	70
4.2.2 Estratégia de controle do conversor CC-CC bidirecional aplicado à carga do banco de baterias	72
4.2.3 Estratégia de controle do conversor CC-CC bidirecional aplicado à descarga do banco de baterias	79
4.2.4 Estratégia de controle do conversor CC-CC bidirecional em corrente	82
4.3 Resultados de Simulação	84
4.4 Considerações Finais	88
Capítulo 5: Modelagem do Inversor Trifásico Bidirecional Conectado à Rede CA em Baixa Tensão.....	89
5.1 Conversor CC-CA Bidirecional.....	89
5.1.1 Capacitor de entrada	92
5.1.2 Indutor de Saída.....	92
5.2 Controle do Conversor CC-CA Bidirecional.....	93
5.2.1 Malha de Controle de Corrente	98
5.2.2 Malha de Controle de Tensão do Barramento CC.....	101
5.3 Resultados de Simulação	104
5.4 Considerações Finais	107
Capítulo 6: Resultados de Simulação do Sistema Fotovoltaico	108
6.1 Resultados referentes à operação no modo conectado	108
6.1.1 Modo conectado 1 – Geração solar superior à demanda	108
6.1.2 Modo conectado 2 – Geração solar equivalente à demanda de carga	112
6.1.3 Modo conectado 3 – Geração solar inferior à demanda de carga.....	115
6.1.4 Modo conectado 4 – Geração solar nula	119
6.2 Resultados referentes à operação no modo isolado	122
6.2.1 Modo isolado 1 – Geração solar superior à demanda.....	122
6.2.2 Modo isolado 2 – Geração solar equivalente à demanda	124
6.2.3 Modo isolado 3 – Geração solar inferior à demanda.....	126
6.2.4 Modo isolado 4 – Geração solar nula	128
6.3 Resultados adicionais	130
6.3.1 Desempenho do sistema a partir da desconexão do sistema com a rede	130

6.3.2 Desempenho do sistema a partir da reconexão do sistema com a rede	133
6.3.3 Desempenho do sistema a partir da redução da irradiação solar	136
6.3.4 Desempenho do sistema a partir da elevação da irradiação solar.....	138
6.3.5 Desempenho do sistema a partir da elevação da temperatura	141
6.3.6 Desempenho do sistema a partir da queda da temperatura.....	143
6.3.7 Desempenho do sistema a partir da elevação da carga.....	145
6.3.8 Desempenho do sistema a partir da redução da carga	148
6.4 Considerações Finais	150
Capítulo 7: Conclusões.....	151
7.1 Sugestões para trabalhos futuros	152
7.2 Produção científica	152
Referências Bibliográficas	153
Apêndice A.....	157
Apêndice B	158
Apêndice C	162
Apêndice D.....	163

Lista de Figuras

Figura 1 - Diagrama de blocos do sistema proposto.	23
Figura 2 - Sistema fotovoltaico isolado: (a) conectado direto na carga CC, (b) com conversor CC-CC entre painel fotovoltaico e carga CC.....	26
Figura 3 - Sistema fotovoltaico isolado com banco de baterias e carga CC.	27
Figura 4 - Sistema fotovoltaico isolado com conversor CC-CA e carga CA.....	27
Figura 5 - Sistema fotovoltaico isolado com banco de baterias e carga CA.	28
Figura 6 - Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede CA.....	28
Figura 7 - Diagrama do sistema fotovoltaico proposto.	29
Figura 8 - Sistema operando em modo conectado com geração solar superior a demanda da carga.....	30
Figura 9 - Sistema operando em modo conectado com geração solar equivalente a demanda da carga.....	31
Figura 10 - Sistema operando em modo conectado com geração solar inferior a demanda da carga.....	31
Figura 11 - Sistema operando em modo conectado com geração solar nula.....	32
Figura 12 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar superior a demanda da carga.....	33
Figura 13 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar equivalente a demanda da carga.....	33
Figura 14 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar inferior a demanda da carga.....	34
Figura 15 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar nula.	34
Figura 16 - Projeção de dois cenários para o consumo e cogeração residencial (a) residência alimentada em CA e, (b) residência alimentada em CC.....	35
Figura 17 - Comparação de perdas em um sistema de distribuição CA e sistema em CC considerando diferentes valores de rendimento para os conversores CC-CC.	36
Figura 18 - Carga monofásica sendo alimentada por um sistema de distribuição CA.....	38
Figura 19 - Carga sendo alimentada por um sistema trifásico equilibrado.	39
Figura 20 - Sistema unipolar de corrente contínua.....	40
Figura 21 - Sistema bipolar equilibrado de corrente contínua.	41
Figura 22 - Relação entre as perdas Joule com sistema monofásico como referência.....	44
Figura 23 - Relação entre as perdas Joule com sistema trifásico como referência.	44
Figura 24 - Modelo ideal de uma célula fotovoltaica.....	47
Figura 25 - Modelo de duas resistências de uma célula fotovoltaica.	47
Figura 26 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.....	49
Figura 27 - Configuração do arranjo fotovoltaico.....	52

Figura 28 - Modelo do painel solar.	53
Figura 29 - Curvas características I-V do módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias com temperatura constante de 25 °C obtidas a partir do modelo em PSCAD.	54
Figura 30 - Curvas características I-V do painel fotovoltaico KC200GT sob diferentes irradiâncias com temperatura constante de 25 °C.	54
Figura 31 - Curvas características IxV do arranjo fotovoltaico sob diferentes temperaturas com irradiância constante de 1000W/m ² obtidas a partir do modelo em PSCAD.	55
Figura 32 - Curvas características I-V do painel fotovoltaico KC200GT sob diferentes temperaturas com irradiância constante de 1000W/m ²	55
Figura 33 - Corrente no indutor para R = 1000 Ω.	58
Figura 34 - Corrente no indutor para R = 20.25 Ω.	58
Figura 35 - Diagrama de blocos do conversor <i>boost</i>	59
Figura 36 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{VBOOST}(s)$ em malha aberta.	60
Figura 37 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{VBOOST}(s)$ em malha aberta.	61
Figura 38 - Conversor <i>boost</i> simulado no PSCAD atuando como regulador de tensão.	62
Figura 39 - Resposta do conversor <i>boost</i> regulando a tensão de saída V_{cc}	62
Figura 40 - Resultados de simulação com degraus de carga para validação do controle do conversor <i>boost</i>	63
Figura 41 - Conversor <i>Boost</i> simulado no PSCAD atuando como MPPT.	64
Figura 42 - Resposta das tensões de entrada e saída do conversor a partir do MPPT.	64
Figura 43 - Resultados de simulação para validação do MPPT a partir da variação da irradiância.	65
Figura 44 - Resultados de simulação para validação do MPPT a partir da variação da temperatura.	65
Figura 45 - Interrupções no período de jan. à ago. de 2017 – Conjunto Goiabeiras-Vitória/ES.	68
Figura 46 – (a) Curva típica de descarga da bateria projetada com corrente de descarga de 40 A, (b) Curva típica de descarga da bateria projetada para diferentes valores de corrente de descarga.	69
Figura 47 - Topologia do conversor bidirecional reversível em corrente.	70
Figura 48 - Malha de controle do conversor CC-CC reversível operando no modo <i>Buck</i> : Modo Carga 1.	72
Figura 49 - Malha de controle do conversor CC-CC reversível operando no modo <i>Buck</i> : Modo Carga 2.	72
Figura 50 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{iBUCK}(s)$ em malha aberta.	74
Figura 51 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{iBUCK}(s)$ em malha aberta.	75
Figura 52 - Diagrama de blocos da malha de controle de tensão para o conversor operando no modo <i>buck</i>	76
Figura 53 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{VBUCK}(s)$ em malha aberta.	77

Figura 54 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{VBUCK}(s)$ em malha aberta	78
Figura 55 - Resposta ao degrau para $FTLFC_{VBUCK}(s)$ e $FTLFC_{iBUCK}(s)$	79
Figura 56 - Malha de controle do conversor CC-CC bidirecional em corrente: Modo Descarga.....	79
Figura 57 - Diagrama de Bode para $G_{vd}(s)$ em malha aberta	81
Figura 58 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{BOOST}(s)$ em malha aberta.	82
Figura 59 – Algoritmo de controle do conversor CC-CC bidirecional	83
Figura 60 - Circuito elétrico representativo do conversor CC-CC bidirecional em corrente... 84	
Figura 61 - Gráfico das formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} durante a etapa <i>Buck</i> com o sistema fotovoltaico conectado à rede CA.....	85
Figura 62 - Gráfico das formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} durante a etapa <i>Buck</i> com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.....	85
Figura 63 - Detalhe da forma de onda da corrente I_{bb} durante a etapa <i>Buck</i> com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.	86
Figura 64 - Gráfico das formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} durante a etapa <i>Boost</i> com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.....	86
Figura 65 - Detalhe da forma de onda da corrente I_{bb} durante a etapa <i>Boost</i> com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.	87
Figura 66 - Formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb}	88
Figura 67 - Topologia do inversor trifásico em ponte.....	89
Figura 68 - Exemplo de funcionamento da modulação por largura de pulso senoidal.	91
Figura 69 - Vetores de um sistema trifásico abc e ortogonal $\alpha\beta$	93
Figura 70 - Diagrama do q – PLL.	95
Figura 71 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{PLL}(s)$ em malha aberta.....	96
Figura 72 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{PLL}(s)$ em malha aberta.	97
Figura 73 - Diagrama em blocos da malha de controle do conversor CC-CA.....	98
Figura 74 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{idq}(s)$	99
Figura 75 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{idq}(s)$ em malha aberta.....	100
Figura 76 - Malha de controle de tensão no barramento CC.....	101
Figura 77 - Diagrama de Bode para $G_E(s)$ em malha aberta.	102
Figura 78 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{vc}(s)$ em malha aberta.....	103
Figura 79 - Resposta ao degrau para $FTLFC_{vc}(s)$ e $FTLFC_{idq}(s)$	104
Figura 80 - Circuito empregado para simulação e validação da estratégia aplicada ao controle do conversor CC-CA.....	104
Figura 81 - Conversor CC-CA operando com corrente injetada na rede nula.	105
Figura 82 - Conversor CC-CA operando como retificador	106
Figura 83 - Conversor CC-CA operando como inversor.....	106

Figura 84 - Tensão no transitório de carga do capacitor no barramento CC.....	107
Figura 85 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 1, com a bateria em processo de carga.....	109
Figura 86 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 1, com a bateria em processo de carga.	110
Figura 87 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 1, com a bateria totalmente carregada.....	111
Figura 88 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 1, com a bateria totalmente carregada.	111
Figura 89 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 2, com a bateria em processo de carga.....	113
Figura 90 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 2, com a bateria em processo de carga.	113
Figura 91 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 2, com a bateria totalmente carregada.....	114
Figura 92 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 2, com a bateria totalmente carregada.	115
Figura 93 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 3, com a bateria em processo de carga.....	116
Figura 94 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 3, com a bateria em processo de carga.	117
Figura 95 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 3, com a bateria totalmente carregada.....	118
Figura 96 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 3, com a bateria totalmente carregada.	118
Figura 97 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 4, com a bateria em processo de carga.....	120
Figura 98 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 4, com a bateria em processo de carga.	120
Figura 99 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 4, com a bateria totalmente carregada.....	121
Figura 100 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 4, com a bateria totalmente carregada	122
Figura 101 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 1.	123

Figura 102 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 1.....	124
Figura 103 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 2.	125
Figura 104 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 2.....	126
Figura 105 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 3.	127
Figura 106 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 3.....	128
Figura 107 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 4.	129
Figura 108 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 4.....	130
Figura 109 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de desconexão do sistema com a rede em 1,5 segundos.....	131
Figura 110 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de desconexão do sistema com a rede em 1,5 segundos.	132
Figura 111 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de desconexão do sistema com a rede em 1,5 segundos.	133
Figura 112 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de conexão do sistema com a rede em 2,5 segundos.....	134
Figura 113 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de conexão do sistema com a rede em 2,5 segundos.	135
Figura 114 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de conexão do sistema com a rede em 2,5 segundos.....	135
Figura 115 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.	136
Figura 116 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.....	137
Figura 117 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.	138
Figura 118 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.....	139
Figura 119 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.	140

Figura 120 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.	140
Figura 121 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.	141
Figura 122 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.	142
Figura 123 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.	143
Figura 124 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.	144
Figura 125 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.	145
Figura 126 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.	145
Figura 127 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.	146
Figura 128 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.	147
Figura 129 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.	147
Figura 130 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de queda da carga em 2,5 segundos.	148
Figura 131 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de queda da carga em 2,5 segundos.	149
Figura 132 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de queda da carga em 2,5 segundos.	150
Figura 133 - Circuito conversor <i>boost</i>	158
Figura 134 - Circuito equivalente resultante do conversor <i>boost</i> com a chave semicondutora fechada.	158
Figura 135 - Circuito equivalente resultante com a chave semicondutora aberta.	159
Figura 136 - Topologia do conversor cc-cc bidirecional em corrente.	163
Figura 137 - Circuito etapa <i>buck</i>	163
Figura 138 - Circuito equivalente do conversor <i>buck</i> durante a etapa de condução de S_1	164
Figura 139 - Circuito equivalente do conversor <i>buck</i> durante a etapa de bloqueio de S_1	164
Figura 140 - Circuito etapa <i>boost</i>	167
Figura 141 - Circuito equivalente do conversor <i>boost</i> durante a etapa de condução de S_2	167
Figura 142 - Circuito equivalente do conversor <i>buck</i> durante a etapa de bloqueio de S_1	168

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Cargas comerciais e residenciais que atualmente podem funcionar em corrente contínua.....	22
Tabela 2 - Faixas aplicadas às tensões nominais adequadas para diferentes níveis de tensão .	37
Tabela 3 - Resumo das contribuições das concessionárias sobre a padronização de tensão	38
Tabela 4 - Relação entre grandezas e parâmetros elétricos de módulos e arranjos fotovoltaicos.....	49
Tabela 5 - Levantamento de Carga.....	50
Tabela 6 - Irradiação diária média em Vitória.....	51
Tabela 7 - Parâmetros do painel fotovoltaico KC200GT para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$	52
Tabela 8 - Parâmetros do arranjo fotovoltaico para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$	53
Tabela 9 - Especificações para dimensionamento do conversor <i>boost</i>	56
Tabela 10 - Esforços de tensão e de corrente no interruptor.	58
Tabela 11 - Esforços de tensão e de corrente no	58
Tabela 12 - Parâmetros do banco de baterias.	69
Tabela 13 - Especificações para dimensionamento do conversor operando no modo de regeneração de energia.....	70
Tabela 14 - Chaveamento do Inversor.....	90
Tabela 15 - Especificações para o dimensionamento do estágio de potência.	91
Tabela 16 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 1	108
Tabela 17 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 2.	112
Tabela 18 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 3.	115
Tabela 19 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 4.....	119
Tabela 20 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 1.....	122
Tabela 21 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 2.....	124
Tabela 22 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 3.....	126
Tabela 23 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 4.....	128
Tabela 24 - Valores dos parâmetros de simulação para desconexão do sistema com a rede .	131
Tabela 25 - Valores dos parâmetros de simulação para conexão do sistema com a rede	133
Tabela 26 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.	136
Tabela 27 Valores dos parâmetros de simulação para transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.	138
Tabela 28 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.....	141
Tabela 29 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.....	143

Tabela 30 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.....	146
Tabela 31 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de queda da carga em 2,5 segundos.....	148

Capítulo 1: Introdução

Na virada do século XX, com o fornecimento da eletricidade começando a se tornar uma realidade, uma disputa foi travada sobre como ela deveria ser gerada, entregue e utilizada (REED, 2012). Thomas Edison era um defensor da corrente contínua (CC), por outro lado, Nikola Tesla, apoiado por George Westinghouse, se esforçava para promover a tecnologia de corrente alternada (CA) (ALVES,2014).

A corrente contínua pode ser diretamente utilizada em baterias, reservas valiosas durante possíveis interrupções de potência, sendo também bem adequada para o funcionamento de algumas cargas, como lâmpadas incandescentes e motores (SESI). Até 1882, estas eram as únicas vantagens técnicas significantes do sistema de corrente contínua. Naquela época, as abordagens defendidas por Westinghouse e Tesla venceram, principalmente devido à invenção do transformador, que poderia ajustar facilmente os níveis de tensão alternada de forma a permitir que a transmissão de energia em longas distâncias fosse realizada de forma mais eficiente (FERREIRA,2013).

Ao longo dos anos, os sistemas elétricos se desenvolveram à medida que atendiam à demanda dos consumidores, com base na premissa da geração convencional, conhecida por Geração Concentrada (GC) (COELHO,2013). Nessa configuração, as usinas geradoras encontram-se distantes dos centros consumidores e estão conectadas a estes através de extensas linhas de transmissão e distribuição. Desde então, e certamente até a virada do século XXI, a indústria de energia elétrica tem sido estabelecida e expandida em todo o mundo predominantemente usando tecnologias em corrente alternada.

Entretanto, a crise energética deslanchada a partir de 1973 iniciou uma profunda reformulação da trajetória de desenvolvimento tecnológico da sociedade industrial em direção a inovações mais eficientes quanto ao uso da energia (FURTADO,2003). O encarecimento do petróleo motivou a busca do uso de fontes alternativas às convencionalmente usadas e um estímulo econômico para maior eficiência no uso da energia (DIAS,1984). Nos Estados Unidos, a crise energética lançou as bases para uma legislação que permitisse aos produtores independentes de energia acessarem a rede elétrica, o que incentivou consideravelmente a geração distribuída.

Embora figurada com um novo conceito, a geração distribuída retoma os preceitos estabelecidos por Thomas Edison em 1882, que defendia o emprego de pequenas usinas geradoras operando junto aos centros de consumo (COELHO,2013). Segundo Reed (2012), o que aconteceu nos últimos 50 anos, como o desenvolvimento da eletrônica de potência, a

transmissão em alta tensão em corrente contínua e as fontes de energia renováveis, mostram que é necessário repensar sobre a corrente contínua, visto que neste momento ela pode realmente estar mais alinhada com as necessidades de hoje do que de há 100 anos, ou mesmo há apenas 40 ou 50 anos. Dentro destes aspectos, ressaltam-se as crescentes fontes utilizadas para geração distribuída, como a energia solar, que possui característica inerente de fonte de corrente contínua. Além disso, alguns equipamentos residenciais tais como computadores, impressoras, smartphones e TV's, apesar de atualmente serem alimentados em corrente alternada, possuem retificadores internos e seus circuitos funcionam em corrente contínua (HELDWEIN, 2009). Até mesmo algumas cargas acionadas por motores em corrente alternada, tais como máquinas de lavar, geladeiras e aparelhos de ar condicionado, estão sendo vendidas com circuitos retificadores-inversores com controle de velocidade, com objetivo de economizar energia. Algumas lâmpadas ou cargas industriais também podem atualmente funcionar em corrente contínua, conforme mostra-se na Tabela 1.

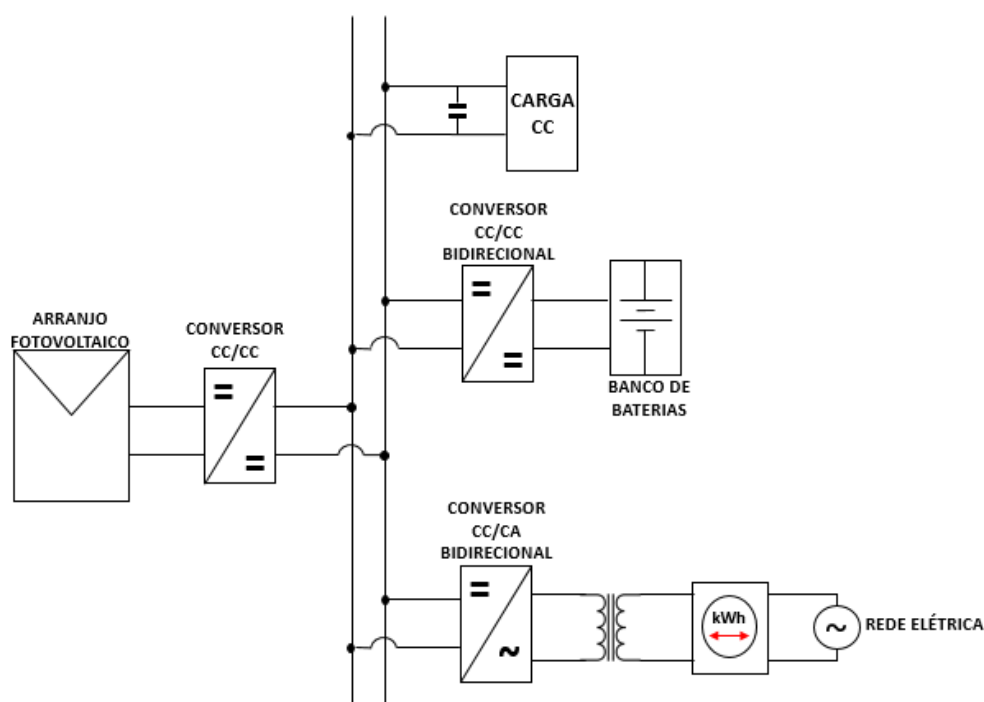
Tabela 1 - Cargas comerciais e residenciais que atualmente podem funcionar em corrente contínua

CARGAS	CA	CC
UPS e armazenamento de energia		✓
Processos eletroquímicos		✓
Cargas eletrônicas		✓
Forno elétrico a arco		✓
Aquecimento	✓	✓
Iluminação	✓	✓
Motor	✓	✓
Ar condicionado	✓	✓

Fonte: WANG, 2013. Modificado pela autora.

Visando amenizar alguns problemas, como as interrupções no suprimento de energia elétrica e as perdas causadas devido às conversões de energia contínua e alternada, propõe-se o tema da dissertação, que consiste no projeto e simulação de uma microrrede baseada em geradores fotovoltaicos, interligada ao sistema de distribuição da concessionária, possuindo um banco de baterias, de modo a prover alimentação constante a uma carga CC a partir de um valor de tensão para o barramento CC previamente proposto para padronização. A Figura 1 representa o diagrama de blocos da estrutura.

Figura 1 - Diagrama de blocos do sistema proposto.



Fonte: produção da própria autora.

O sistema deverá ser capaz de operar em dois modos distintos: interligado à rede ou isolado.

- Sistema interligado à rede: Quando estiver no modo interligado, a rede elétrica deverá absorver a energia excedente nos momentos em que a geração fotovoltaica superar a demanda, ou, caso contrário, complementá-la.
- Sistema isolado: Para o modo isolado, a alimentação do sistema fica condicionada à geração fotovoltaica e ao banco de baterias de forma a assegurar a continuidade de energia à carga. O uso de um banco de baterias será útil, pois ao absorver a energia excedente, irá atuar no balanço de potência do sistema nos momentos em que a rede elétrica estiver fora de operação, aumentando a confiabilidade do sistema.

Para processar a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, será utilizado um conversor CC-CC, ilustrado na Figura 1, com a função de assegurar o rastreamento do ponto de máxima potência ou regular a tensão do barramento CC no modo isolado caso a bateria esteja completamente carregada.

Será utilizado um conversor CC-CC bidirecional, também ilustrado na Figura 1, com o objetivo de realizar o controle de carga e descarga do banco de baterias. De maneira a garantir a máxima vida útil, a estratégia de controle será concebida de modo a manter o banco de baterias sempre carregado e só utilizar a energia acumulada quando o sistema estiver operando no modo

isolado. Este conversor poderá atuar regulando a tensão do barramento CC para o sistema operando desconectado da rede elétrica.

Por fim, o conversor CC-CA bidirecional, deverá atuar de forma a garantir a regulação da tensão do barramento CC quando o sistema estiver operando conectado à rede elétrica.

1.1 Objetivos do Trabalho

Os objetivos deste trabalho são os seguintes:

- Propor uma configuração de microrrede CC conectada à rede e com banco de baterias.
- Sugerir um valor de tensão para o barramento de corrente contínua para padronização.
- Caracterizar os principais controles envolvidos em uma microrrede em corrente contínua de maneira a permitir o adequado estabelecimento do fluxo de potência entre o gerador fotovoltaico, banco de baterias, rede elétrica e carga.
- Demonstrar a capacidade operativa da microrrede CC proposta.

1.2 Organização do Trabalho

No primeiro capítulo, foi abordada uma contextualização do estudo e estabeleceu-se o objetivo do trabalho e seu escopo.

O segundo capítulo traz uma revisão bibliográfica dos sistemas fotovoltaicos, abordando os principais equipamentos que compõem o sistema e as topologias mais usuais. Neste capítulo também é apresentado um estudo onde é sugerido um valor de tensão para o barramento de corrente contínua para padronização.

O terceiro capítulo é destinado a descrever a modelagem do sistema fotovoltaico e do conversor *boost*, apresentando as características, a metodologia de controle e o funcionamento.

No quarto capítulo é apresentado os aspectos relevantes pertinentes à escolha, especificação, projeto e dimensionamento do conversor bidirecional em corrente CC-CC que será desenvolvido para atuar como controlador de carga da bateria no sistema fotovoltaico.

O quinto capítulo tem a finalidade de descrever a modelagem realizada para o desenvolvimento do conversor bidirecional CC-CA que faz interface entre o barramento CC e a rede elétrica.

O capítulo 6 traz uma análise dos resultados, após a integração dos três estágios desenvolvidos. Por fim, o capítulo 7 se dedica às conclusões e propostas de continuidade do trabalho.

Capítulo 2: Sistema de Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica

Neste capítulo são apresentadas as topologias básicas de um sistema fotovoltaico isolado e conectado à rede elétrica de distribuição. Em seguida, com base nas topologias indicadas, é mostrado o sistema fotovoltaico que será estudado, bem como os possíveis cenários para o fluxo de potência caracterizados pela presença ou ausência da rede elétrica, pela disponibilidade de energia renovável e pela potência requerida pela carga. Por fim, é realizado um estudo em busca de um valor adequado para a tensão do barramento de corrente contínua.

2.1 Topologias Básicas dos Sistemas de Geração Baseados em Painéis Fotovoltaicos

Os sistemas de geração baseado em painéis fotovoltaicos não possuem uma topologia padronizada, já que os mesmos são projetados de acordo com os recursos disponíveis e as características de cada aplicação (ROSEMBACK, 2004). Quanto ao modo de operação, os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em dois grupos: sistemas fotovoltaicos isolados e sistemas fotovoltaicos conectados à rede CA.

Os sistemas fotovoltaicos isolados são sistemas de energia que não estão conectados à rede elétrica convencional. Estes sistemas são muito utilizados em lugares remotos e devem ser dimensionados minuciosamente com base no consumo da carga.

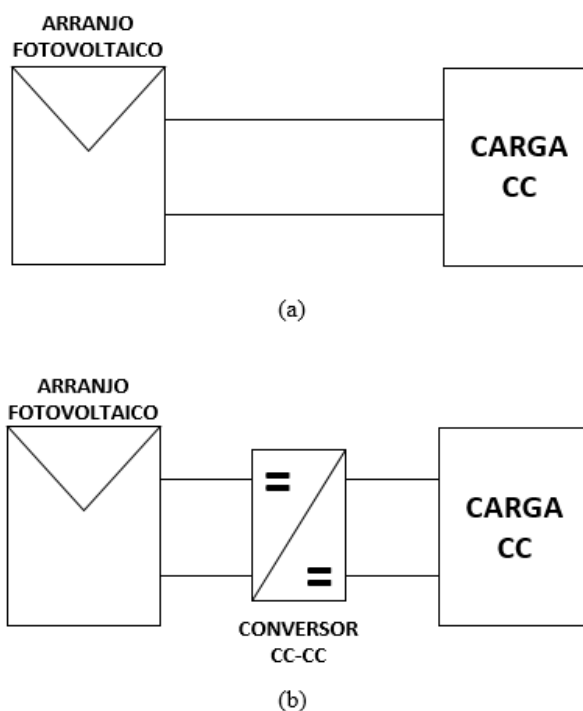
Os sistemas fotovoltaicos conectados permitem que haja uma troca de energia com a rede elétrica da concessionária. Assim, caso a geração de energia local seja maior que a demanda, o excedente é injetado na rede elétrica. Caso a geração local seja inferior à demandada pela carga, a diferença é fornecida pela rede da concessionária.

2.1.1 Arranjo Fotovoltaico isolado e Carga CC

Na Figura 2 (a) ilustra-se uma configuração onde a energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico alimenta diretamente uma carga em corrente contínua. O desempenho pode ser melhorado adicionando entre o arranjo fotovoltaico e a carga CC um conversor CC-CC conforme mostra-se na Figura 2 (b). O conversor CC-CC poderá atuar regulando a tensão na carga e também como rastreador do ponto de máxima potência.

O sistema fotovoltaico isolado é utilizado para propósitos específicos e locais, como o bombeamento de água por exemplo, que não necessita de operação constante já que a geração é condicionada ao nível de insolação.

Figura 2 - Sistema fotovoltaico isolado: (a) conectado direto na carga CC, (b) com conversor CC-CC entre painel fotovoltaico e carga CC.



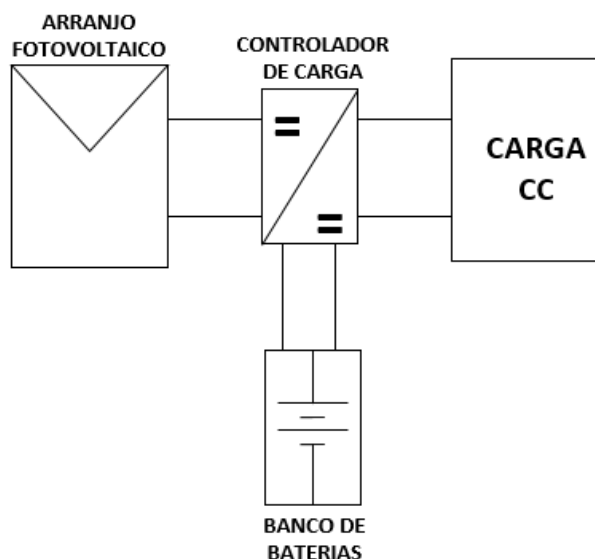
Fonte: produção da própria autora.

2.1.2 Arranjo Fotovoltaico isolado com Banco de Baterias e Carga CC

Instalações fotovoltaicas isoladas da rede elétrica que necessitam de autonomia no fornecimento de energia precisam incorporar ao sistema um banco de baterias. Neste tipo de sistema, a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, além de alimentar a carga, pode ser armazenada em baterias para posterior utilização. Na Figura 3 apresenta-se a topologia de um sistema fotovoltaico isolado com banco de baterias que alimenta cargas em corrente contínua.

O sistema tem aplicações na geração de energia em localidades remotas, em que se deseja alimentar equipamentos com tensão contínua e potência nominal, mesmo durante períodos do dia onde a irradiância é baixa ou inexistente. Como por exemplo pode-se citar as estações repetidoras de sinais de rádio, as antenas de telefonia móvel e telefones de emergências em rodovias (ROSEMBACK, 2004).

Figura 3 - Sistema fotovoltaico isolado com banco de baterias e carga CC.



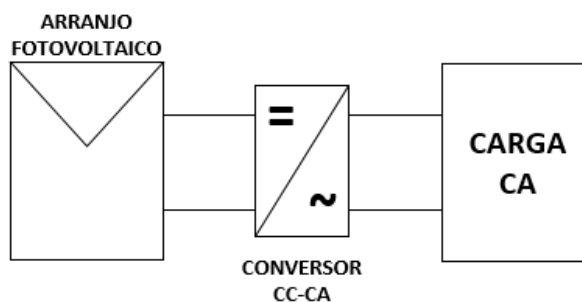
Fonte: produção da própria autora.

2.1.3 Arranjo Fotovoltaico isolado e Carga CA

Na Figura 4 mostra-se uma configuração onde a energia elétrica gerada pelo painel alimenta diretamente uma carga em corrente alternada. Para isso é necessário um conversor CC-CA entre o arranjo fotovoltaico e a carga CA.

Um bom exemplo de aplicação desta topologia é o bombeamento de água quando o motor da bomba é acionado em CA.

Figura 4 - Sistema fotovoltaico isolado com conversor CC-CA e carga CA.



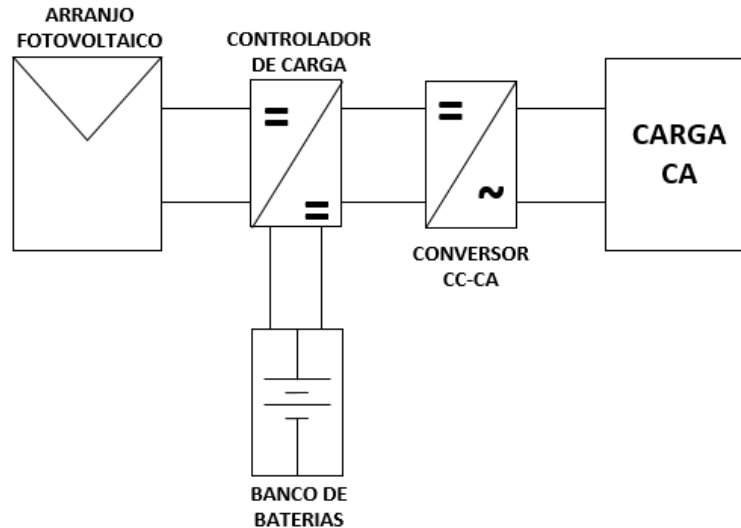
Fonte: produção da própria autora

2.1.4 Arranjo Fotovoltaico isolado com Banco de Baterias e Carga CA

Na Figura 5 mostra-se a topologia de um sistema fotovoltaico isolado com banco de baterias que alimenta cargas em corrente alternada. Neste tipo de sistema, a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos alimenta as cargas em CA e o excedente pode ser armazenado em baterias para posterior utilização.

O sistema tem aplicações na geração de energia em localidades remotas onde precisa-se de acumulação de energia e as cargas são CA.

Figura 5 - Sistema fotovoltaico isolado com banco de baterias e carga CA.

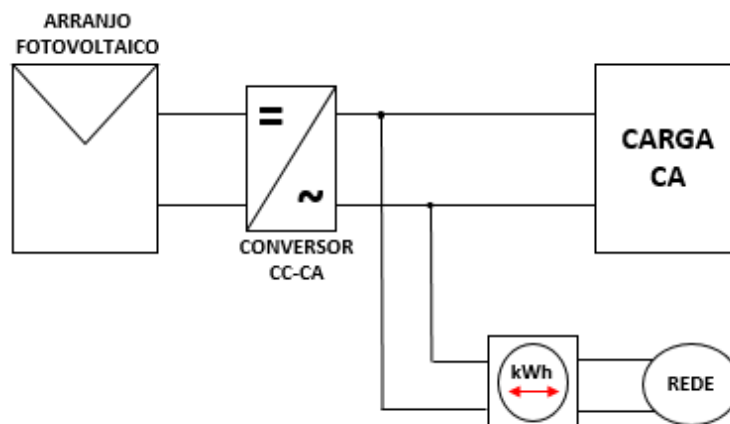


Fonte: produção da própria autora.

2.1.5 Arranjo Fotovoltaico Residencial conectado à Rede CA

Na Figura 6 mostra-se a topologia de um sistema fotovoltaico conectado à rede que alimenta cargas em corrente alternada. Nesta topologia a microrrede é sincronizada com a rede elétrica convencional, e é possível tanto injetar quanto absorver energia desta. A energia que é injetada na rede é convertida em “créditos de energia” que poderão ser utilizados nos próximos meses.

Figura 6 - Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede CA.



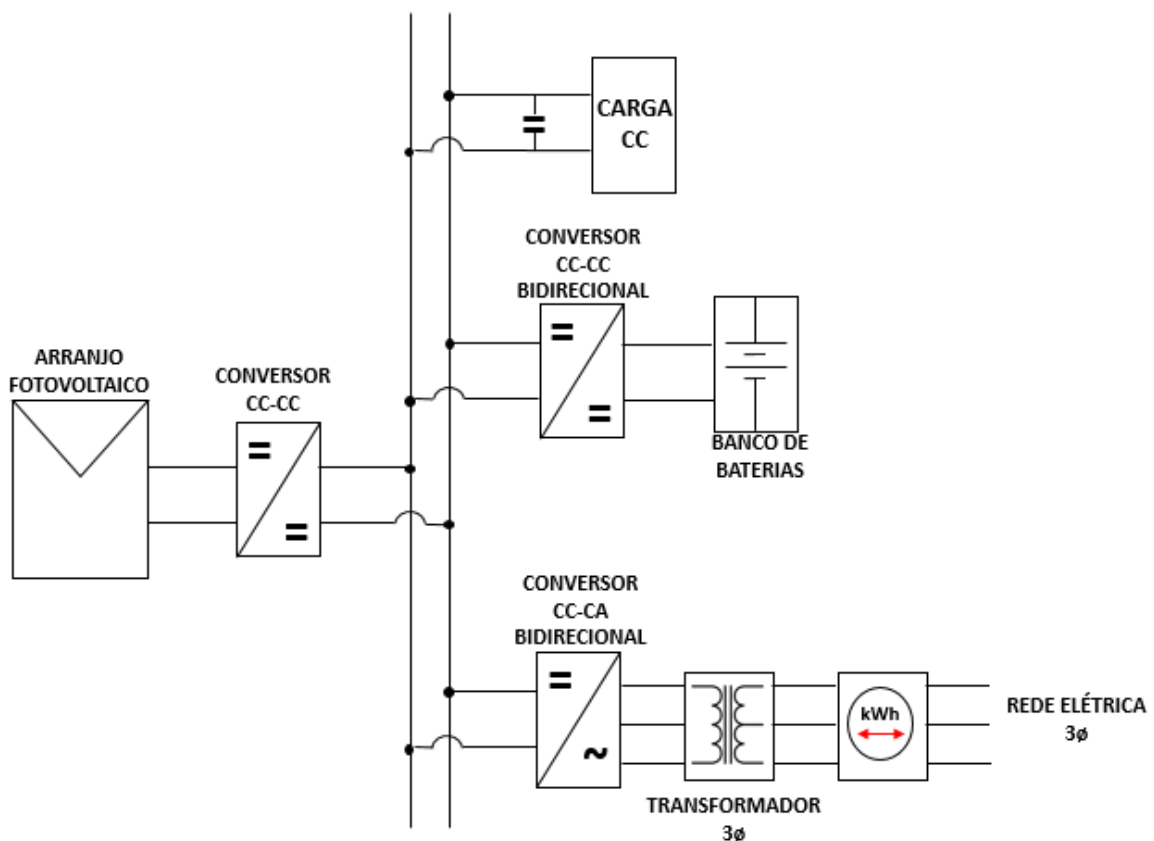
Fonte: produção da própria autora.

2.2 Análise do Fluxo de Energia do Sistema Proposto

Partindo-se das topologias descritas no subcapítulo anterior, torna-se evidente o fato de que nenhuma delas asseguram a alimentação ininterrupta da carga. Portanto, para esta dissertação é proposta uma configuração de microrrede CC conectada à rede elétrica da concessionária e com banco de baterias conforme ilustrado na Figura 7. O uso do banco de baterias aumenta a complexidade do sistema, contudo, atua no balanço de potência nos momentos em que a rede elétrica estiver fora de operação e diminui a probabilidade de falta de energia na carga. O foco do trabalho consiste na manutenção da alimentação da carga que é feita em corrente contínua.

Neste sistema, o fluxo de energia pode se estabelecer caracterizando distintos cenários que podem ser definidos pela presença ou ausência da rede elétrica.

Figura 7 - Diagrama do sistema fotovoltaico proposto.



Fonte: produção da própria autora.

2.2.1 Modo Conectado à Rede

Sempre que a rede elétrica da concessionária estiver presente, o sistema operará no modo conectado. Isso significa que a rede da concessionária atuará no balanço de potência

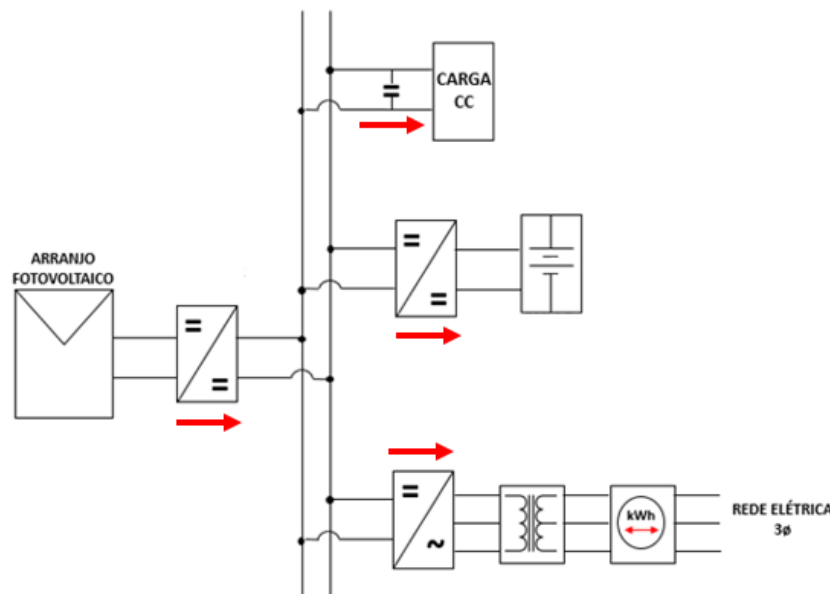
garantindo a manutenção da carga. A rede poderá absorver energia quando a geração fotovoltaica for maior que o consumo, ou fornecer quando houver déficit de geração fotovoltaica em relação à demanda. A principal característica deste modo de operação é que as malhas de controle do inversor manterão a tensão no barramento CC ajustada em seu ponto de operação, e os módulos fotovoltaicos operarão sempre no ponto de máxima potência.

De acordo com as condições instantâneas de geração e demanda, o modo interligado divide-se em quatro submodos presumíveis, conforme descrito a seguir.

a) Modo conectado 1 – Geração solar superior à demanda

O sistema apresenta o seguinte princípio de funcionamento: A potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é utilizada para alimentar a carga CC. A energia excedente é primeiramente transferida ao banco de baterias e, então, injetada na rede elétrica, que atua no balanço de potência do sistema, permitindo que a tensão do barramento permaneça regulada, conforme Figura 8.

Figura 8 - Sistema operando em modo conectado com geração solar superior a demanda da carga.

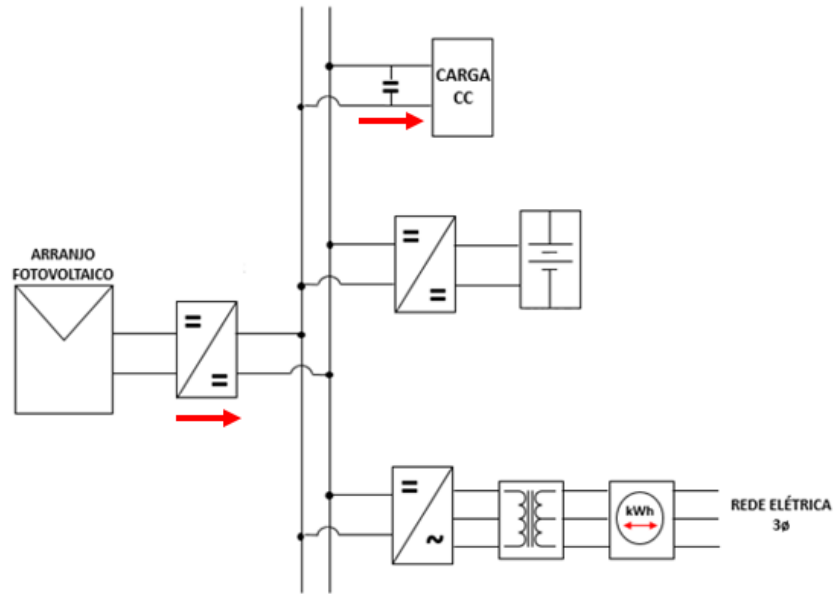


Fonte: produção da própria autora.

b) Modo conectado 2 – Geração solar equivalente à demanda

Neste modo de operação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é inteiramente utilizada para alimentar a carga CC. A rede elétrica, apesar de ativa, não absorve e tampouco fornece potência de/para o sistema, conforme Figura 9.

Figura 9 - Sistema operando em modo conectado com geração solar equivalente a demanda da carga.

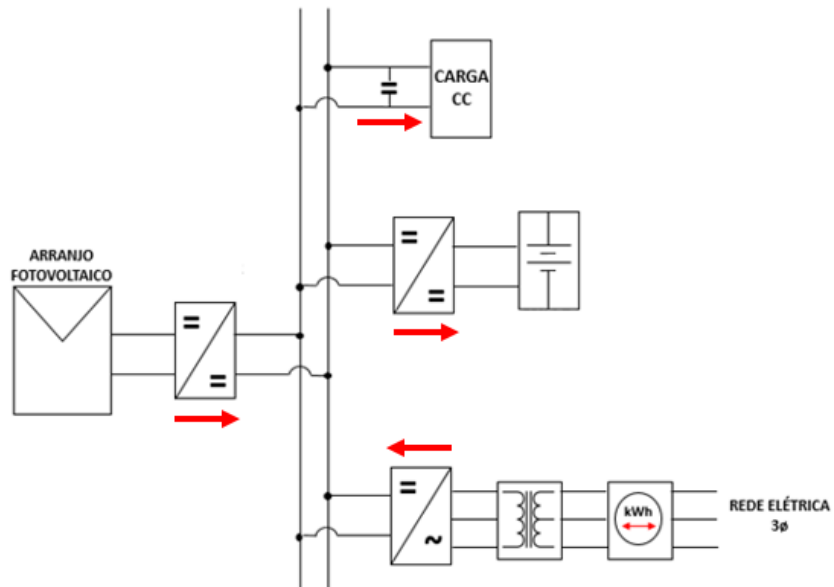


Fonte: produção da própria autora.

c) Modo conectado 3 – Geração solar inferior à demanda

Neste modo de operação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é utilizada para alimentar a carga CC conjuntamente com a rede elétrica que fornece a potência complementar, conforme Figura 10.

Figura 10 - Sistema operando em modo conectado com geração solar inferior a demanda da carga.

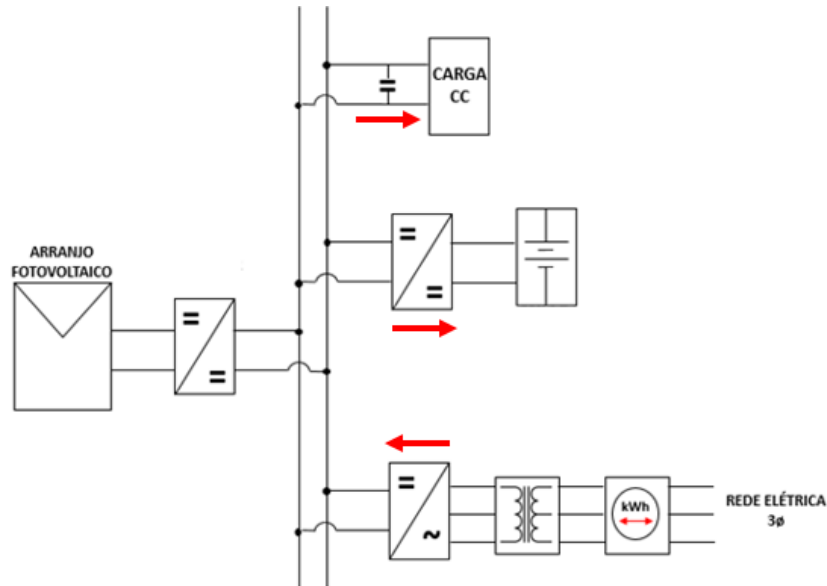


Fonte: produção da própria autora.

d) Modo conectado 4 – Geração solar nula

Neste modo de operação, com os painéis impossibilitados de gerar qualquer energia, toda a demanda é suprida pela rede elétrica, conforme Figura 11.

Figura 11 - Sistema operando em modo conectado com geração solar nula.



Fonte: produção da própria autora

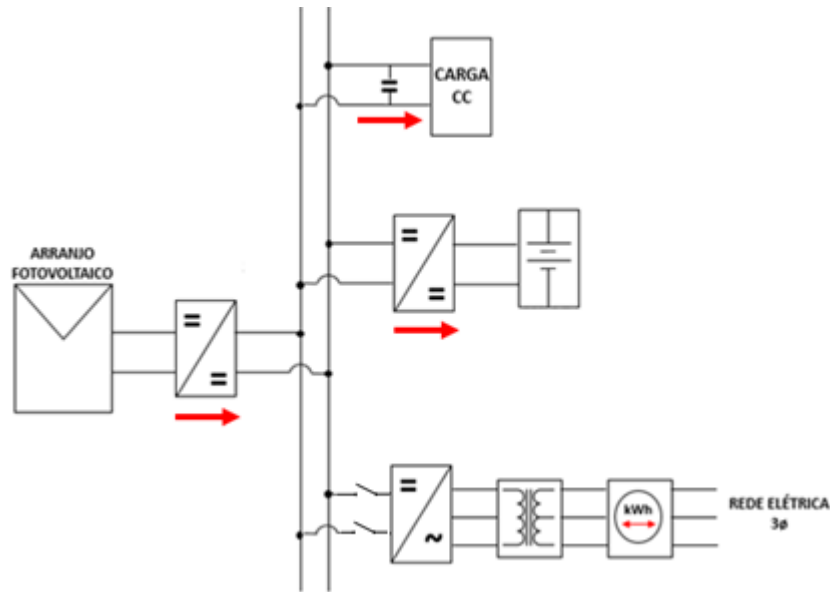
2.2.2 Modo Isolado

O modo isolado ocorre quando a rede elétrica deixa de fazer parte do sistema. Dessa forma, para que a carga continue sendo alimentada, uma nova estratégia de controle de fluxo de potência deve ser empregada. Neste modo, os módulos fotovoltaicos não necessariamente estão operando em seus pontos de máxima potência, pois seus conversores ajudarão a manter a tensão do barramento CC controlada. De acordo com as condições instantâneas de geração e demanda, o modo isolado divide-se em quatro submodos presumíveis, conforme descrito a seguir.

a) Modo isolado 1 – Geração solar superior à demanda

O sistema apresenta o seguinte princípio de funcionamento: A potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é utilizada para alimentar a carga CC. A energia excedente é então transferida ao banco de baterias, conforme Figura 12. Com a ausência da rede, o conversor CC-CC bidirecional passa a operar regulando o valor de tensão do barramento.

Figura 12 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar superior a demanda da carga.

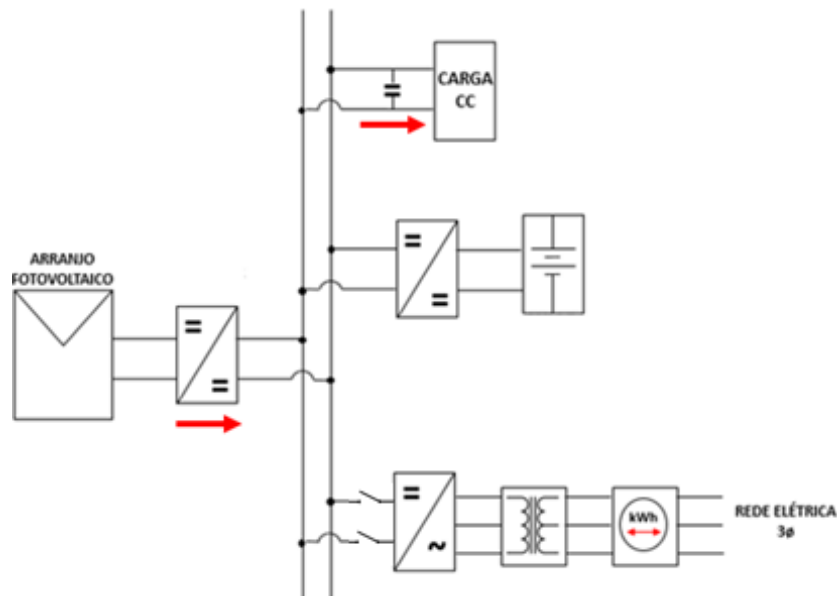


Fonte: produção da própria autora

b) Modo isolado 2 – Geração solar equivalente à demanda

Neste modo de operação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é inteiramente utilizada para alimentar a carga CC, conforme Figura 13.

Figura 13 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar equivalente a demanda da carga.

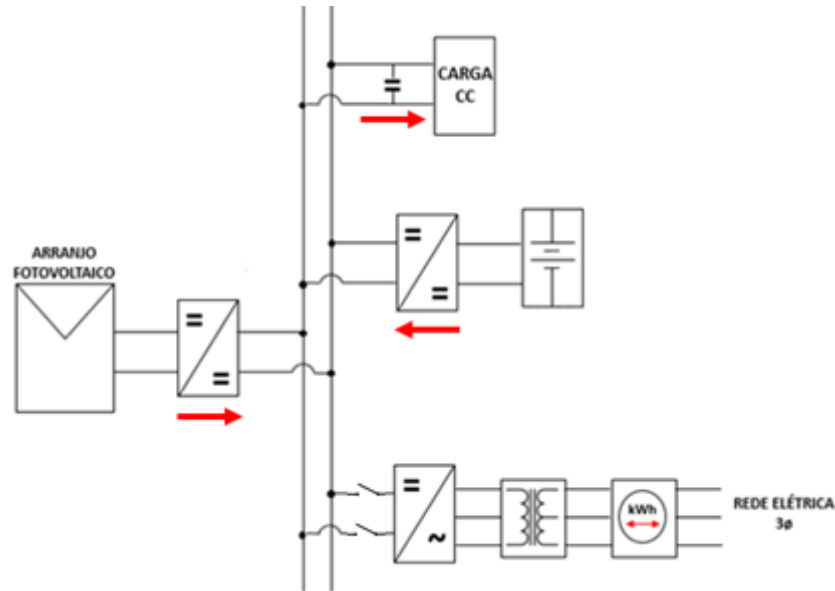


Fonte: produção da própria autora

c) Modo isolado 3 – Geração solar inferior à demanda

Neste modo de operação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é utilizada para alimentar a carga CC conjuntamente com o banco de baterias que fornece a potência complementar, conforme Figura 14.

Figura 14 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar inferior a demanda da carga.

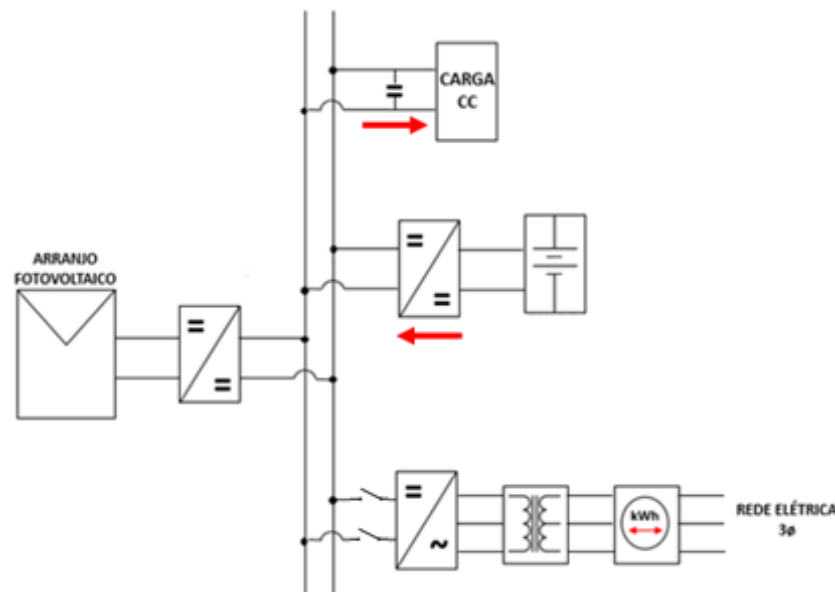


Fonte: produção da própria autora

d) Modo isolado 4 – Geração renovável nula

Neste modo de operação, com os painéis impossibilitados de gerar qualquer energia, toda a demanda é suprida pelo banco de baterias, Figura 15.

Figura 15 - Sistema operando em modo isolado com a geração solar nula.



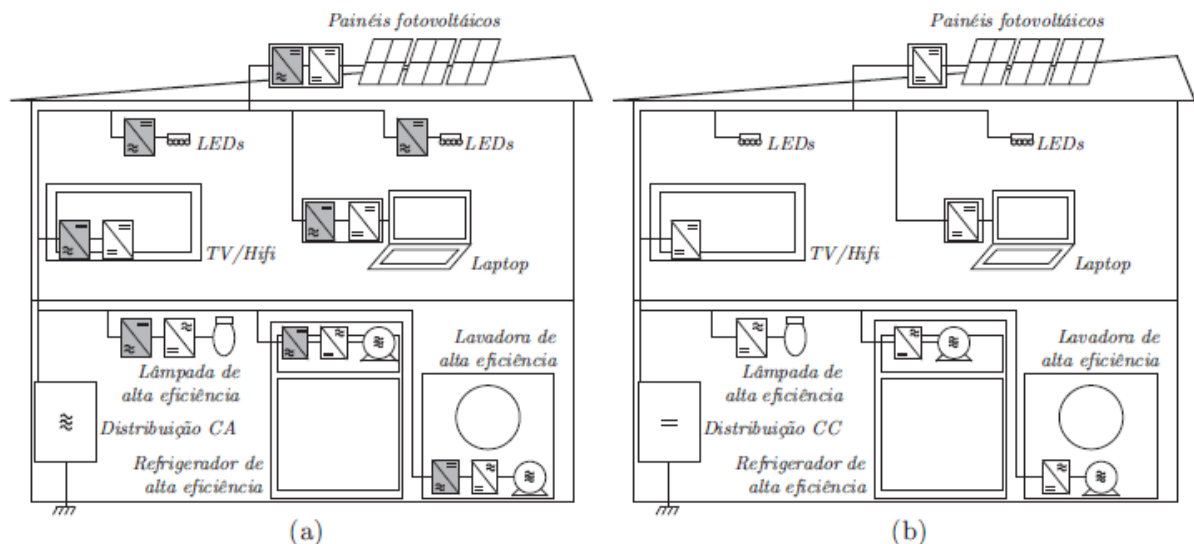
Fonte: produção da própria autora

Os modos de operação apresentados abrangem todas as possíveis combinações de geração e demanda da microrrede, tanto para a operação no modo conectado quanto para a operação no modo isolado.

2.3 Barramento de Corrente Contínua

Seguindo-se as tendências atuais, a maior parte do consumo de energia tende a ser em corrente contínua. Portanto, tem-se duas alternativas para a distribuição de energia elétrica no futuro: em corrente contínua ou em corrente alternada (HELDWEIN, 2009). Os dois cenários são apresentados na Figura 16.

Figura 16 - Projeção de dois cenários para o consumo e cogeração residencial (a) residência alimentada em CA e, (b) residência alimentada em CC.

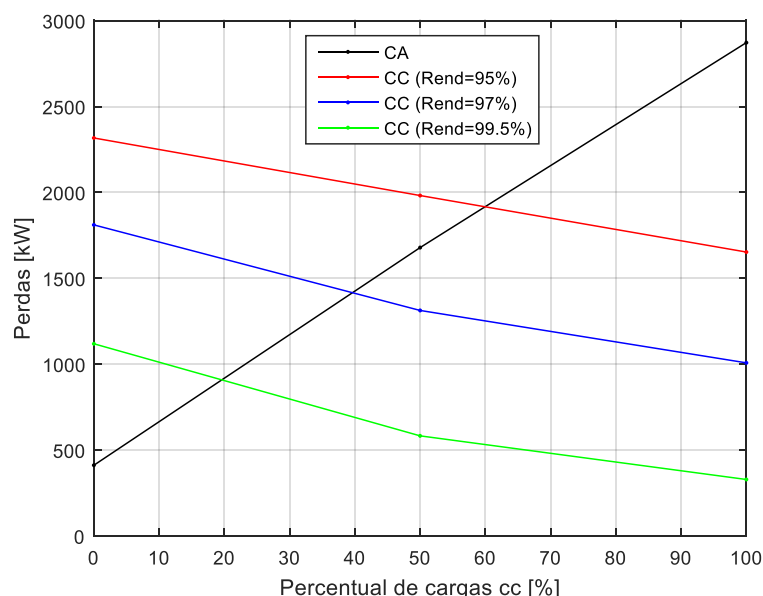


Fonte: HELDWEIN, 2009.

Na Figura 16 enfatiza-se que em caso de distribuição em corrente alternada, Figura 16 (a), haverá necessidade de conversores CA-CC (retificadores), pois a maioria das cargas utilizadas residencialmente são alimentadas internamente em CC, causando perdas. Estas desvantagens seriam eliminadas caso a energia elétrica fosse disponibilizada em CC, Figura 16 (b).

Um estudo que é apresentado em (STARKE, 2008), faz a comparação das perdas em um sistema de distribuição em CC e em CA em função do grau de inserção das cargas em CC. Na Figura 17 mostram-se os resultados obtidos considerando diferentes rendimentos para os conversores CC-CC. Pode ser observado que um sistema com mais cargas CC se beneficia de uma distribuição em corrente contínua e vice-versa.

Figura 17 - Comparação de perdas em um sistema de distribuição CA e sistema em CC considerando diferentes valores de rendimento para os conversores CC-CC.



Fonte: STARKE, 2008.

2.3.1 Importância da Padronização de Tensão

Quando a rede elétrica foi implantada no Brasil, no início do século XX, as companhias contratadas para o serviço eram estrangeiras e não tinham um modelo a seguir. Dessa forma, diferentes níveis de tensão surgiram. A primeira legislação a tratar da padronização de tensão foi o Decreto nº. 41.019, de 1957, estabelecendo tensões nominais que deveriam ser adotadas, preferencialmente, nas novas instalações de serviço de energia elétrica. Em 1973, a uniformização foi alterada pelo Decreto nº. 73.080 e, por fim, foram definidas as tensões e estabelecida a necessidade de adequação das instalações fora dos padrões pelo Decreto nº. 97.280/1988 (ANEEL, 2011).

Especificamente em relação às redes de distribuição secundária, foram identificadas dez tensões nominais, conforme é mostrado na primeira coluna, Tabela 2. O conjunto de níveis de tensão nominal de 277 V, 254 V, 240 V, 230 V, 220 V e 208 V são considerados equivalentes pelos consumidores, assim como o conjunto de níveis de tensão nominal de 127 V, 120 V, 115 V e 110 V. Porém, conforme definição no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL², 2016), os níveis de tensão são incompatíveis com as faixas de tensões adequadas estabelecidas, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Faixas aplicadas às tensões nominais adequadas para diferentes níveis de tensão

Tensão de Atendimento (V)	Faixa de Variação Adequada da Tensão de Leitura (V)
110	$101 \leq T_L < 116$
115	$106 \leq T_L < 121$
120	$110 \leq T_L < 126$
127	$117 \leq T_L < 133$
208	$191 \leq T_L < 218$
220	$202 \leq T_L < 231$
230	$212 \leq T_L < 242$
240	$221 \leq T_L < 252$
254	$234 \leq T_L < 267$
277	$255 \leq T_L < 291$

Fonte: produção da própria autora.

Os fabricantes não podem garantir o mesmo desempenho e vida útil dos equipamentos elétricos se estes não forem alimentados com a tensão adequada. Logo, do ponto de vista dos consumidores, a falta de padronização leva ao uso incorreto de aparelhos, reduzindo sua vida útil (ANEEL, 2011). Além disso, a indústria de aparelhos também é afetada, tendo em vista que pode haver um aumento de custo devido à necessidade de se projetar dispositivos para diferentes níveis de tensão.

Neste aspecto, em 27 de dezembro de 2011, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (“SRD”) da ANEEL, instaurou o processo da Consulta Pública nº 009/2011 com o objetivo de receber dados e contribuições para análise dos impactos da aplicação do Decreto nº 97.280, de 16 de dezembro de 1988 (padronização das tensões).

O artigo 1º do Decreto nº 97.280, de 16 de dezembro de 1988, estabeleceu as tensões nominais padronizadas conforme segue:

- Transmissão e subtransmissão: 750; 500; 230; 138; 69; 34,5; e 13,8 kV;
- Distribuição primária em redes públicas: 34,5 e 13,8 kV
- Distribuição secundária em redes públicas: 380/220 e 220/127 V, em redes trifásicas; 440/220 e 254/127 V, em redes monofásicas.

As atividades realizadas por meio da consultoria conduziram a algumas conclusões importantes para a avaliação do assunto. Na Tabela 3, apresenta-se um resumo das principais conclusões extraídas das opiniões das concessionárias brasileiras em relação a padronização das tensões na distribuição secundária, Decreto nº 97.280, 1988 (AES BRASIL, 2012; CELESC, 2012; CEMIG, 2012; CPFL ENERGIA, 2012; EDP, 2012; ELEKTRO, 2012; EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA, 2012; LIGHT, 2012; GRUPO NEOENERGIA, 2012; ABINEE, 2012; ABRACE, 2012; ABRADDEE, 2012).

Tabela 3 - Resumo das contribuições das concessionárias sobre a padronização de tensão

CONCESSIONÁRIA	OPINIÃO
AES Brasil	Não favorável
Celesc	Não favorável
CEMIG	Não favorável
CPFL Energia	Não favorável
EDP	Não favorável
Elektro	Não favorável
Empresa Luz e Força Santa Maria	Favorável
LIGHT	Favorável
Grupo Neoenergia	Favorável
Abinee	Favorável
ABRACE	Não favorável
Abradee	Não favorável

Fonte: produção da própria autora.

Uma análise das contribuições apresentadas mostra que todas as concessionárias entendem a importância da padronização das tensões nominais em corrente alternada. As que não são favoráveis, justificam suas opiniões devidos aos altos custos envolvidos em uma mudança. Dessa forma, diferente do que foi realizado para a corrente alternada no final do século XX, para que o desenvolvimento em larga escala de microrredes realmente aconteça, é imprescindível a definição de valores de tensão para o barramento de corrente contínua.

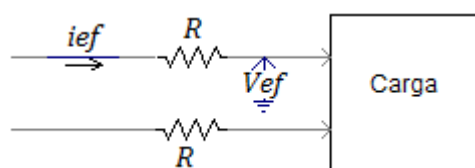
2.3.2 Relação entre distribuição em Corrente Alternada e Corrente Contínua

A função de um condutor é transferir a energia elétrica de forma mais eficiente possível desde a fonte até o ponto de utilização. No entanto, devido à sua resistência elétrica, o cabo dissipa uma parte da energia transportada de forma que não é obtida uma eficiência de 100%.

A abordagem aqui realizada baseia-se em análises das perdas por efeito Joule no sistema de distribuição secundário em corrente alternada comparando-o com a distribuição em sistemas unipolar e bipolar em corrente contínua. A maioria dos equipamentos residenciais atuais podem ser alimentados em CC e grande parte desses equipamentos são capazes de operar em uma larga faixa de tensão (100 - 300V) (SALOMONSSON, 2008), fato que corrobora a análise realizada.

Na Figura 18, mostra-se uma carga sendo alimentada por uma fonte alternada monofásica.

Figura 18 - Carga monofásica sendo alimentada por um sistema de distribuição CA.



Fonte: produção da própria autora

A potência ativa média, $P_{1\phi}$, transferida entre a fonte monofásica e a carga é definida por (2.1):

$$P_{1\phi} = V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\Theta \quad (2.1)$$

Em que V_{ef} e i_{ef} são a tensão e a corrente de fase, respectivamente, e Θ é o ângulo de defasagem entre V_{ef} e i_{ef} . Considerando R a resistência dos condutores do alimentador, as perdas ôhmicas, $P_{j1\phi}$, são dadas por (2.2).

$$P_{j1\phi} = 2 \cdot R \cdot i_{ef}^2 \quad (2.2)$$

Substituindo-se (2.1) em (2.2) encontra-se (2.3), que relaciona as perdas nos condutores com o valor eficaz da tensão de fornecimento e a potência da carga.

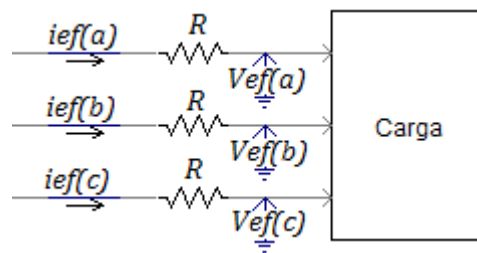
$$P_{j1\phi} = 2 \cdot R \cdot \left(\frac{P_{1\phi}}{V_{ef} \cdot \cos\Theta} \right)^2 \quad (2.3)$$

A princípio, (2.3) será utilizada como referência para avaliar as perdas em sistemas trifásicos e de corrente contínua.

a) Relação de perdas entre sistemas CA

Na Figura 19, mostra-se uma carga sendo alimentada por um sistema trifásico a três fios.

Figura 19 - Carga sendo alimentada por um sistema trifásico equilibrado.



Fonte: produção da própria autora

Em que $V_{ef(a)}$ e $i_{ef(a)}$ são a tensão e a corrente de fase na fase a, respectivamente, e Θ é o ângulo de defasagem entre $V_{ef(a)}$ e $i_{ef(a)}$. Considerando o sistema equilibrado, com a carga alimentada pelo sistema trifásico é a mesma alimentada pelo sistema monofásico da Figura 18 ($P_{3\phi} = P_{1\phi}$), e que a tensão de fase do sistema monofásico é igual à tensão de fase do sistema trifásico ($V_{ef} = V_{ef(a)}$), é possível escrever (2.4) e (2.5):

$$P_{3\phi} = 3 \cdot V_{ef} \cdot i_{ef}(a) \cdot \cos\theta \quad (2.4)$$

$$3 \cdot V_{ef} \cdot i_{ef}(a) \cdot \cos\theta = V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\theta \quad (2.5)$$

As perdas no sistema trifásico podem ser expressas por (2.6). Então, substituindo-se (2.5) em (2.6) chega-se a (2.7) que exprime as perdas joule totais do sistema trifásico considerado, $P_{j3\phi}$.

$$P_{j3\phi} = 3R \cdot i_{ef}(a)^2 \quad (2.6)$$

$$P_{j3\phi} = \frac{R}{3} \cdot \left(\frac{P_{1\phi}}{V_{ef} \cdot \cos\theta} \right)^2 \quad (2.7)$$

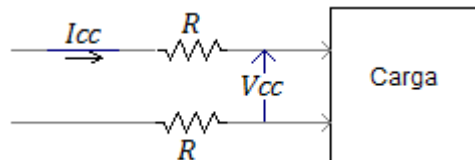
Em (2.8), que é a razão entre (2.7) e (2.3), é mostrada a comparação entre as perdas do sistema trifásico e as perdas do sistema monofásico. Mostra-se que, fornecendo a mesma potência à carga, o sistema trifásico possui 1/6 das perdas do sistema monofásico. Esse é um dos motivos que justifica o porquê do sistema CA atual, quer seja transmissão ou distribuição, ser trifásico.

$$\frac{P_{j3\phi}}{P_{j1\phi}} = \frac{1}{6} \quad (2.8)$$

b) Perdas em sistemas de corrente contínua em relação a um sistema monofásico

Nesta alínea são avaliadas as perdas em dois sistemas de corrente contínua (um unipolar e outro bipolar) em relação às perdas de um sistema monofásico CA. Em ambos, a condição é que a potência da carga seja a mesma do sistema monofásico. Desta forma, na Figura 20 é apresentado um sistema unipolar em corrente contínua. A resistência R dos cabos não foi alterada.

Figura 20 - Sistema unipolar de corrente contínua.



Fonte: produção da própria autora

Da Figura 20, V_{cc} e I_{cc} são a tensão e a corrente do sistema CC unipolar, respectivamente. Nesta situação, a potência consumida pela carga, P_{cc} , é dada por (2.9).

$$P_{cc} = V_{cc} \cdot I_{cc} \quad (2.9)$$

Como a potência demandada pela carga deve ser igual àquela quando esta estivesse sendo alimentada por um sistema monofásico, tem-se (2.10).

$$V_{cc} \cdot I_{cc} = V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\theta \quad (2.10)$$

A perda ôhmica para um sistema CC unipolar, P_{jcc} , é expressa por (2.11), que após ter a corrente I_{cc} extraída de (2.10) e substituída nesta, é reescrita como (2.12).

$$P_{jcc} = 2R \cdot I_{cc}^2 \quad (2.11)$$

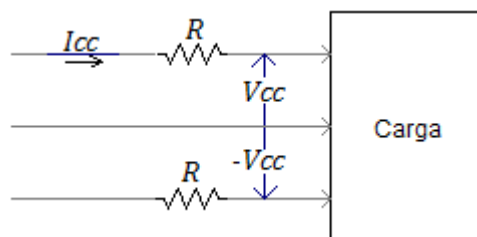
$$P_{jcc} = 2R \cdot \left(\frac{V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.12)$$

Fazendo-se a relação entre as perdas joule no sistema CC unipolar, (2.12), e as perdas joule no sistema CA monofásico, (2.3), chega-se à (2.13).

$$\frac{P_{jcc}}{P_{j1\phi}} = \left(\frac{V_{ef} \cdot \cos\theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.13)$$

Para avaliar as perdas em um sistema bipolar em corrente contínua, foi utilizado um sistema equilibrado como mostrado na Figura 5, assim, a corrente do condutor central é nula.

Figura 21 - Sistema bipolar equilibrado de corrente contínua.



Fonte: produção da própria autora

Em que V_{cc} e I_{cc} são a tensão e a corrente do sistema CC bipolar, respectivamente. Nesta situação, a potência consumida pela carga, P_{ccb} , é dada por (2.14).

$$P_{ccb} = 2 \cdot V_{cc} \cdot I_{cc} \quad (2.14)$$

Como, para a análise, a potência deve ser igual à do sistema monofásico, tem-se (2.15).

$$2 \cdot V_{cc} \cdot I_{cc} = V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\theta \quad (2.15)$$

Por ser um sistema equilibrado, não circulando corrente pelo condutor central, as perdas na transmissão, P_{jccb} , dada por (2.16), são devidas somente à circulação de corrente pelos condutores ativos.

$$P_{jccb} = 2R \cdot I_{cc}^2 \quad (2.16)$$

Manipulando-se (2.15) e substituindo em (2.16) chega-se à (2.17), que representa a perda no sistema bipolar para a carga considerada.

$$P_{jccb} = \frac{R}{2} \left(\frac{V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.17)$$

A partir de (2.17) e (2.3) obtém-se (2.18), que mostra a relação entre as perdas do sistema bipolar e a de um sistema monofásico quando ambos suprem a mesma demanda de potência.

$$\frac{P_{jccb}}{P_{j1\phi}} = \frac{1}{4} \left(\frac{V_{ef} \cdot \cos\theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.18)$$

c) Perdas em sistemas de corrente contínua em relação a um sistema trifásico equilibrado

Nesta alínea são relacionadas as perdas em sistemas em corrente contínua (unipolar e bipolar) em relação a um sistema trifásico equilibrado em corrente alternada.

Da mesma maneira que para as análises anteriores, a potência demandada pela carga não deve ser alterada. Assim, para um sistema unipolar, tem-se (2.19) a partir de (2.4) e (2.9).

$$V_{cc} \cdot I_{cc} = 3 \cdot V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\Theta \quad (2.19)$$

Manipulando-se (2.19) e substituindo em (2.11) chega-se a (2.20), que representa as perdas no sistema unipolar para esta situação.

$$P_{jcc} = 18R \cdot \left(\frac{V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\Theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.20)$$

A partir de (2.20) e (2.7) obtém-se (2.21) que mostra a relação entre as perdas do sistema unipolar em corrente contínua e a de um sistema trifásico quando ambos alimentam a mesma carga.

$$\frac{P_{jcc}}{P_{j3\phi}} = 6 \left(\frac{V_{ef} \cdot \cos\Theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.21)$$

Fazendo-se a análise para o sistema bipolar, a partir de (2.4) e (2.14) obtém-se (2.22).

$$2 \cdot V_{cc} \cdot I_{cc} = 3 \cdot V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\Theta \quad (2.22)$$

Manipulando-se (2.22) e substituindo em (2.16) chega-se a (2.23), que representa as perdas no sistema bipolar em função de uma carga trifásica.

$$P_{jccb} = 4,5R \cdot \left(\frac{V_{ef} \cdot i_{ef} \cdot \cos\Theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.23)$$

A partir de (2.23) e (2.7) obtém-se (2.24), que mostra a relação entre as perdas do sistema bipolar e a de um sistema trifásico quando ambos alimentam a mesma carga.

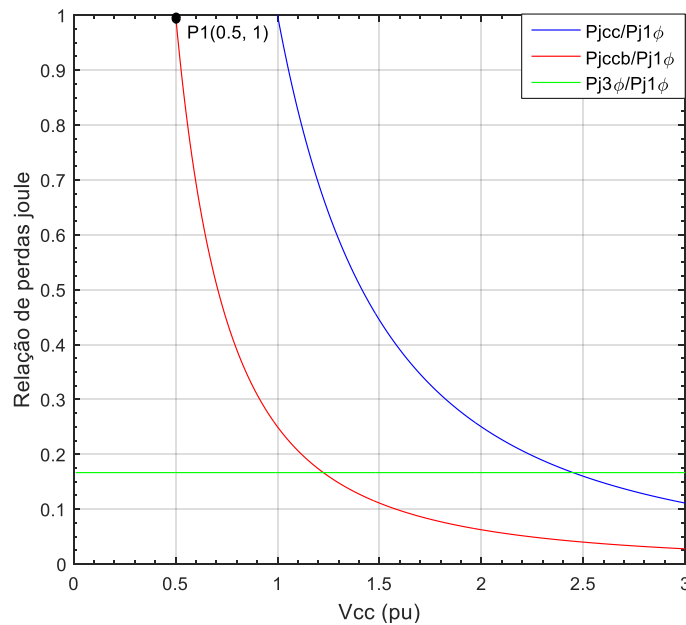
$$\frac{P_{jccb}}{P_{j3\phi}} = 1,5 \cdot \left(\frac{V_{ef} \cdot \cos\Theta}{V_{cc}} \right)^2 \quad (2.24)$$

As relações expostas em (2.13) e (2.18) para um referencial monofásico, e (2.21) e (2.24) para um referencial trifásico mostram que são independentes do valor da resistência do condutor quanto este é mantido. Revelam também que as perdas em um sistema CC bipolar são menores que as de um sistema CC unipolar por um fator de (1/4), considerando ambos suprindo

a mesma potência e a resistência dos cabos idênticas. Isso se justifica pelo fato dos condutores passarem a conduzir apenas metade da corrente de uma linha unipolar.

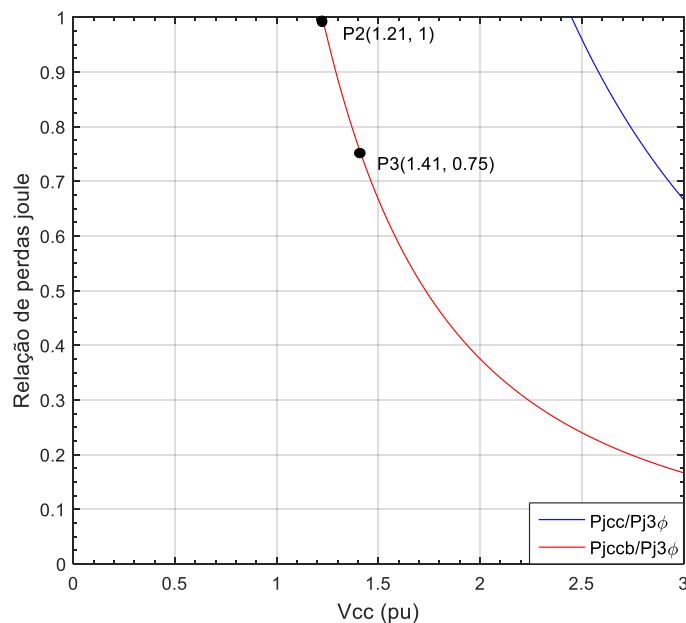
Nas Figuras 22 e 23 mostram-se as relações de perdas que têm como referência o sistema monofásico e o sistema trifásico, respectivamente. Os gráficos foram configurados de maneira normalizada, utilizando a representação por unidade (p.u) da tensão eficaz de fase e com fator de potência unitário na carga.

Figura 22 - Relação entre as perdas Joule com sistema monofásico como referência.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 23 - Relação entre as perdas Joule com sistema trifásico como referência.



Fonte: produção da própria autora

O ponto P1 indicado na Figura 22 mostra que, em relação ao sistema monofásico, para manter as perdas, um sistema CC bipolar deve operar com uma tensão de 50% do valor eficaz da tensão alternada. Por outro lado, conforme o ponto P2 indicado na Figura 23, em relação ao sistema trifásico, um sistema bipolar deverá ter sua tensão aumentada para 121% do valor eficaz da tensão de fase para que as perdas Joules não se alterem. Logo, observa-se que a escolha do nível de tensão para o sistema de distribuição em CC deve ser realizada com base em análises técnicas, pois as perdas são fortemente dependentes do valor de tensão aplicado.

De forma a possibilitar que muitos equipamentos existentes no mercado possam ter sua utilização continuada, as cargas devem ser alimentadas com uma tensão próxima à de pico da senóide das redes em corrente alternada atualmente utilizadas (1,41 p.u conforme Figura 23). Neste ponto as perdas Joule são reduzidas à 75% do valor em relação ao sistema trifásico. Este exemplo mostra que se nesta situação os alimentadores estivessem operando com as perdas máximas suportáveis, alterando o nível de tensão e a forma de corrente, seria liberado uma capacidade de 25% dos mesmos.

Os resultados foram obtidos de maneira normalizada, utilizando a representação por unidade (p.u) do valor eficaz da tensão de fase. Considerando $V_{base} = 127 \text{ V}$, para um sistema bipolar em corrente contínua, $V_{cc} = \pm 180 \text{ V}$ (1,41 p.u). A partir de (SALOMONSSON, 2008), este valor é adequado pois encontra-se na faixa de tensão (100 - 300V) de operação dos equipamentos residenciais.

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas topologias básicas dos sistemas fotovoltaicos conectados ou isolados da rede elétrica. A partir destes foi apresentada a topologia do sistema fotovoltaico estudado e então, os submodos de operação foram analisados a partir do balanço de potência.

Foi proposto para a barramento CC da microrrede o valor de 180 V, de forma a possibilitar que equipamentos que estão no mercado possam ter sua utilização continuada. Verificou-se que quando CC é usada, mais potência pode ser transportada pelos mesmos cabos e fios, significando um uso mais eficiente da rede.

Capítulo 3: Modelagem e Controle do Estágio da Energia Gerada pelo Arranjo Fotovoltaico

Neste capítulo é apresentado os aspectos relevantes pertinentes à escolha, especificação, projeto e dimensionamento do sistema fotovoltaico que compõe a microrrede. Evidencia-se aspectos importantes que devem ser considerados ao utilizar uma fonte em paralelo com a rede, como as estratégias de controle que possibilitam o conversor CC-CC operar em dois modos distintos: Extraindo a máxima potência do arranjo fotovoltaico ou regulando a tensão do barramento CC.

3.1 Painel Fotovoltaico

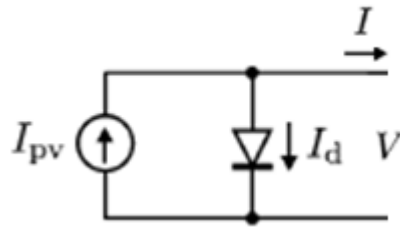
Um sistema fotovoltaico converte diretamente luz solar em eletricidade. Este fenômeno físico, conhecido como efeito fotovoltaico, foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel que verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma corrente quando expostas a uma fonte de luz. Essa descoberta impulsionou na comunidade científica o interesse e a motivação para investigar esse efeito. Desde então, a eficiência de conversão da energia solar diretamente em eletricidade elevou-se significativamente, possibilitando a redução dos custos e o crescimento da produção do dispositivo básico de um sistema fotovoltaico: as células fotovoltaicas.

As células fotovoltaicas são compostas de materiais semicondutores, ou seja, materiais com características intermediárias entre um condutor e um isolante. Embora existam diversos tipos de materiais semicondutores utilizados para a fabricação das células solares, os mais comuns são os de silício monocristalino e policristalino. Outros materiais podem alcançar uma melhor eficiência de conversão, porém os custos comerciais tornam inviáveis a produção em larga escala.

3.1.1 Modelo matemático

Na Figura 24 apresenta-se o circuito equivalente da célula fotovoltaica ideal.

Figura 24 - Modelo ideal de uma célula fotovoltaica



Fonte: VILLALVA et al, 2009. Modificado pela autora.

As equações básicas da teoria dos semicondutores que descrevem matematicamente a característica Corrente-Tensão da célula fotovoltaica ideal são dadas por (3.1) e (3.2).

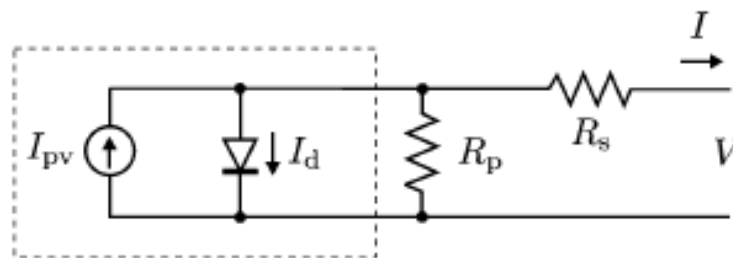
$$I = I_{pv} - I_d \quad (3.1)$$

$$I_d = I_o * \left[e^{\frac{qV}{akT}} - 1 \right] \quad (3.2)$$

Onde I_{pv} é a corrente elétrica fotogerada, I_o é a corrente de saturação reversa, q é a carga elétrica do elétron ($1,602176 * 10^{-19}C$), k é a constante de Boltzmann ($1,3806503 * 10^{-23} \frac{J}{K}$), a é a constante de idealidade do diodo e T é a temperatura de operação do painel, em Kelvin.

O modelo apresentado na Figura 24 não representa a característica I-V de uma célula fotovoltaica real, pois parâmetros como as resistências internas não foram inseridas. A Figura 25 representa o modelo simplificado da célula fotovoltaica com duas resistências inseridas.

Figura 25 - Modelo de duas resistências de uma célula fotovoltaica.



Fonte: VILLALVA et al, 2009. Modificado pela autora.

O parâmetro R_s representa a resistência do circuito até os contatos exteriores, responsável pela queda de tensão no interior da célula, e o parâmetro R_p representa a resistência de fugas do circuito. A equação básica da teoria dos semicondutores que descreve matematicamente a característica I-V da célula fotovoltaica de duas resistências é dada por (3.3).

$$I = I_{pv} - I_o * \left[e^{\frac{V+R_S I}{aV_t}} - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_p} \quad (3.3)$$

Onde V_t é dado por (3.4).

$$V_t = \frac{N_s k T}{q} \quad (3.4)$$

Onde N_s é o número de células conectadas em série. A corrente elétrica fotogerada I_{pv} depende da irradiação solar (G) e da temperatura (T) de acordo com (3.5).

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_i \cdot (T - T_n)) \cdot \frac{G}{G_n} \quad (3.5)$$

Onde $I_{pv,n}$ é a corrente fotogerada para a condição nominal ($T_n = 25^\circ C$ e $G_n = 1000 \frac{W}{m^2}$). A corrente de saturação do diodo I_o e sua dependência da temperatura é expressa em (3.6).

$$I_o = I_{o,n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 \cdot e^{\left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3.6)$$

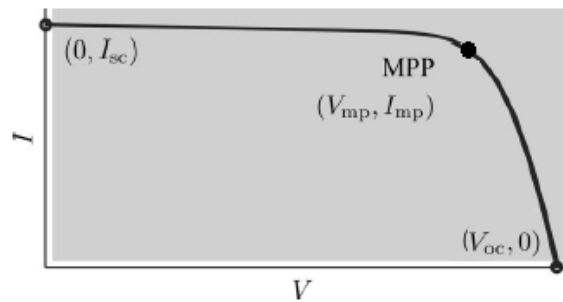
Onde $I_{o,n}$ é a corrente nominal de saturação e é dado por (3.7).

$$I_{o,n} = \frac{I_{sc,n}}{e^{\left(\frac{V_{oc,n}}{a \cdot V_{t,n}} \right)} - 1} \quad (3.7)$$

$I_{sc,n}$ é a corrente elétrica nominal de curto-circuito e $V_{oc,n}$ é a tensão elétrica nominal de circuito aberto.

Os módulos fotovoltaicos podem estar polarizados em diferentes pontos da sua curva característica I-V. O ponto no qual o módulo está polarizado depende da resistência elétrica na carga (HECKTHEUER, 2001). A curva característica I-V de um painel fotovoltaico possui três pontos característicos, que são: curto-circuito ($0, I_{sc}$), circuito aberto ($V_{oc}, 0$) e o ponto de máxima potência (V_{mp}, I_{mp}), no qual a potência entregue pelo módulo fotovoltaico é a máxima. Neste ponto são denominados: tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}). A Figura 26 representa a curva característica I-V de uma célula solar com os pontos característicos destacados.

Figura 26 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.



Fonte: VILLALVA et al, 2009. Modificado pela autora.

3.1.2 Arranjos Fotovoltaicos

Cada célula fotovoltaica fornece apenas 0,4 volts no seu ponto de máxima potência, o que torna essencial o agrupamento das mesmas em módulos. O número de células em um módulo depende da tensão e da corrente que se deseja gerar. Estas células podem ser conectadas em série a fim de aumentar a tensão fornecida pelo dispositivo fotovoltaico ou em paralelo objetivando-se aumentar a corrente. Tais associações de células são denominadas módulos fotovoltaicos.

Um arranjo fotovoltaico é constituído da associação de módulos fotovoltaicos. As características elétricas do arranjo fotovoltaico, válido para módulos idênticos são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Relação entre grandezas e parâmetros elétricos de módulos e arranjos fotovoltaicos.

Parâmetro	Módulo Fotovoltaico	Arranjo Fotovoltaico
Módulos em paralelo	1	N_s
Módulos em série	1	N_p
Resistência série	R_s	$\frac{N_s}{N_p} R_s$
Resistência paralela	R_p	$\frac{N_s}{N_p} R_p$
Corrente fotogerada	I_{pv}	$N_p I_{pv}$
Tensão de saída	V_M	$N_s V_M$
Corrente de saída	I_M	$N_p I_M$
Potência de saída	P_M	$N_s N_p P_M$

Fonte: produção da própria autora.

3.2 Caracterização e Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

No dimensionamento de qualquer sistema envolvendo energia elétrica fornecida por painéis fotovoltaicos, deve-se conhecer a incidência da irradiação solar do local correspondente, bem como as informações referentes às características do consumo energético a ser atendido. Estas informações são primordiais para que o sistema opere de forma correspondente ao esperado.

Para dimensionar o sistema fotovoltaico, adotou-se uma residência para quatro moradores na Cidade de Vitória, Espírito Santo. A residência utilizada é composta de cinco cômodos nos quais são distribuídas algumas cargas elétricas. Na Tabela 5 mostra-se a descrição dos equipamentos elétricos que esta residência utiliza, a potência dos mesmos e o consumo diário de energia elétrica.

Tabela 5 - Levantamento de Carga

Equipamento	Qtd	Potência [W]		Horas de uso/dia	Wh/dia
		Unitário	Total		
Lâmpadas	8	12	96	2	192
Televisor	1	100	100	2	200
Geladeira	1	120	120	8	960
Máquina de lavar	1	1000	1000	1	1000
Chuveiro	1	5500	5500	0,5	2750
Outros aparelhos	1	500	500	1	500
Total					5602

Fonte: produção da própria autora.

As características de incidência solar para a cidade de Vitória foram obtidas através do site do CRESESB e estão apresentadas na Tabela 6. A cidade de Vitória está localizada no Estado do Espírito Santo nas seguintes coordenadas: 20,3° Sul e 40,338° Oeste. A inclinação dos painéis fotovoltaicos deve seguir a latitude dada, só que para o lado oposto, neste caso 20,3° para o norte geográfico. Isso se deve ao fato da referência do CRESESB ser tomada para o hemisfério norte enquanto o Brasil está localizado no hemisfério sul.

Tabela 6 - Irradiação diária média em Vitória

Estação: Vitória															
Município: Vitória, ES - BRA															
Latitude: 20,3° S															
Longitude: 40,338° O															
Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² . dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	6,14	5,97	5,50	4,56	4,17	3,67	3,89	4,53	4,31	5,11	5,00	5,67	4,88	2,47
Ângulo igual à latitude	20° N	5,58	5,71	5,63	5,05	5,01	4,57	4,77	5,21	4,51	4,99	4,64	5,11	5,06	1,19
Maior média anual	19° N	5,62	5,73	5,63	5,04	4,98	4,53	4,74	5,18	4,51	5,00	4,66	5,15	5,07	1,22
Maior mínimo mensal	20° N	5,58	5,71	5,63	5,05	5,01	4,57	4,77	5,21	4,51	4,99	4,64	5,11	5,06	1,19

Fonte: CRESESB, 2016.

Para o dimensionamento, utilizou-se a menor média mensal de irradiação durante o ano, pois o sistema deve garantir o fornecimento de energia durante todos os meses do ano.

No dimensionamento do gerador fotovoltaico pode-se utilizar (3.8):

$$Potência\ mínima\ do\ gerador\ (Wp) = \frac{Consumo\ Total\ [\frac{Wh}{dia}]}{Horas\ equivalentes\ de\ sol\ pleno\ x\ Fps} \quad (3.8)$$

Onde:

- Potência mínima do gerador (Wp): Potência mínima total do conjunto de módulos necessária para produzir a energia solicitada pela carga.
- Consumo Total (Wh/dia): Dado pela Tabela 5.
- Horas equivalentes de sol pleno (horas/dia): Radiação solar diária média considerada sobre o plano dos painéis (em kWh/m² / 1 kW/m²). Adotando-se a menor média mensal atribuída a Vitória pelo CRESESB e considerando-se os painéis inclinados de 20° para o norte, tem-se h = 4,51 horas de sol pleno.
- Fps-Fator de perdas e segurança: Para levar em conta a redução da geração do módulo devido à tolerância na fabricação, temperatura de trabalho, poeira, degradação, sombras, desalinhamentos e também as perdas elétricas na bateria, no controlador, na instalação além de incertezas sobre os dados utilizados e o consumo previsto. Valor típico: 0,8 (SILVA, 2014).

$$Potência\ mínima\ do\ gerador\ (Wp) = \frac{5602}{4,51 \times 0,8} = 1552,66\ Wp \quad (3.9)$$

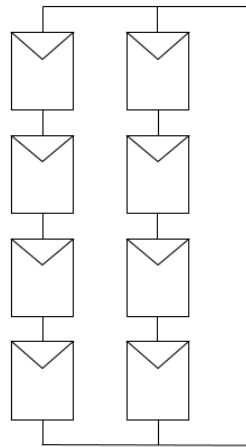
Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico serão utilizados módulos com capacidade de gerar 200Wp.

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Potência mínima do gerador}}{\text{Potência do módulo a ser utilizado}} \quad (3.10)$$

$$\text{Número de módulos} = \frac{1552,66 \text{ Wp}}{200 \text{ Wp}} = 8 \text{ módulos} \quad (3.11)$$

O sistema fotovoltaico contribuirá com o fornecimento de 1,6 kW quando operando no ponto de máxima potência e nas condições $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$. Este é constituído por duas *strings* de quatro painéis KC200GT em paralelo, como é apresentado na Figura 27. De acordo com a folha de dados do fabricante, tal módulo apresenta as características eléctricas listadas na Tabela 7. A partir das equações para módulos conectados em série e em paralelo e dos dados da Tabela 7, são apresentadas as características do conjunto de módulos fotovoltaicos na Tabela 8.

Figura 27 - Configuração do arranjo fotovoltaico.



Fonte: produção da própria autora

Tabela 7 - Parâmetros do painel fotovoltaico KC200GT para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$

Potência máxima	P_{mp}	200 W
Tensão de máxima potência	V_{mp}	26,3 V
Corrente de máxima potência	I_{mp}	7,61 A
Tensão de circuito aberto	V_{ca}	32,9 V
Corrente de curto circuito	I_{cc}	8,21 A
Coefficiente de temperatura de V_{ca}	u_{Vca}	-0,123 $\text{V}/^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura de V_{mp}	u_{Vmp}	-0,140 $\text{V}/^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura de I_{cc}	u_{Icc}	$3,18 \cdot 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$

Fonte: produção da própria autora.

Tabela 8 - Parâmetros do arranjo fotovoltaico para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$

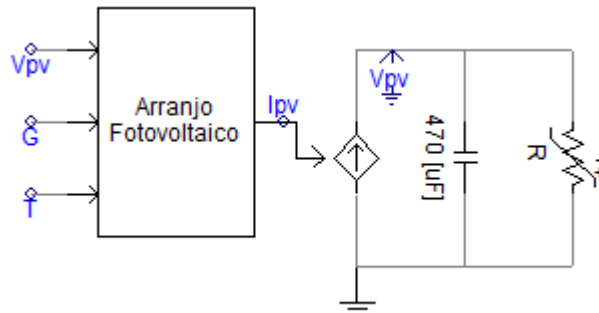
Número de módulos em série	N_s	4
Número de módulos em paralelo	N_p	2
Potência máxima	P_{mp}	1600 W
Tensão de máxima potência	V_{mp}	105,2 V
Corrente de máxima potência	I_{mp}	15,22 A
Tensão de circuito aberto	V_{ca}	131,6 V
Corrente de curto circuito	I_{cc}	16,42 A
Coefficiente de temperatura de V_{ca}	u_{Voc}	-0,492 $\text{V}/^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura de V_{mp}	u_{Vmp}	-0,56 $\text{V}/^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura de I_{cc}	u_{Icc}	$6,36 \cdot 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$

Fonte: produção da própria autora.

3.3 Modelo do Painel Fotovoltaico

Para simular a microrrede, foi desenvolvido um modelo em *PSCAD* de módulo fotovoltaico, o qual foi carregado com os dados de especificações da Tabela 7. O modelo funciona a partir das equações de modelagem descritas de (3.1) à (3.7). Este recebe como entradas a irradiação solar incidente (G), a temperatura do equipamento (T), e a tensão nos terminais do modelo (V_{pv}); como saída, a corrente do painel solar (I_{pv}). O modelo é apresentado na Figura 28 e o código implementado para modelagem do painel encontra-se no Apêndice A.

Figura 28 - Modelo do painel solar.



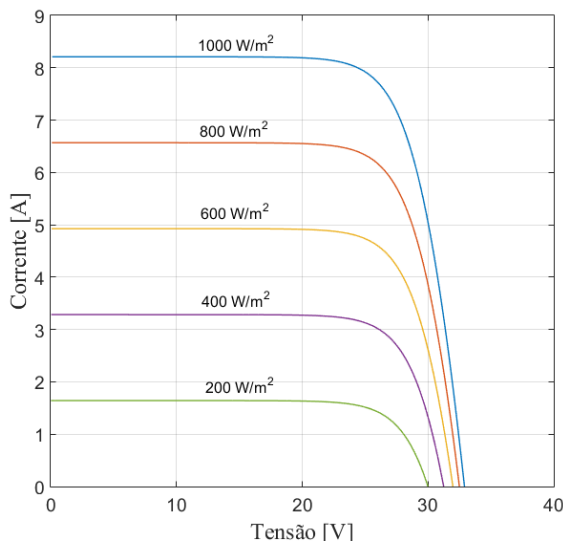
Fonte: produção da própria autora

A curva característica I-V de um painel fotovoltaico possui três pontos característicos, que são: curto-circuito ($0, I_{sc}$), circuito aberto ($V_{oc}, 0$) e ponto de máxima potência caracterizado pela tensão de máxima potência (V_{mp}) e pela corrente de máxima potência (I_{mp}). Dessa forma, foi inserido uma resistência variável ao modelo na Figura 28. A resistência é variada de zero, que representa o ponto de curto circuito, à um valor muito alto, que representa o ponto de circuito aberto, obtendo assim as curvas I-V e P-V. O capacitor inserido em paralelo ao arranjo fotovoltaico, tem a finalidade de assegurar a característica de fonte de tensão ao módulo

fotovoltaico e foi dimensionado de acordo com a metodologia apresentada em (COELHO,2013).

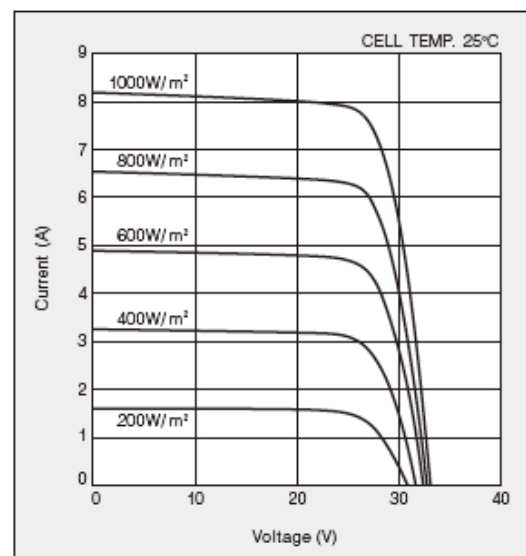
A Figura 29 ilustra as curvas características I-V do painel fotovoltaico para diferentes valores de irradiância com temperatura constante e igual à 25° C obtidas a partir do modelo criado em *PSCAD*. A Figura 30 mostra essas mesmas curvas características I-V retiradas do catálogo *KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES*, modelo *KC200GT* (KYOCERA).

Figura 29 - Curvas características I-V do módulo fotovoltaico sob diferentes irradiâncias com temperatura constante de 25 °C obtidas a partir do modelo em *PSCAD*.



Fonte: produção da própria autora

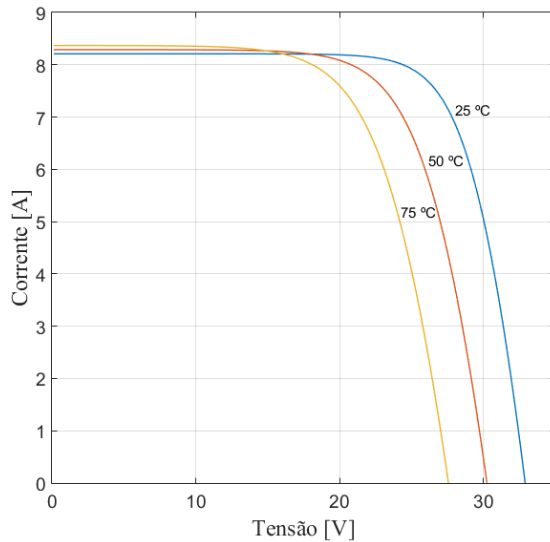
Figura 30 - Curvas características I-V do painel fotovoltaico KC200GT sob diferentes irradiâncias com temperatura constante de 25 °C.



Fonte: KYOCERA.

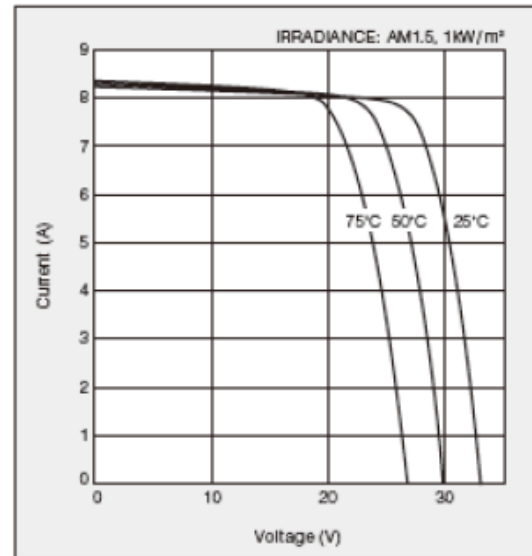
A Figura 31 ilustra as curvas características I-V do painel fotovoltaico para diferentes valores de temperatura com irradiância constante e igual à 1000W/m² obtidas a partir do modelo criado em *PSCAD*. A Figura 32 mostra essas mesmas curvas características I-V retiradas do catálogo *KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULE* (KYOCERA).

Figura 31 - Curvas características IxV do arranjo fotovoltaico sob diferentes temperaturas com irradiância constante de 1000W/m2 obtidas a partir do modelo em PSCAD.



Fonte: produção da própria autora

Figura 32 - Curvas características I-V do painel fotovoltaico KC200GT sob diferentes temperaturas com irradiância constante de 1000W/m²



Fonte: KYOCERA.

O modelo desenvolvido constitui uma boa representação do painel fotovoltaico real na medida em que os dados não diferem muito dos dados fornecidos pelo fabricante. Além disso, os pontos de maior importância I_{sc} , V_{oc} e MPP encontram-se próximos dos valores apresentados na Tabela 7.

3.4 O Conversor CC-CC *boost*

A potência elétrica gerada pelo arranjo fotovoltaico é transferida para o barramento CC através de um conversor CC-CC *boost*. Este conversor atuará com duas estratégias de controle distintas: na busca pelo ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico ou na regulação de sua tensão de saída.

O projeto do conversor deve levar em consideração os níveis de potência e a razão cíclica requerida, sendo necessário o prévio conhecimento das tensões de entrada (V_{pv}) e de saída (V_{cc}) do conversor. A tensão de saída foi especificada em $V_{cc} = 180V$. A tensão de entrada é fortemente dependente da temperatura, conforme (3.12) e (3.13):

$$V_{mp}(T) = V_{mp}^{STC} + (T - T^{STC})\mu_{Vmp} \quad (3.12)$$

$$V_{oc}(T) = V_{oc}^{STC} + (T - T^{STC})\mu_{Voc} \quad (3.13)$$

A partir das equações (3.12) e (3.13), é possível verificar que a faixa de variação da tensão de entrada é fortemente influenciada pelos valores máximo e mínimo de temperatura na superfície do arranjo, logo, para $10\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 75\text{ }^{\circ}\text{C}$, tem-se:

$$V_{mp}^{min} = 105,2 + (75 - 25)(-0,56) = 77,2\text{ V} \quad (3.14)$$

$$V_{mp}^{max} = 105,2 + (10 - 25)(-0,56) = 113,6\text{ V} \quad (3.15)$$

$$V_{CA}^{min} = 131,6 + (75 - 25)(-0,492) = 107\text{ V} \quad (3.16)$$

$$V_{CA}^{max} = 105,2 + (10 - 25)(-0,492) = 139\text{ V} \quad (3.17)$$

É então possível definir os valores limites da tensão de saída do arranjo fotovoltaico:

$$V_{pv}^{min} = 77,2\text{ V} \quad (3.18)$$

$$V_{pv}^{max} = 139\text{ V} \quad (3.19)$$

Logo, dimensiona-se o conversor elevador de tensão de acordo com os requisitos de projetos apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Especificações para dimensionamento do conversor *boost*

Tensão de entrada máxima	139 V
Tensão nominal de entrada	105,2 V
Corrente máxima de entrada	16,42 A
Corrente nominal de entrada	15,22 A
Potência nominal de entrada	1.6 kW
Tensão de saída	180 V
Máxima ondulação da tensão de saída	2%
Máxima ondulação da corrente de saída	5%
Frequência de comutação	20 kHz

Fonte: produção da própria autora.

A razão cíclica do conversor é dada por:

$$D_{boost} = \frac{V_o - V_i}{V_o} \quad (3.20)$$

$$D_{boost} = \frac{180 - 105,2}{180} = 0,41556 \quad (3.21)$$

Sabe-se que:

$$R_{carga} = \frac{V_o^2}{P_o} \quad (3.22)$$

$$R_{carga} = \frac{180^2}{1600} = 20,25 \Omega \quad (3.23)$$

3.4.1 Dimensionamento do Indutor

A corrente no indutor do conversor é encontrada por:

$$I_L = \frac{I_o}{1 - D_{boost}} \quad (3.24)$$

Onde:

$$I_o = \frac{P_o}{V_o} \quad (3.25)$$

$$I_o = \frac{1600}{180} = 8,889 A \quad (3.26)$$

$$I_L = \frac{8,899}{1 - 0,416} = 15,22 A \quad (3.27)$$

Fixando o percentual de ondulação pico a pico da corrente no indutor em 5% obtém-se:

$$\Delta I_L = 0,761 A \quad (3.28)$$

Logo, o valor mínimo do indutor para que o conversor funcione no modo de condução contínua (CCM) é calculado a partir de (3.29):

$$L_{min} = \frac{V_i \cdot D_{boost}}{f_{boost} \cdot \Delta I_L} \quad (3.29)$$

$$L_{min} = \frac{105,2 * 0,416}{20000 * 0,761} = 2,875 mH \quad (3.30)$$

Porém, objetivando a garantia que o conversor trabalhe no CCM, onde a corrente no indutor não atinge o zero, deve-se aumentar o valor calculado. Logo, o indutor a ser utilizado é $L_{boost} = 4 mH$.

3.4.2 Dimensionamento do Capacitor

Fixando o percentual de ondulação pico a pico da tensão no indutor em 2% obtém-se:

$$\Delta V_C = 3,6 V \quad (3.31)$$

Logo o valor mínimo do capacitor é calculado a partir de (3.32):

$$C_{min} = \frac{I_o \cdot D_{boost}}{f_{boost} \cdot \Delta V_C} \quad (3.32)$$

$$C_{min} = \frac{8,889 \cdot 0,416}{20000 \cdot 3,6} = 51,36 \mu F \quad (3.33)$$

O capacitor a ser utilizado é $C_{boost} = 470 \mu F$.

3.4.3 Dimensionamento do Interruptor e do Diodo

A escolha do interruptor e do diodo está relacionada aos esforços de tensão e de corrente nestes componentes. Com base nos valores calculados para o conversor *boost* nos itens anteriores, foi realizada uma simulação computacional no software *PSCAD* na qual obteve-se as medidas de corrente e tensão nestes semicondutores conforme Tabelas 10 e 11.

Tabela 10 - Esforços de tensão e de corrente no interruptor.

Corrente média	5,92 A
Corrente eficaz	9,18 A
Tensão máxima	180 V

Fonte: produção da própria autora

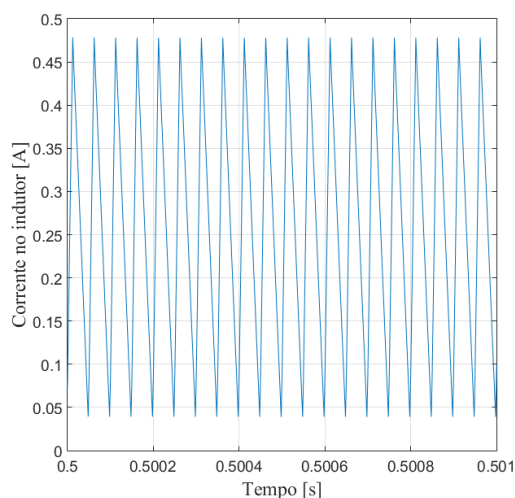
Tabela 11 - Esforços de tensão e de corrente no diodo.

Corrente média	8,58 A
Corrente eficaz	11,66 A
Tensão máxima	180 V

Fonte: produção da própria autora

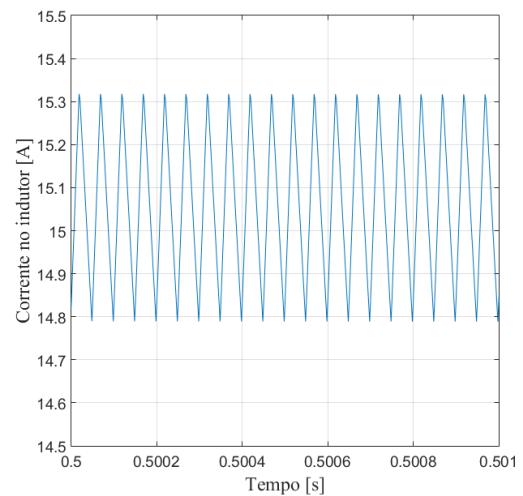
As Figuras 33 e 34 apresentam resultados de simulação em malha aberta do conversor para valores mínimos e máximos de carga, respectivamente. Pode-se observar que a corrente no indutor não se anula, portanto, o conversor sempre opera em condução contínua.

Figura 33 - Corrente no indutor para $R = 1000 \Omega$.



Fonte: produção da própria autora

Figura 34 - Corrente no indutor para $R = 20.25 \Omega$.



Fonte: produção da própria autora

3.4.4 Estratégia de Controle do Conversor CC-CC *boost* aplicado à Regulação do Barramento CC

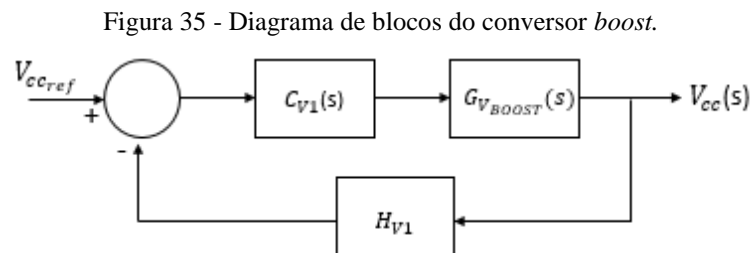
O modelo de pequenos sinais que relaciona a tensão de saída com a razão cíclica de operação é apresentado em (3.34). Maiores detalhes podem ser encontrados no Apêndice B.

$$G_{V_{BOOST}}(s) = \frac{V_{cc}(s)}{d(s)} = \frac{-sLV_{cc} + V_{cc}R(1-D)^2}{s^2RLC(1-D) + sL(1-D) + R(1-D)^3} \quad (3.34)$$

Onde R é a carga conectada na saída do conversor de modo a extrair a máxima potência do arranjo fotovoltaico. O PSCAD utiliza os valores de tensão e de corrente na ordem de kV e kA, portanto, para que o dimensionamento dos controladores esteja em conformidade com o *software*, os dados serão usados da mesma maneira. Considerando $V_{cc} = 0.180kV$, $D = 0.41556$, $L = 4mH$ e $C = 4,33 mF$, que corresponde a capacitância calculada para o barramento CC na seção 5.1.1. Considerando um sensor de tensão com ganho $H_{V1} = \frac{2,5}{0,180}$ e (3.34), tem-se (3.35) que representa a função de transferência de laço aberto não compensada.

$$FTLA_{NCV_{BOOST}}(s) = G_{V_{BOOST}}(s) \cdot H_{V1} = \frac{-0,01s + 17,08}{0,0002025s^2 + 0,002338s + 3,993} \quad (3.35)$$

A Figura 35 apresenta o diagrama de blocos do conversor *boost*.



Fonte: produção da própria autora

Com a função de transferência $FTLA_{NCV_{BOOST}}(s)$ em malha aberta do conversor, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia do controlador PI. Os critérios adotados são: frequência de corte ω_c de 10 rad/s e margem de fase (MF) de 60° (COELHO, 2013; ROSEMBACK, 2004; HERINGER, 2016). O ganho do controlador é descrito por (3.36) e (3.37) e o diagrama de Bode de $FTLA_{NCV_{BOOST}}(s)$ é apresentado na Figura 36:

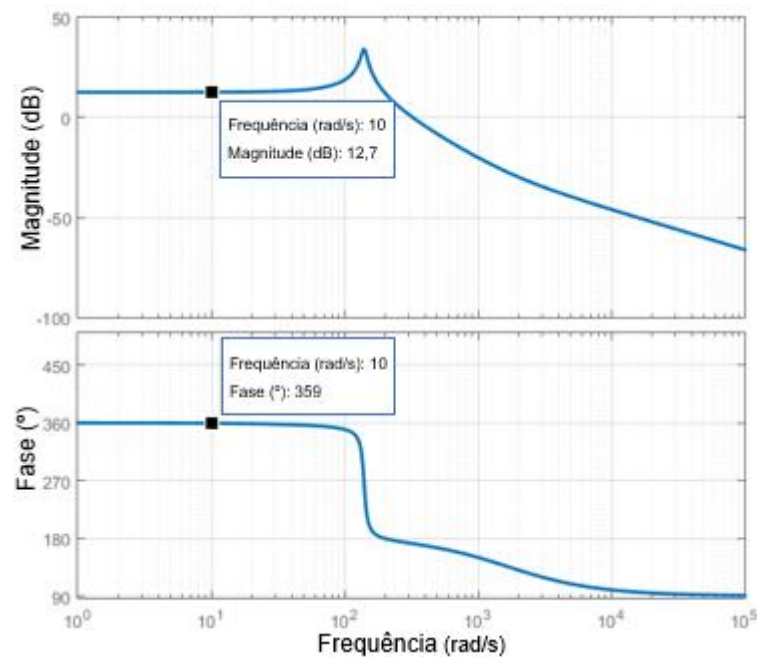
$$C_{V1}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (3.36)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (3.37)$$

Sendo:

- K_p : Ganho proporcional;
- K_i : Ganho proporcional;
- ω_z : Frequência de corte do controlador (rad/s).

Figura 36 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{VBOOST}(s)$ em malha aberta



Fonte: produção da própria autora

O avanço de fase necessário é dado por (3.38), e substituindo os valores de projeto, fornece (3.39).

$$\theta = MF - \angle T_{vd}(j\omega_c) - 90 \quad (3.38)$$

$$\theta = 60 - 1 - 90 = -31^\circ \quad (3.39)$$

Dessa forma a contribuição do controlador deverá ser de 29° para a frequência de corte de 10 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 10$ rad/s a magnitude do ganho é de 12,7 dB, o controlador deve prover uma atenuação de -12,7 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\text{boost})} = \frac{10}{\tan(31)} = 16,643 \text{ rad/s} \quad (3.40)$$

De tal modo, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$C_{V1}(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (3.41)$$

$$-12,7 = 20 \log \left| \frac{K_p(j10 + 16,643)}{j10} \right| \quad (3.42)$$

$$K_p = 0,1194 \quad (3.43)$$

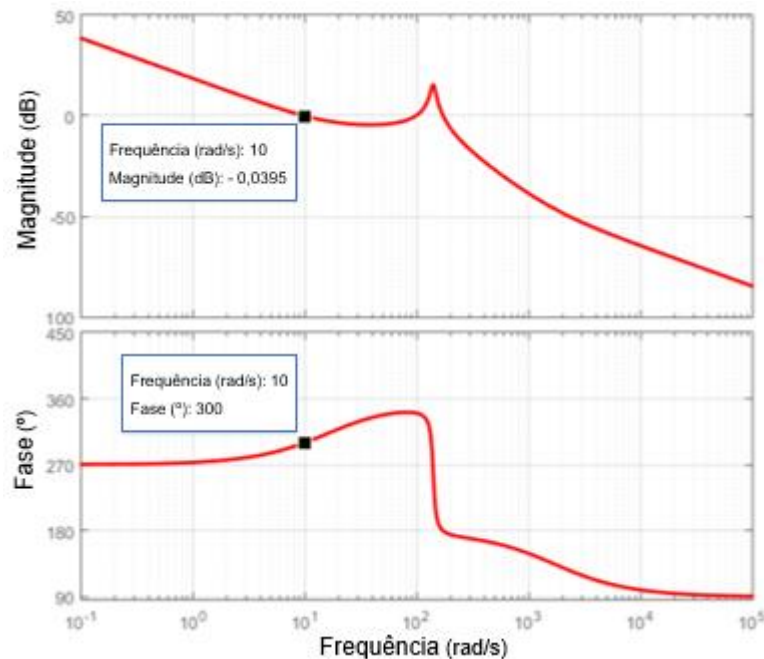
$$\omega_z = 16,643 \text{ rad/s} \quad (3.44)$$

$$C_{V1}(s) = 0,1194 + \frac{1,98642}{s} \quad (3.45)$$

A Figura 37 apresenta o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLA_{CVBOOST}(s)$ conforme (3.46).

$$FTLA_{CVBOOST}(s) = C_{V1}(s) \cdot G_{VBOOST}(s) \cdot H_{V1} \quad (3.46)$$

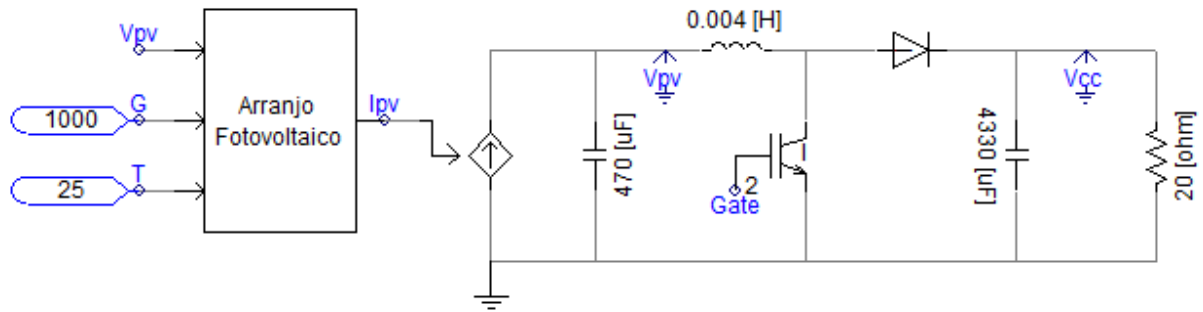
Figura 37 - Diagrama de Bode para $FTLA_{CVBOOST}(s)$ em malha aberta



Fonte: produção da própria autora

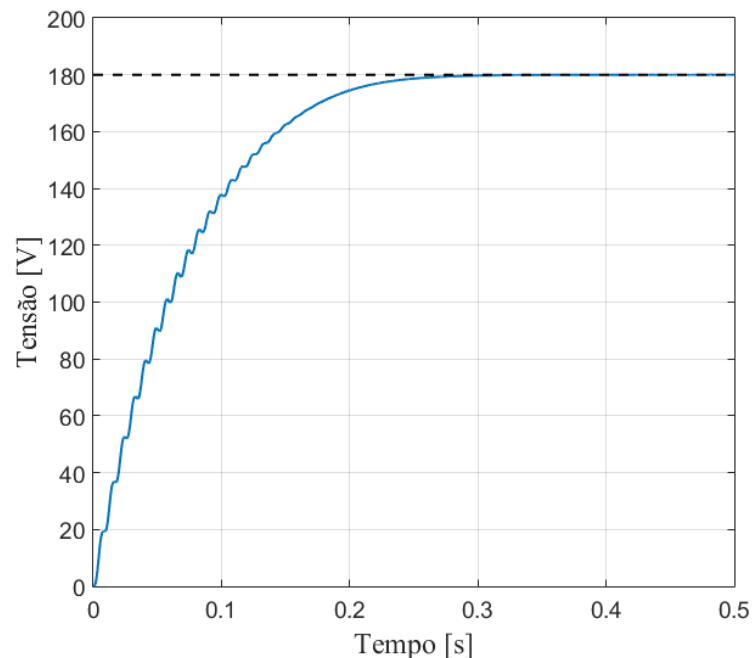
Com a finalidade de comprovar o projeto do conversor, o mesmo foi simulado no PSCAD versão 4.5, conforme a Figura 38. Observa-se a partir da Figura 39 que a tensão de entrada do conversor foi elevada para 180 V, de acordo com a especificidade do projeto.

Figura 38 - Conversor *boost* simulado no *PSCAD* atuando como regulador de tensão.



Fonte: produção da própria autora

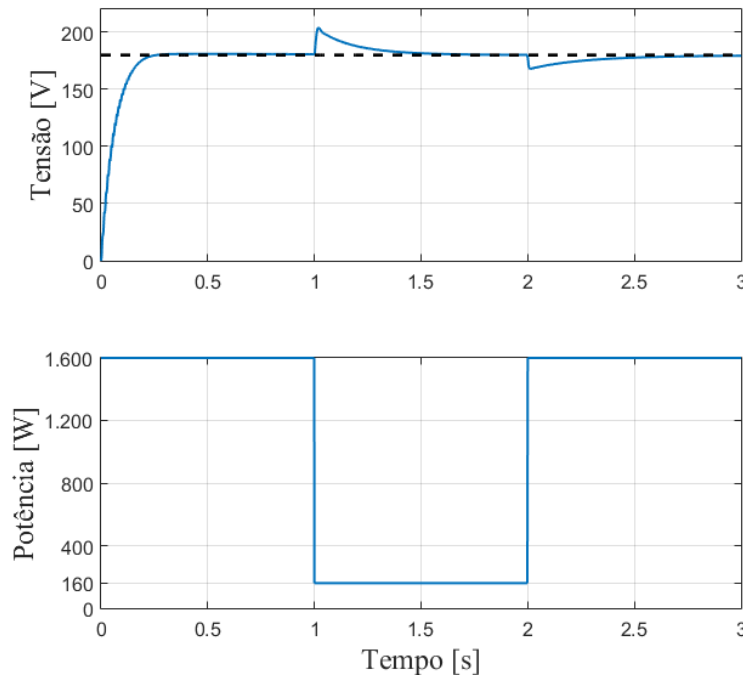
Figura 39 - Resposta do conversor *boost* regulando a tensão de saída *Vcc*.



Fonte: produção da própria autora

A Figura 40 apresenta a tensão no barramento CC a partir de degraus abruptos de carga. Quando a carga é reduzida à 10% da potência máxima fornecida pelo sistema, ou seja, com a redução de 1600W para 160W, a tensão atinge o valor máximo de 204 V e leva 0,5 segundos para se estabelecer novamente em 180 V. Quando a carga é elevada ao valor inicial, ou seja, quando ela sofre um degrau de 160 W à 1600 W, a tensão atinge o valor mínimo de 167,8 V e também leva 0,5 segundos para se reestabelecer.

Figura 40 - Resultados de simulação com degraus de carga para validação do controle do conversor *boost*.



Fonte: produção da própria autora

3.4.5 Estratégia de Controle do Conversor CC-CC *Boost* aplicado ao Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Nesta dissertação será implementado uma técnica de rastreamento de máxima potência para sistemas fotovoltaicos adotada em (COELHO,2013). Esta técnica, denominada pelo autor de MPPT TEMP, está vinculada diretamente à (3.47):

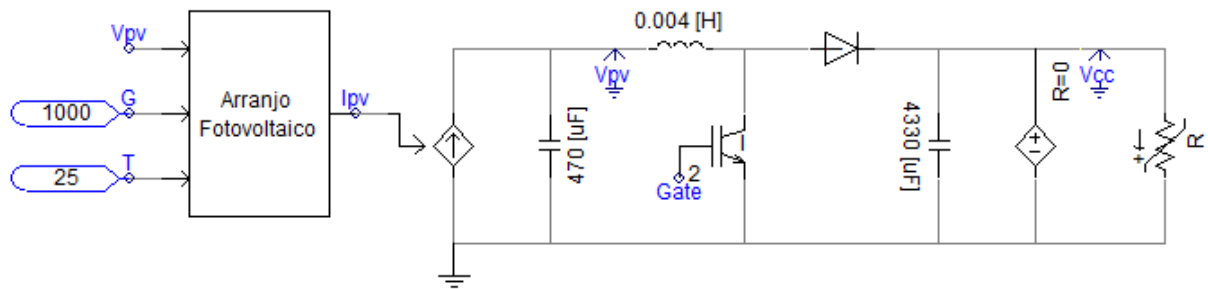
$$V_{mp}(T) = V_{mp}^{STC} + (T - T^{STC})\mu_{Vmp} \quad (3.47)$$

Nota-se que a tensão de máxima potência $V_{mp}(T)$ se estabelece apenas em função da temperatura na superfície do arranjo fotovoltaico, visto que as outras grandezas são constantes e fornecidas pelo fabricante. É possível calcular a razão cíclica que garantirá a operação do arranjo fotovoltaico no MPP. Para o conversor *boost*, tem-se (3.48) a partir de (3.20):

$$D = 1 - \frac{V_{mp}^{STC} + (T - T^{STC})\mu_{Vmp}}{V_o} \quad (3.48)$$

Quando o conversor *boost* atua como rastreador do ponto de máxima potência, a tensão do barramento CC é regulada a partir de outro conversor da microrrede. Portanto, foi inserida uma fonte de tensão em paralelo com a carga para representar tal situação. O circuito do conversor *boost* atuando como MPPT é apresentado na Figura 41.

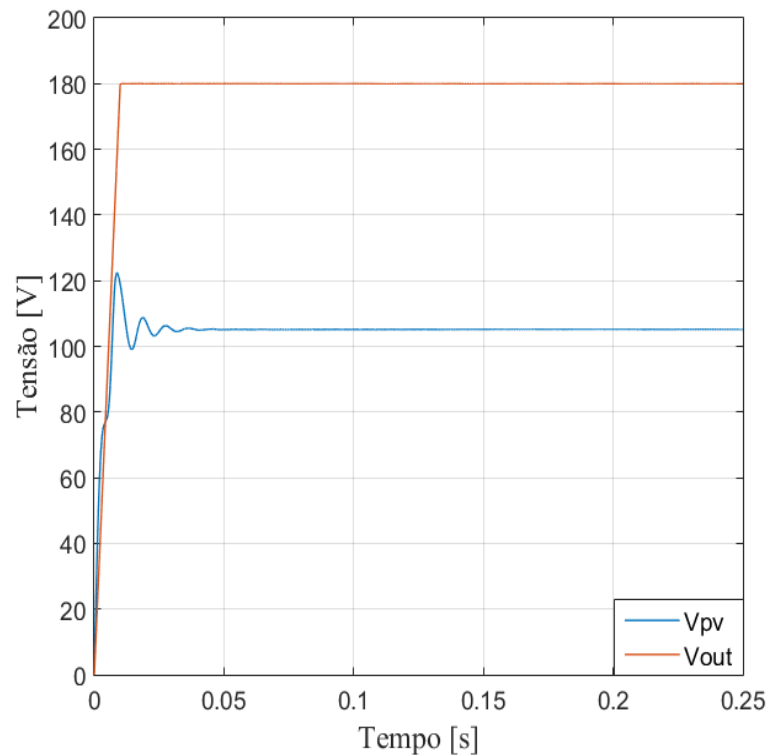
Figura 41 - Conversor *Boost* simulado no *PSCAD* atuando como *MPPT*.



Fonte: produção da própria autora.

O algoritmo implementado pode ser encontrado no Apêndice C. A Figura 42 apresenta as respostas de tensão a partir do MPPT correspondentes ao STC. A tensão de saída do painel (V_{pv}) em regime permanente se estabilizou em 105,2 V, que corresponde a tensão de máxima potência do sistema para as condições nominais.

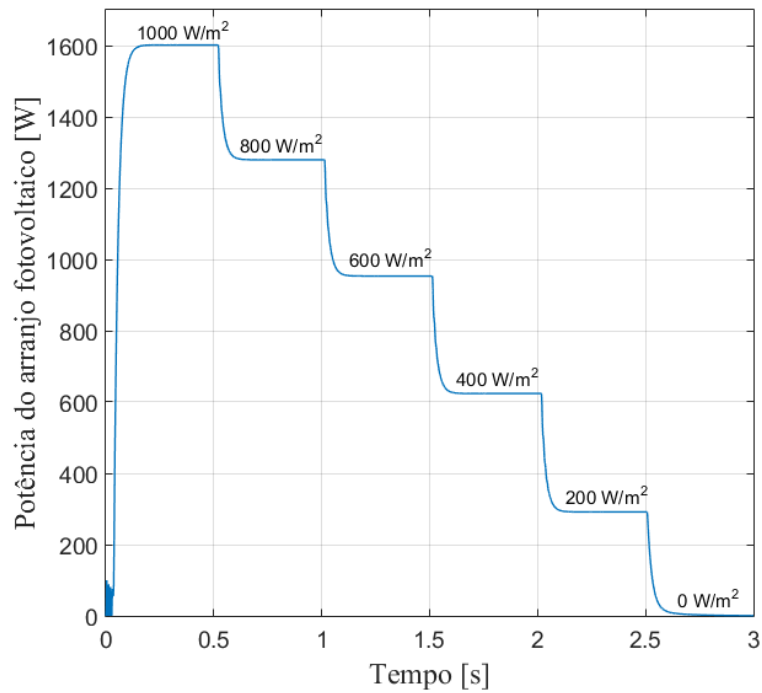
Figura 42 - Resposta das tensões de entrada e saída do conversor a partir do MPPT.



Fonte: produção da própria autora.

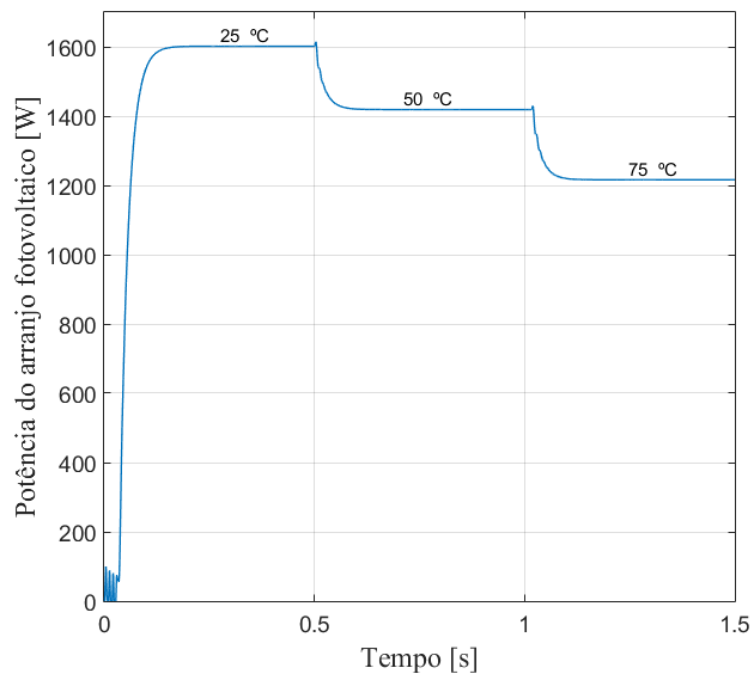
As Figuras 43 e 44 apresentam os resultados de potência máxima fornecida pelo sistema fotovoltaico a partir das variações de irradiância e temperatura, respectivamente.

Figura 43 - Resultados de simulação para validação do MPPT a partir da variação da irradiância.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 44 - Resultados de simulação para validação do MPPT a partir da variação da temperatura.



Fonte: produção da própria autora.

A partir dos resultados apresentados, pode-se concluir que no modo de rastreamento de máxima potência, o conversor foi controlado de maneira a extrair a máxima potência disponível do arranjo, apresentando boas respostas.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram expostas a modelagem e o controle do estágio de energia gerado pelo arranjo fotovoltaico. Dois tipos de implementação de controle foram apresentados: um para o funcionamento no modo MPPT e outro para o modo regulação da tensão do barramento CC.

No modo regulação de tensão, percebeu-se que a estratégia de controle conseguiu impor a tensão nominal requerida pelo barramento, extraindo do arranjo apenas a potência necessária para mantê-lo regulado. Já no modo rastreamento de máxima potência é realizada análises dos efeitos de irradiação e temperatura de forma a verificar a estratégia de controle adotada extraindo a máxima potência para cada condição.

No próximo capítulo apresentar-se-á a modelagem do controlador de carga utilizado entre o barramento CC e o banco de baterias.

Capítulo 4: Modelagem do Controlador de Carga de Baterias Baseado no Conversor CC-CC Bidirecional Reversível em Corrente

Neste capítulo são apresentados o banco de baterias utilizado para o armazenamento de energia elétrica e o circuito principal do conversor CC-CC bidirecional reversível em corrente utilizado como controlador de carga. O controlador de carga refere-se ao equipamento destinado ao monitoramento dos processos de carga e descarga de tal forma que sejam respeitadas as especificações de uso da bateria, preservando sua vida útil. O controlador de carga da bateria deverá receber informações regulares do sistema para que possa gerenciar o fluxo de energia que entra e sai do banco de baterias. É apresentado também o modelo matemático linearizado para cada etapa de operação e as metodologias de projeto empregadas para obtenção dos controladores.

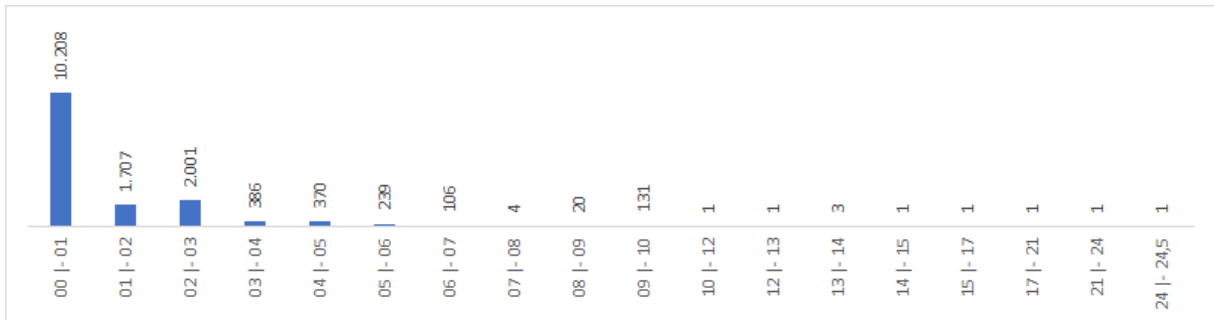
4.1 Caracterização e Dimensionamento do Banco de Baterias

Existem diversas topologias de sistemas de geração baseados em painéis fotovoltaicos, e estes são projetados de acordo com os recursos disponíveis e as características de cada aplicação. Para tornar o sistema fotovoltaico ainda mais confiável, a consideração de que a interrupção no fornecimento de energia pode ocorrer em um sistema conectado à rede é de extrema importância. Dessa maneira, para aumentar a confiabilidade, o sistema utiliza um banco de baterias de forma a suprir energia à carga na falta da rede da concessionária. Caso haja uma falta de energia, o sistema fotovoltaico é isolado da rede elétrica e a carga será alimentada pelo banco de baterias por um determinado número de horas.

Para garantir um adequado dimensionamento do banco de baterias, deve-se levar em consideração o perfil de consumo e a confiabilidade requerida para o sistema. A confiabilidade está diretamente relacionada à autonomia do banco de baterias, visto que esta deverá manter a alimentação da carga enquanto o sistema estiver desconectado da rede.

De forma a determinar a autonomia do sistema, foram utilizados dados de interrupções disponibilizados pela concessionária de energia local. O gráfico apresentado na Figura 45 apresenta os dados de interrupções ocorridas de janeiro/2017 à agosto/2017.

Figura 45 - Interrupções no período de jan. à ago. de 2017 – Conjunto Goiabeiras-Vitória/ES



Fonte: produção da própria autora.

Nota-se, a partir da Figura 45, que a maioria das interrupções duram de zero à uma hora, contabilizando, neste intervalo o total de 10208 interrupções. As interrupções com durações mais longas ocorreram com frequência muito menores em relação as interrupções com durações menores.

Objetivando maior confiabilidade, o dimensionamento será realizado com base na maior duração de interrupção ocorrida, nesse caso, para 24,5 horas. A autonomia do sistema é dada em dias, portanto, $Autonomia = \frac{24,5}{24} = 1,021 \text{ dias}$.

O consumo diário de corrente da carga é dado por (4.1).

$$I_{diário} = \frac{\text{Consumo Total diário}}{V_{bat}} = \frac{5602}{48} = 116,7083 \text{ A/dia} \quad (4.1)$$

Onde o consumo total diário é obtido da Tabela 2, Capítulo 2, e V_{bat} é a tensão nominal da bateria e foi definida para que o conversor opere na região aproximadamente linear da curva de transferência estática (COELHO,2013).

A capacidade total do banco de baterias em Ah é dado por (4.2). A autonomia, em dias, corresponde ao período obtido que garanta a confiabilidade do sistema, e P_{da} é a profundidade da descarga no final da autonomia, em pu. Para bateria estacionária considerar $P_{da} = 0,6$ (SILVA, 2014).

$$Capacidade_{bateria} = \frac{I_{diário} * Autonomia}{P_{da}} = \frac{116,7083 * 1,021}{0,6} = 198,57 \text{ Ah} \quad (4.2)$$

Portanto, o sistema de armazenamento de energia utilizado será um banco de baterias de 48V composto de quatro baterias estacionárias de chumbo-ácido de 12V ligadas em série com capacidade total de 200 Ah.

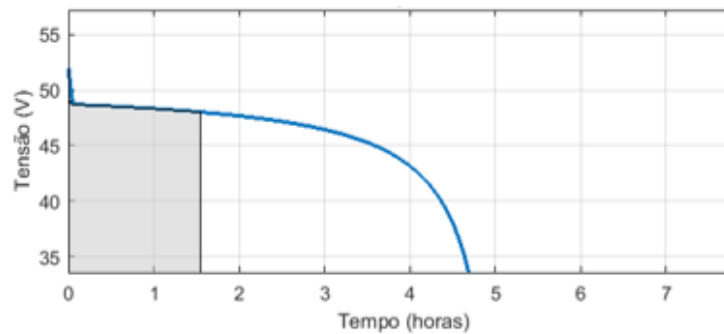
Os valores dos parâmetros do banco de baterias são exibidos na Tabela 12 e foram obtidos a partir da metodologia apresentada em (BASONI, 2017). Esta metodologia utiliza o modelo de bateria do *Simulink MATLAB*, onde é possível obter os valores dos parâmetros necessários de maneira simples, utilizando como entradas o tipo de bateria, a tensão nominal da bateria, a capacidade nominal e a condição inicial de carga da bateria. Curvas típicas de descarga traçadas pelo *Simulink* podem ser visualizadas na Figura 46.

Tabela 12 - Parâmetros do banco de baterias.

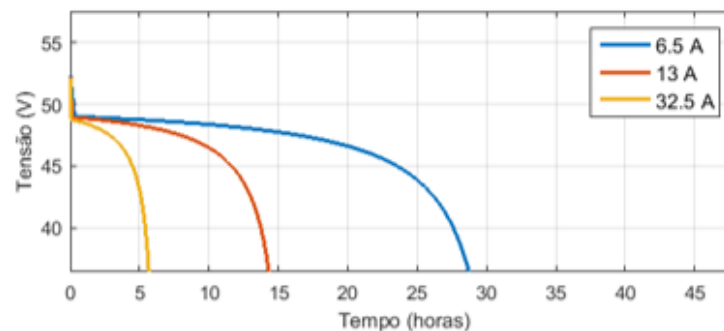
Tensão nominal (V_{bb})	48 V
Capacidade nominal	200 Ah
Condição inicial de carga	100%
Capacidade máxima	208,33 Ah
Tensão correspondente ao estado de carga máxima	52,2632 V
Corrente de carga	20 A
Resistência interna (R_b)	0,0024 Ω

Fonte: *Software MATLAB, Simulink.*

Figura 46 – (a) Curva típica de descarga da bateria projetada com corrente de descarga de 40 A, (b) Curva típica de descarga da bateria projetada para diferentes valores de corrente de descarga.



(a)



(b)

Fonte: *Software MATLAB, Simulink.*

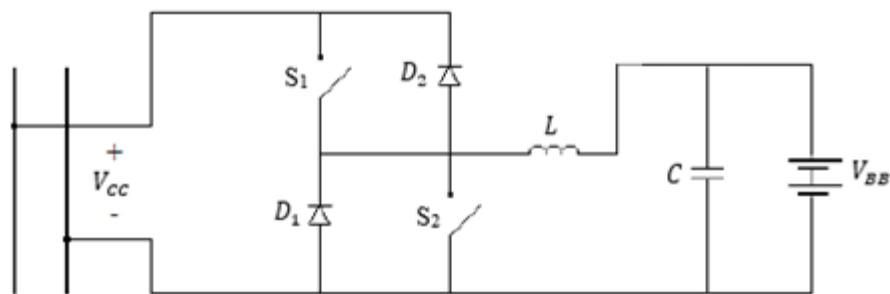
A área destacada na Figura 46 (a) representa a carga que pode ser extraída da bateria até a tensão chegar em seu valor nominal de 48 V. Já a Figura 46 (b) apresenta a curva típica de descarga para diferentes valores de corrente.

4.2 Conversor CC-CC Bidirecional Reversível em Corrente

Neste item é apresentado o controle para o conversor bidirecional reversível em corrente operando como controlador de carga da bateria. Este atuará como interface entre o barramento CC e o banco de baterias.

O conversor CC-CC bidirecional possui dois modos distintos de operação, definidos pelo sentido da corrente. No sistema proposto, o nível de tensão no barramento CC é maior que o nível de tensão do banco de baterias, portanto, quando se desejar efetuar o fluxo de potência no sentido barramento CC para as baterias, o conversor atua como um conversor abaixador de tensão. Caso contrário, este opera como um conversor elevador de tensão. Na Figura 47 apresenta-se a topologia do conversor CC-CC bidirecional reversível em corrente utilizado no trabalho.

Figura 47 - Topologia do conversor bidirecional reversível em corrente



Fonte: Rosembach, 2004. Modificado pela autora.

Nota-se que, para que o conversor opere como um *Buck*, basta fazer com que o sinal da chave S2 seja zero, para que o conversor opere como um *Boost*, basta zerar o sinal da chave S1.

4.2.1 Dimensionamento dos elementos de potência do conversor CC-CC bidirecional aplicado à carga do banco de baterias

O conversor CC-CC bidirecional em corrente é dimensionado de acordo com os requisitos de projetos apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Especificações para dimensionamento do conversor operando no modo de regeneração de energia

Tensão de entrada	180 V
Potência nominal de entrada	1,6 kW
Tensão de saída	48 V
Máxima ondulação da tensão de saída	2%
Máxima ondulação da corrente de saída	5%
Frequência de comutação	20 kHz

Fonte: produção da própria autora.

O valor do indutor L no limite dos modos de condução MCC e MDC pode ser obtido por (4.3) (ROSEMBACK, 2004).

$$L = \frac{T_s \cdot (V_{BB})^2 \cdot (V_{CC} - V_{BB})}{2 \cdot P_o \cdot V_{CC}} \quad (4.3)$$

Onde T_s é o período de chaveamento, V_{CC} é a tensão no barramento CC, V_{BB} é a tensão do banco de baterias e P_o é a potência do conversor. O indutor L será dimensionado para que o conversor opere no modo de condução contínua até uma potência mínima igual a 1% da potência nominal. Portanto, substituindo os valores da Tabela 10 em (4.3), obtém-se (4.4).

$$L = \frac{50 \cdot 10^{-6} \cdot (48)^2 \cdot (180 - 48)}{2 \cdot 0,01 \cdot 1600 \cdot 180} = 2,64 \text{ mH} \quad (4.4)$$

Para que o conversor opere no modo de condução contínua deve-se adotar um valor de indutância maior que o calculado por (4.4). Logo, o indutor a ser utilizado é $L = 4 \text{ mH}$.

Para a etapa *buck*, é dimensionado um capacitor em paralelo com o banco de baterias. Fixando o percentual de ondulação pico a pico da tensão no capacitor em 2% obtém-se:

$$\Delta V_C = 0,96 \text{ V} \quad (4.5)$$

Logo o valor mínimo do capacitor é calculado a partir de (4.6):

$$C_{min} = \frac{\Delta I_{L_{buck}}}{8 \cdot f_{buck} \cdot \Delta V_C} \quad (4.6)$$

A corrente no indutor $I_{L_{buck}}$ é dado por:

$$I_{L_{buck}} = \frac{P_{obuck}}{V_{obuck}} = 33,33 \text{ A} \quad (4.7)$$

Fixando o percentual de ondulação pico a pico da corrente no indutor em 5% obtém-se

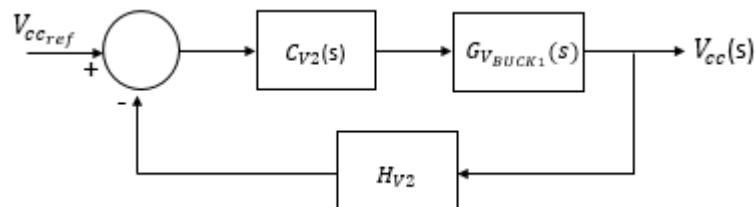
$$C_{min} = \frac{1,667}{8 \cdot 20000 \cdot 0,96} = 10,85 \text{ uF} \quad (4.8)$$

O capacitor a ser utilizado é $C_{buck} = 150 \text{ uF}$.

4.2.2 Estratégia de controle do conversor CC-CC bidirecional aplicado à carga do banco de baterias

A tensão V_{cc} deve ser mantida dentro de uma faixa especificada. Assim, caso o conversor *boost* do Capítulo 2 esteja atuando como MPPT, os painéis estiverem produzindo mais energia do que o requerido pelas cargas e o sistema estiver operando no modo isolado, o controle é realizado conforme o digrama de blocos mostrado na Figura 48. A estratégia consiste em tornar nulo o erro entre o valor de tensão desejada no barramento CC ($V_{cc_{ref}}$) e a tensão real que se registra no referido barramento (V_{cc}). O erro é a entrada de um compensador PI, cuja saída é o valor da razão cíclica que atuará no conversor que neste momento estará operando no modo *Buck*.

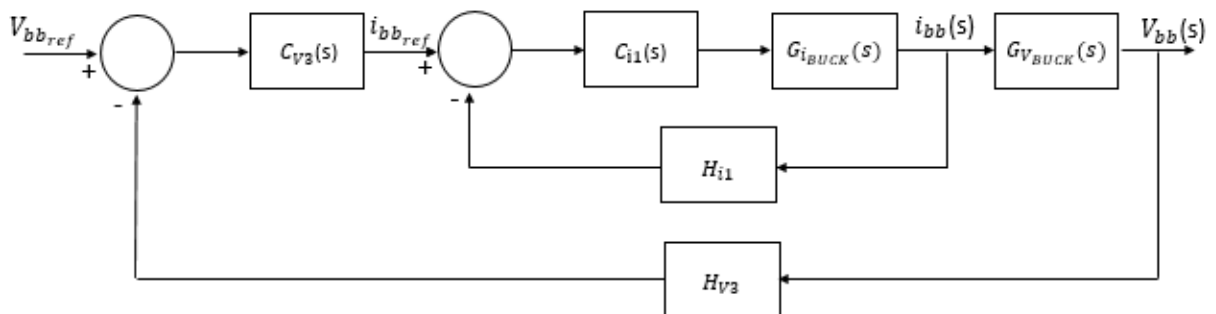
Figura 48 - Malha de controle do conversor CC-CC reversível operando no modo *Buck*: Modo Carga 1.



Fonte: produção da própria autora.

Porém, com o sistema operando no modo conectado à rede, o inversor controlará a tensão do barramento CC. Dessa forma, a estratégia de controle do conversor no modo *buck* é alterada para a apresentada na Figura 49.

Figura 49 - Malha de controle do conversor CC-CC reversível operando no modo *Buck*: Modo Carga 2



Fonte: produção da própria autora.

De acordo com a Figura 49, projeta-se um controle em cascata de duas malhas, uma malha interna de controle rápido de corrente e uma malha externa de controle lento de tensão. A estratégia apresentada parte da geração do sinal de erro entre o valor de tensão desejado no banco de baterias ($V_{bb_{ref}}$) e a tensão que se registra no referido banco de baterias (V_{bb}).

Posteriormente, esse sinal de erro entra no compensador de tensão, obtendo-se em sua saída o valor de referência da corrente de carga do banco de baterias. Um novo sinal de erro entre a saída do compensador de tensão e a leitura de corrente fornecido pelo sensor de corrente será a entrada do compensador de corrente que ajustará a corrente de carga da bateria, impondo uma dinâmica pré-determinada.

O modelo de pequenos sinais da planta de corrente (função de transferência entre corrente no indutor e razão cíclica) é apresentado em (4.9). A determinação do modelo encontra-se no Apêndice D.

$$G_{iBUCK}(s) = \frac{i_L(s)}{d(s)} = \frac{V_{CC}}{R_b} \cdot \frac{(sCR_b + 1)}{s^2CL + s\frac{L}{R_b} + 1} \quad (4.9)$$

Considerando $V_{CC} = 0,180kV$, $C_{buck} = 150 \mu F$, $R_b = 0,0024 \Omega$, $L = 4 mH$ e um sensor de corrente com ganho $H_{i1}(s) = \frac{2,5}{0,02}$ e substituindo os valores em (4.9), tem-se (4.10).

$$FTLA_{NCiBUCK}(s) = H_{i1}(s) \cdot G_{iBUCK}(s) = \frac{0,003375s + 9375}{0,0000006s^2 + 1,667s + 1} \quad (4.10)$$

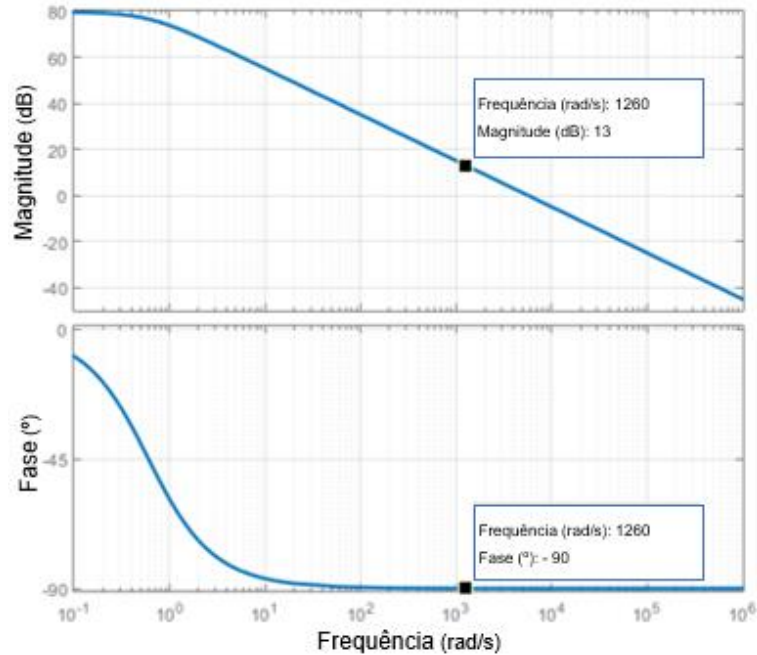
Com a função de transferência $FTLA_{NCiBUCK}(s)$ em malha aberta, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia do controlador PI. Os critérios adotados são: margem de fase (MF) de 60° e frequência de corte ω_c de 1260 rad/s. O ganho do compensador é descrito por (4.11) e (4.12) e o diagrama de Bode de $FTLA_{NCiBUCK}(s)$ é apresentado na Figura 50:

$$C_{i1}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (4.11)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (4.12)$$

Sendo:

- K_p : Ganho proporcional;
- K_i : Ganho integral;
- ω_z : Frequência de corte do compensador (rad/s).

Figura 50 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{iBUCK}(s)$ em malha aberta

Fonte: produção da própria autora

O avanço de fase necessário é dado por (4.13), e substituindo os valores de projeto, fornece (4.14).

$$\theta = MF - \angle T_{vd}(j\omega c) - 90^\circ \quad (4.13)$$

$$\theta = 60^\circ - (-90^\circ) - 90^\circ = 60^\circ \quad (4.14)$$

Dessa forma a contribuição do compensador deverá ser de 60° para a frequência de corte de 1260 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 1260$ rad/s a magnitude do ganho é de 13 dB, o compensador deve prover uma atenuação de -13 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\theta)} = \frac{1260}{\tan(60)} = 727,4613 \text{ rad/s} \quad (4.15)$$

De tal modo, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$G_{cid}(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (4.16)$$

$$-13 = 20 \log \left| \frac{K_p(j1260 + 727,4613)}{j1260} \right| \quad (4.17)$$

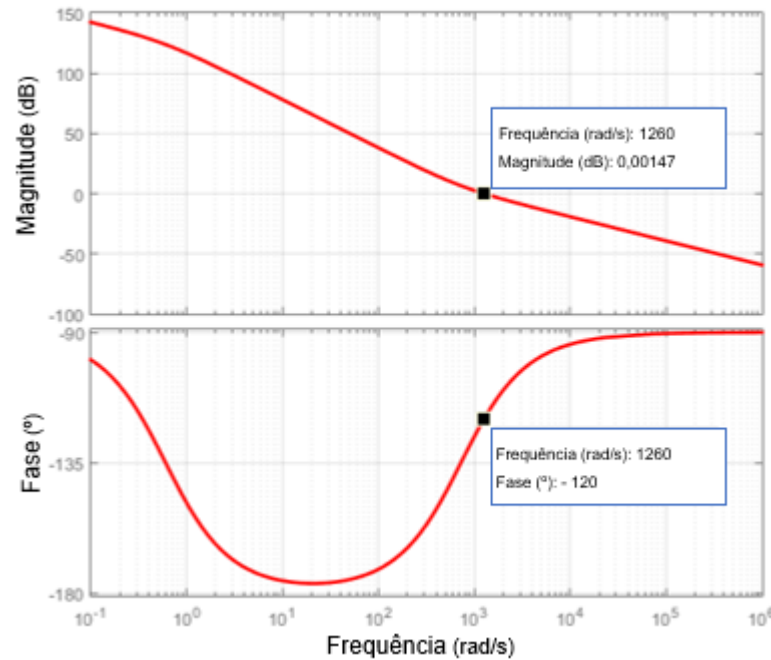
$$K_p = 0,1939 \quad (4.18)$$

$$C_{i1}(s) = 0,1939 + \frac{141,03}{s} \quad (4.19)$$

A Figura 51 apresenta o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLA_{C_{iBUCK}}(s)$ conforme (4.20).

$$FTLA_{C_{iBUCK}}(s) = C_{i1}(s) \cdot G_{iBUCK}(s) \cdot H_{i1} \quad (4.20)$$

Figura 51 - Diagrama de Bode para $FTLA_{C_{iBUCK}}(s)$ em malha aberta



Fonte: produção da própria autora

O modelo de pequenos sinais que relaciona a tensão na bateria com a corrente no indutor é apresentado em (4.21).

$$G_{VBUCK}(s) = \frac{v_{BB}(s)}{i_L(s)} = \frac{1}{sC + \frac{1}{R_b}} \quad (4.21)$$

Substituindo os valores em (4.21), tem-se (4.22):

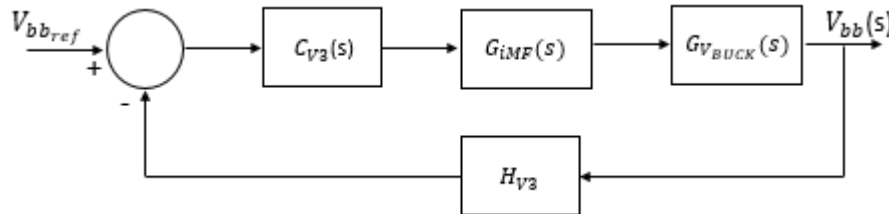
$$G_{VBUCK}(s) = \frac{1}{(0,00015s + 416,667)} \quad (4.22)$$

Visando facilitar o processo de determinação de $G_{V3}(s)$, a malha de corrente pode ser reduzida a um bloco equivalente, cuja função de transferência de malha fechada é descrita por (4.23).

$$G_{iMF}(s) = \frac{G_{iBUCK}(s) \cdot C_{i1}(s)}{1 + G_{iBUCK}(s) \cdot C_{i1}(s) \cdot H_{i1}} \quad (4.23)$$

Na Figura 52 é apresentada a malha de controle de tensão para o conversor operando no modo *buck*, composta pela função de transferência do compensador de tensão $C_{V3}(s)$, a função de transferência da tensão na bateria em relação à corrente do indutor $G_{VBUCK}(s)$, a função que representa o laço interno de corrente em malha fechada $G_{iMF}(s)$ e sensor de tensão H_{C1} .

Figura 52 - Diagrama de blocos da malha de controle de tensão para o conversor operando no modo *buck*.



Fonte: produção da própria autora

Logicamente, devido às malhas de tensão (malha lenta) e de corrente (malha rápida) terem sido projetadas para serem desacopladas, a influência dinâmica da malha de corrente sobre a tensão de saída pode ser negligenciada. Assim, na dinâmica da malha de tensão, a malha de corrente é somente um ganho dado por (4.24).

$$G_{iMF}(s \rightarrow 0) = \frac{1}{H_{i1}} \quad (4.24)$$

A função de transferência que relaciona a tensão de saída $V_{bb}(s)$ com a corrente se obtém multiplicando $G_{iMF}(s)$ com $G_{VBUCK}(s)$ e com o sensor de tensão com ganho $H_{V3} = \frac{2,5}{0,048}$ no domínio da frequência. Logo, obtém-se (4.25).

$$FTLA_{NCVBUCK}(s) = G_{iMF}(s \rightarrow 0) \cdot G_{VBUCK}(s) \cdot H_{V3} = \frac{G_{VBUCK}(s) \cdot H_{V3}}{H_{i1}} \quad (4.25)$$

Substituindo (4.22) em (4.25) obtém-se a função de transferência $FTLA_{NCVBUCK}(s)$, que é apresentada em (4.26).

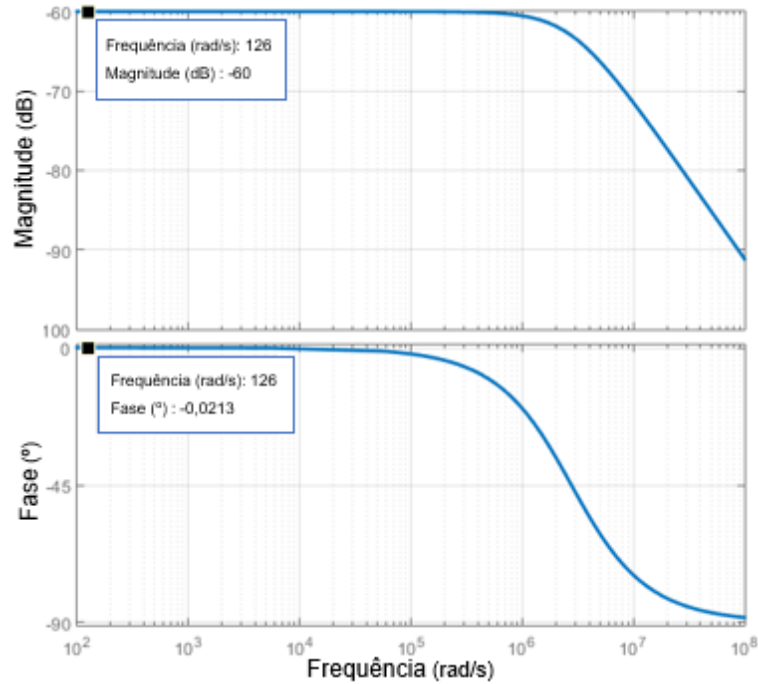
$$FTLA_{NCVBUCK}(s) = \frac{52,08 \text{ s}}{0,01875 \text{ s} + 52080} \quad (4.26)$$

Com a função de transferência $FTLA_{NCVBUCK}(s)$ em malha aberta, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia do compensador PI. Os critérios adotados são: margem de fase (MF) de 60° e frequência de corte ω_c de 126 rad/s. O ganho do compensador é mostrado em (4.27) e (4.28) e o diagrama de Bode de $FTLA_{NCVBUCK}(s)$ é apresentado na Figura 53:

$$C_{V3}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (4.27)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (4.28)$$

Figura 53 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{VBUCK}(s)$ em malha aberta



Fonte: produção da própria autora

O avanço de fase necessário é dado por (4.29), e substituindo-se os valores de projeto, fornece (4.30).

$$\theta = MF - \angle T_{vd}(j\omega_c) - 90^\circ \quad (4.29)$$

$$\theta = 60^\circ - (-0.0213^\circ) - 90^\circ = -29.98^\circ \quad (4.30)$$

Dessa forma a contribuição do compensador deverá ser de $29,98^\circ$ para a frequência de corte de 126 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 126$ rad/s a magnitude do ganho é de -60 dB, o compensador deve prover uma atenuação de 60 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\theta)} = \frac{126}{\tan(29.98^\circ)} = 218,4144 \text{ rad/s} \quad (4.31)$$

Desta maneira, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$C_{V3}(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (4.32)$$

$$60 = 20 \log \left| \frac{Kp(j126 + 218,4144)}{j126} \right| \quad (4.33)$$

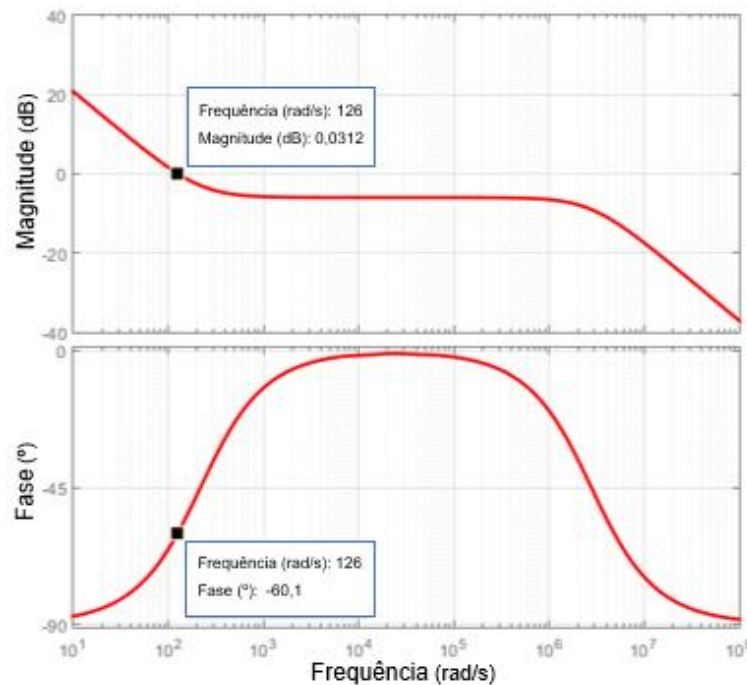
$$Kp = 500 \quad (4.34)$$

$$C_{V3}(s) = 500 + \frac{109141,17}{s} \quad (4.35)$$

Na Figura 54 apresenta-se o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLA_{C_{VBUCK}}(s)$ conforme (4.36).

$$FTLA_{C_{VBUCK}}(s) = C_{V3}(s) \cdot \frac{G_{VBUCK}(s) \cdot H_{V3}}{H_{i1}} \quad (4.36)$$

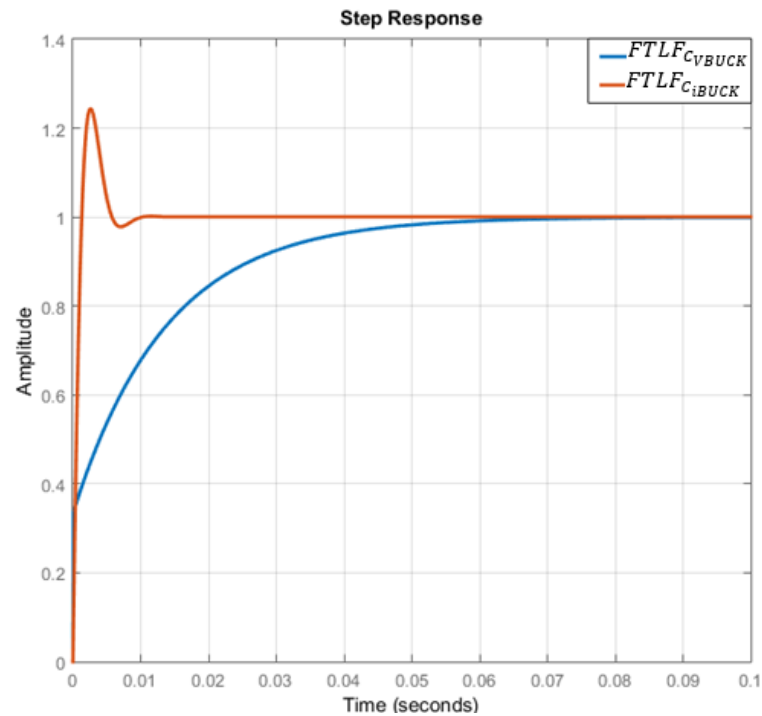
Figura 54 - Diagrama de Bode para $FTLA_{C_{VBUCK}}(s)$ em malha aberta



Fonte: produção da própria autora

Ao se projetar estratégias de controle em cascata, a consideração mais importante é que a malha interna deve responder mais rapidamente às variações no distúrbio na variável manipulada do que a malha externa, ou seja, as duas devem estar desacopladas em frequência (SMITH; CORRIPIO, 2008). Com a intenção de comprovar o êxito do projeto da malha interna de controle de corrente e da malha externa de controle de tensão, na Figura 55 apresenta-se a resposta ao degrau das funções $FTLF_{C_{VBUCK}}(s)$ e $FTLF_{C_{iBUCK}}(s)$. Pode-se observar que a malha interna de corrente é mais rápida que a malha externa de tensão.

Figura 55 - Resposta ao degrau para $FTLFC_{VBUCK}(s)$ e $FTLFC_{iBUCK}(s)$.



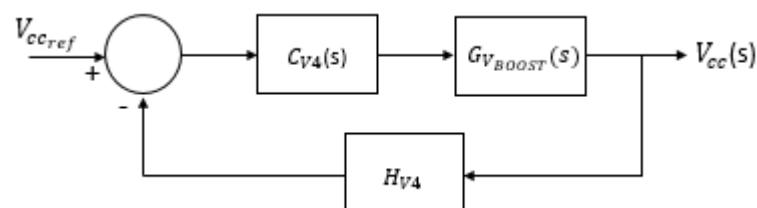
Fonte: produção da própria autora

4.2.3 Estratégia de controle do conversor CC-CC bidirecional aplicado à descarga do banco de baterias

Caso o sistema esteja operando no modo isolado com os painéis produzindo menos energia do que o requerido pelas cargas, o conversor bidirecional passa a operar no modo *boost*, disponibilizando energia do banco de baterias ao barramento CC, restabelecendo a tensão V_{cc} dentro da faixa especificada. O controle é realizado conforme o diagrama de blocos mostrado na Figura 56.

A estratégia apresentada parte da geração do sinal de erro entre o valor de tensão desejado no barramento CC ($V_{cc_{ref}}$) e a tensão real que se registra no referido barramento (V_{cc}). Posteriormente, esse sinal de erro é a entrada do compensador de tensão, obtendo-se em sua saída o valor da razão cíclica.

Figura 56 - Malha de controle do conversor CC-CC bidirecional em corrente: Modo Descarga.



Fonte: produção da própria autora

A razão cíclica no ponto de operação nominal do conversor no modo *boost* é dada por:

$$D_{boost} = \frac{V_o - V_i}{V_o} \quad (4.37)$$

$$D_{boost} = \frac{180 - 48}{180} = 0,7333 \quad (4.38)$$

O modelo de pequenos sinais que relaciona a tensão de saída com a razão cíclica de operação é apresentado em (4.39). Detalhes da determinação desta equação é encontrado no Apêndice D.

$$G_{V_{BOOST}} = \frac{V_{CC}(s)}{d(s)} = \frac{-sLV_{CC} + V_{CC}R(1 - D_{boost})^2}{s^2RLC(1 - D_{boost}) + sL(1 - D_{boost}) + R(1 - D_{boost})^3} \quad (4.39)$$

Em (4.39) R é a carga conectada na saída do conversor de modo a extrair a máxima potência do arranjo fotovoltaico, $V_o = 0,180kV$, $D_{boost} = 0,7333$, $L = 4mH$ e $C = 4,33 mF$, que corresponde à capacitância calculada para o barramento CC. Considerando um sensor de tensão com ganho $H_{V4} = \frac{2,5}{0,180}$ e (4.39), tem-se (4.40) que representa a função de transferência de laço aberto não compensada do conversor operando no modo *boost*.

$$FTLA_{NC_{BOOST}}(s) = H_{V4} \cdot G_{V_{BOOST}} = \frac{-0,01s + 3,556}{0,00009238s^2 + 0,001067s + 0,3794} \quad (4.40)$$

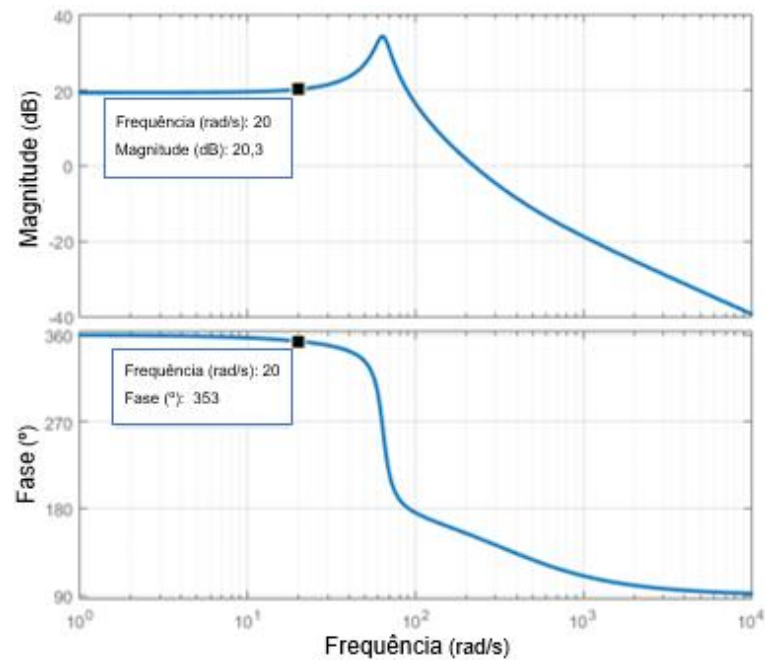
Com a função de transferência $FTLA_{NC_{BOOST}}(s)$ em malha aberta, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia do compensador PI. Os critérios adotados são: margem de fase (MF) de 60° e frequência de corte ω_c de 20 rad/s. O ganho do compensador é descrito por (4.41) e (4.42) e o diagrama de Bode de $FTLA_{NC_{BOOST}}(s)$ é apresentado na Figura 57.

$$C_{V4}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (4.41)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (4.42)$$

Sendo:

- K_p : Ganho proporcional;
- K_i : Ganho proporcional;
- ω_z : Frequência de corte do controlador (rad/s).

Figura 57 - Diagrama de Bode para $G_{vd}(s)$ em malha aberta

Fonte: produção da própria autora

O avanço de fase necessário é dado por (4.43), e substituindo os valores de projeto, fornece (4.44).

$$\theta = MF - \angle T_{vd}(j\omega_c) - 90^\circ \quad (4.43)$$

$$\theta = 60^\circ - 7^\circ - 90^\circ = -37^\circ \quad (4.44)$$

Dessa forma a contribuição do controlador deverá ser de 23° para a frequência de corte de 20 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 20$ rad/s a magnitude do ganho é de 20,3 dB, o compensador deve prover uma atenuação de -20,3 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\text{boost})} = \frac{20}{\tan(37)} = 26,541 \text{ rad/s} \quad (4.45)$$

Deste modo, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$C_{V4}(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (4.46)$$

$$-20,3 = 20 \log \left| \frac{K_p(j20 + 26,541)}{j20} \right| \quad (4.47)$$

$$Kp = 0,05814 \quad (4.48)$$

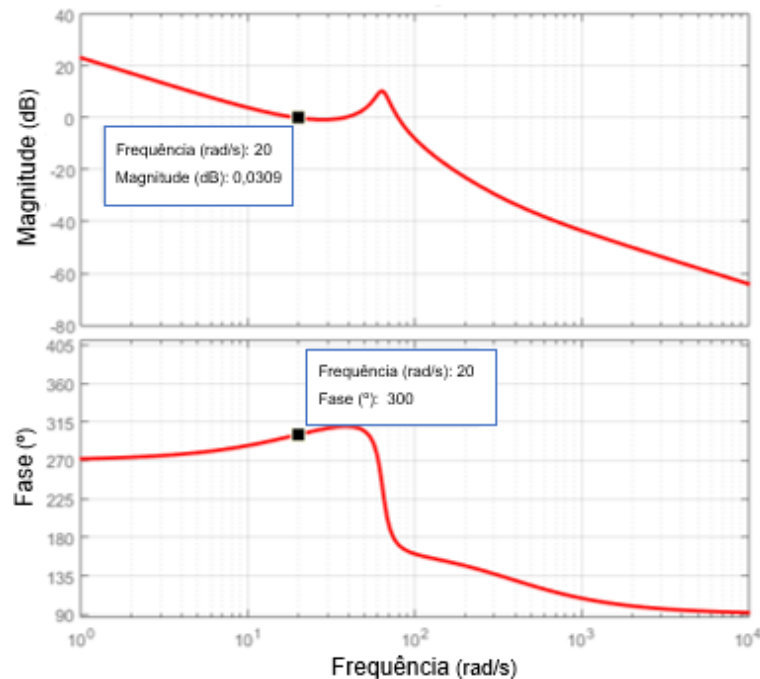
$$\omega z = 26,541 \text{ rad/s} \quad (4.49)$$

$$C_{V4}(s) = 0,05814 + \frac{1,543}{s} \quad (4.50)$$

Na Figura 58 apresenta-se o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLA_{C_{BOOST}}(s)$ conforme (4.51).

$$FTLA_{C_{BOOST}}(s) = C_{V4}(s) \cdot G_{V_{BOOST}} \cdot H_{V4} \quad (4.51)$$

Figura 58 - Diagrama de Bode para $FTLA_{C_{BOOST}}(s)$ em malha aberta.



Fonte: produção da própria autora

4.2.4 Estratégia de controle do conversor CC-CC bidirecional em corrente

Como foi visto anteriormente, o controlador de carga de baterias possui duas etapas distintas de funcionamento. A etapa *buck*, onde o conversor carrega o banco de baterias, e a etapa *boost*, onde a energia armazenada no banco de baterias retorna ao barramento CC.

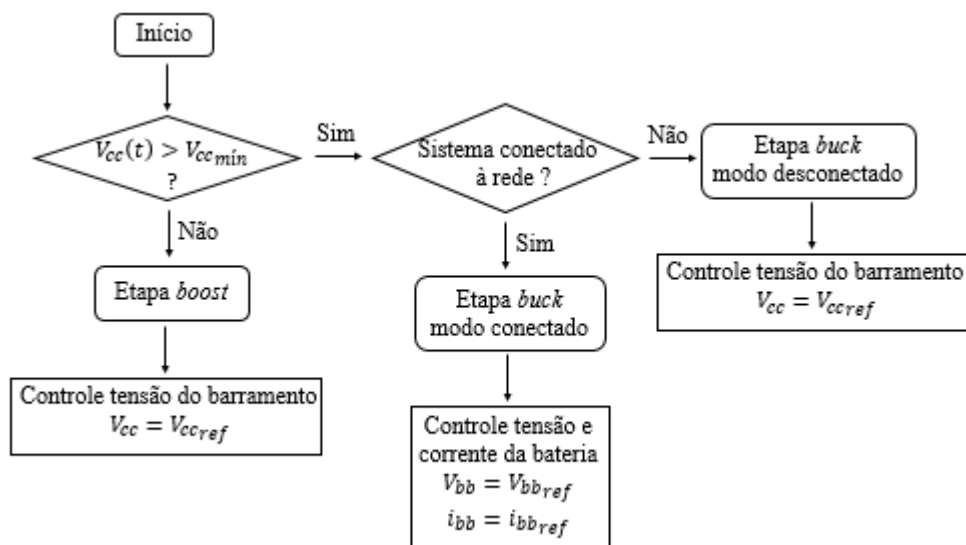
O sentido do fluxo de energia entre o barramento CC e o banco de baterias depende das condições de alguns parâmetros do sistema. O fator que determinará o sentido do fluxo de energia no conversor CC-CC bidirecional é a tensão $V_{cc}(t)$. A tensão $V_{cc}(t)$ deve ser mantida

constante dentro de uma faixa de tolerância especificada em $\pm 2\%$ em torno do seu valor nominal V_{cc} . Assim, quando o nível de insolação sobre os painéis for insuficiente para alimentar as cargas do sistema e o sistema estiver operando desconectado da rede elétrica, a tensão $V_{cc}(t)$ não estará mantida dentro de sua faixa de tolerância. Então, quando o valor de $V_{cc}(t)$ for inferior ao valor $V_{cc\min} = 175 V$, o conversor vai operar na etapa *boost*, disponibilizando energia do banco de baterias ao barramento CC, restabelecendo a tensão $V_{cc}(t)$ dentro da faixa especificada.

Quando o balanço de energia for superior ao requerido, o conversor irá operar na etapa *buck*, armazenando energia no banco de baterias. Conforme mencionado nos subcapítulos anteriores, o armazenamento de energia no banco de baterias pode ser realizado de duas maneiras distintas. Se o sistema estiver conectado à rede, o conversor irá operar no modo *buck* controlando a corrente e a tensão da bateria (i_{bb} e V_{bb}). Caso contrário, se o sistema estiver desconectado da rede elétrica, o conversor irá operar no modo *buck*, controlando a tensão V_{cc} do barramento.

A Figura 59 mostra o fluxograma do algoritmo de controle do conversor. O algoritmo determina a etapa de operação do conversor: *buck* ou *boost*. Além disso, se o conversor opera na etapa *buck*, o algoritmo determina se esse irá operar no modo de carga 1 (controle da tensão V_{cc} do barramento) ou no modo de carga 2 (controle da tensão V_{bb} e da corrente i_{bb} do banco de baterias).

Figura 59 – Algoritmo de controle do conversor CC-CC bidirecional

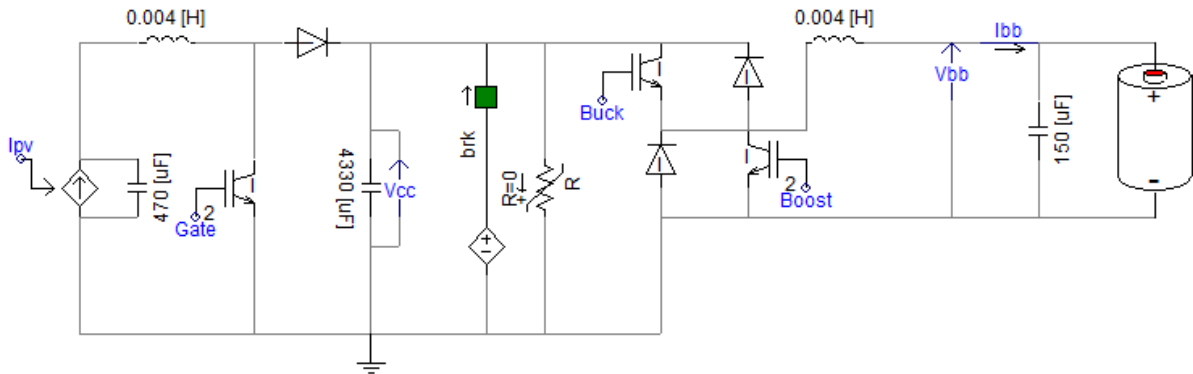


Fonte: produção da própria autora

4.3 Resultados de Simulação

O circuito de simulação, desenvolvido através do emprego do programa PSCAD 4.5, é ilustrado na Figura 60.

Figura 60 - Circuito elétrico representativo do conversor CC-CC bidirecional em corrente.



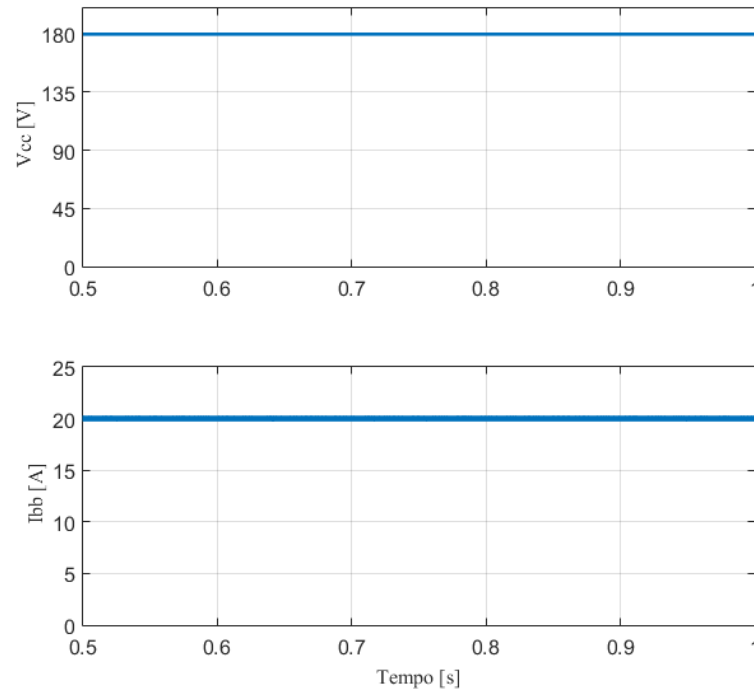
Fonte: produção da própria autora

A fonte de corrente controlada I_{pv} representa a corrente gerada pelo sistema fotovoltaico e a resistência R a carga a ser alimentada pela microrrede. Conforme apresentado no Capítulo 3, uma fonte de tensão CC pode ser inserida em paralelo com a carga para representar a conexão com a rede. A chave *brk* atuará conectando e desconectando o sistema da rede elétrica, ou seja, para essa simulação, inserindo ou retirando a fonte de tensão CC.

A etapa *buck*, responsável pelo carregamento do banco de baterias pode operar com o sistema fotovoltaico isolado ou conectado à rede elétrica. Na Figura 61 mostram-se as formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} obtidas na simulação durante a etapa *Buck* com o sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Neste modo o inversor é o responsável pelo controle da tensão do barramento CC.

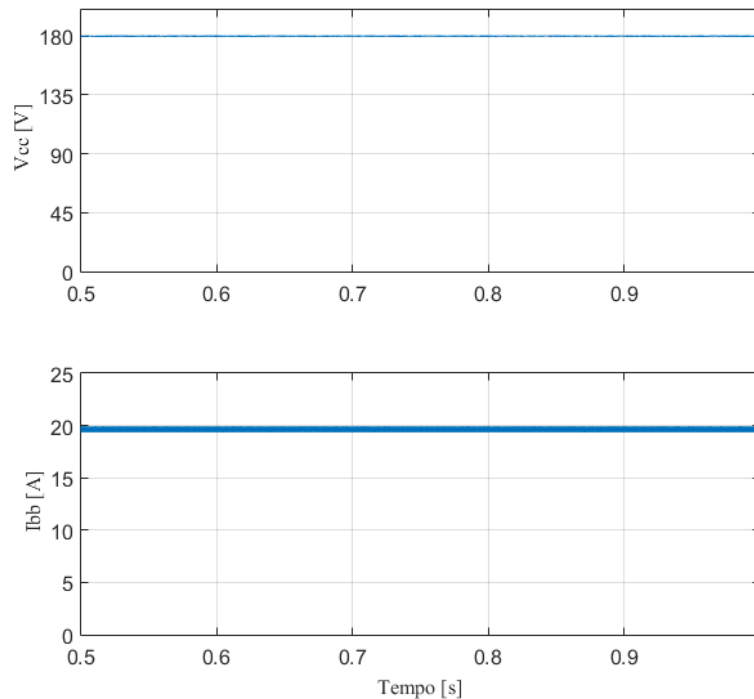
Na Figura 62 mostram-se as formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} obtidas na simulação durante a etapa *buck* com o sistema fotovoltaico desconectado da rede elétrica de distribuição. Neste modo de operação o conversor CC-CC bidirecional em corrente tem a função de controlar a tensão do barramento CC. Na Figura 63 apresentam-se detalhes da forma de onda da corrente I_{bb} .

Figura 61 - Gráfico das formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} durante a etapa *Buck* com o sistema fotovoltaico conectado à rede CA.



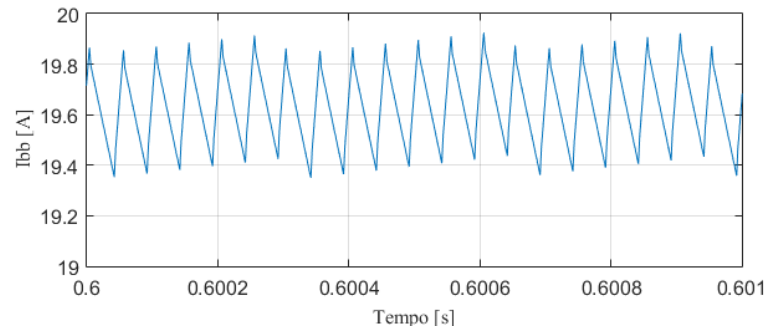
Fonte: produção da própria autora

Figura 62 - Gráfico das formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} durante a etapa *Buck* com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.



Fonte: produção da própria autora

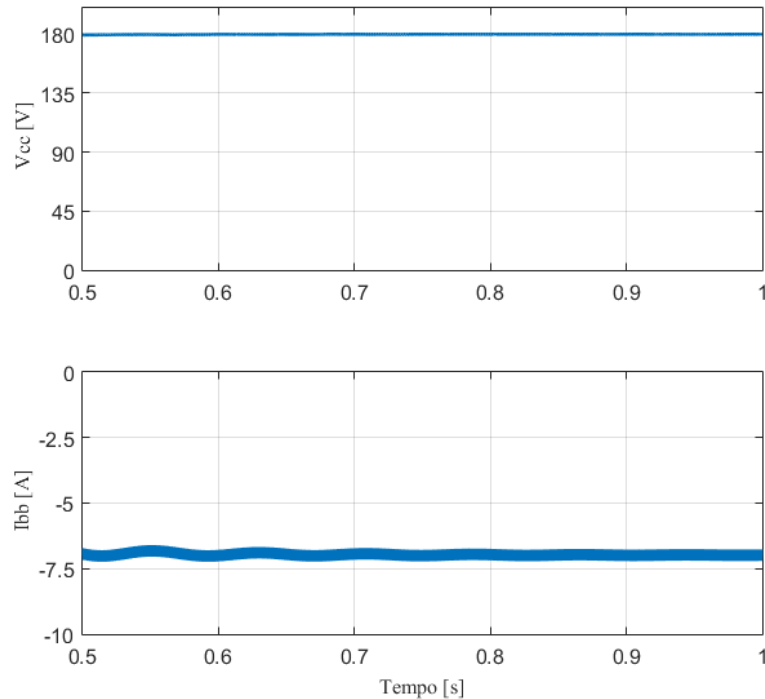
Figura 63 - Detalhe da forma de onda da corrente I_{bb} durante a etapa *Buck* com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.



Fonte: produção da própria autora

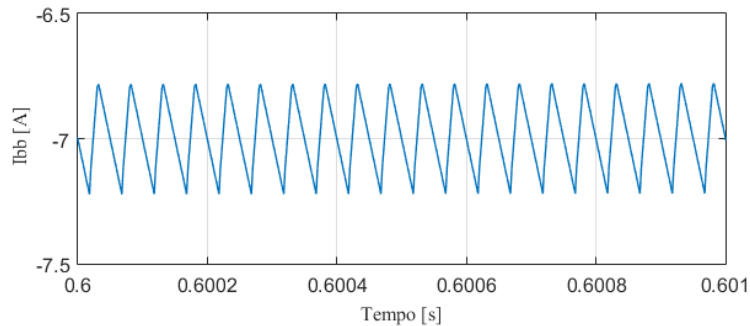
Na Figura 64 mostram-se as formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} obtidas na simulação durante a etapa *boost* com o sistema fotovoltaico desconectado da rede elétrica de distribuição. Neste modo o conversor CC-CC bidirecional em corrente tem a função de controlar a tensão do barramento CC. Na Figura 65 apresentam-se detalhes da forma de onda da corrente I_{bb} .

Figura 64 - Gráfico das formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} durante a etapa *Boost* com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.



Fonte: produção da própria autora

Figura 65 - Detalhe da forma de onda da corrente I_{bb} durante a etapa *Boost* com o sistema fotovoltaico desconectado da rede CA.



Fonte: produção da própria autora

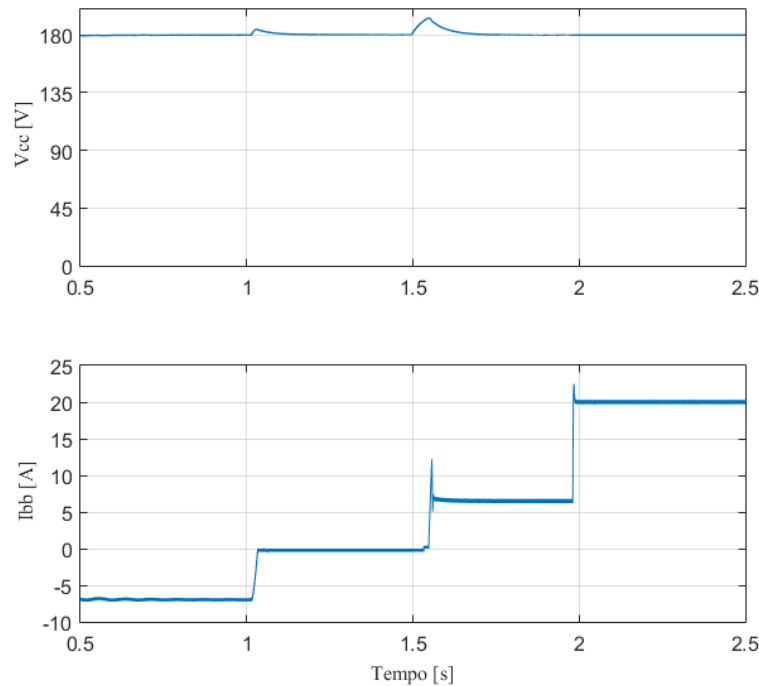
A Figura 66 apresenta o conversor CC-CC bidirecional em corrente operando em quatro modos diferentes. No primeiro modo, no intervalo de tempo de 0,5 a 1 segundo, o conversor CC-CC bidirecional opera no modo *boost*, que é quando a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é insuficiente para suprir a carga. A simulação mostra que a tensão V_{cc} pode ser restabelecida com a energia disponível no banco de baterias quando a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é insuficiente para alimentar a carga do sistema

No segundo modo, no intervalo de tempo de 1 a 1,5 segundos, a energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico é suficiente para suprir a carga. Dessa forma, o conversor CC-CC bidirecional opera no modo *buck* desconectado da rede com a corrente I_{bb} quase nula.

No terceiro modo, no intervalo de tempo de 1,5 a 2 segundos, o conversor CC-CC bidirecional opera no modo *buck* desconectado da rede, que é quando a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é maior que o exigido pela carga. Pela simulação observa-se que a tensão V_{cc} pode ser restabelecida de forma que a energia excedente é transferida ao banco de baterias.

No quarto modo, no intervalo de tempo de 2 a 2,5 segundos, o conversor CC-CC bidirecional opera no modo *buck* conectado à rede elétrica. Assim, a corrente I_{bb} é positiva e possui o valor nominal de carga $I_{bb} = 20 A$. Na simulação mostra-se que a tensão V_{cc} é estabelecida pelo conversor que faz interface com a rede.

Figura 66 - Formas de onda da tensão V_{cc} e da corrente I_{bb} .



Fonte: produção da própria autora.

4.4 Considerações Finais

Neste capítulo apresentou-se a modelagem do controlador de carga de Baterias baseado no conversor CC-CC bidirecional reversível em corrente. Foi visto que o modo de operação *Buck* é acionado quando a microrrede estiver conectada ao sistema elétrico ou, no modo isolado, quando estiver gerando mais potência do que consumindo. Já o modo de operação *Boost* é utilizado quando a microrrede estiver operando no modo isolado e não puder suprir a demanda da carga, dessa forma, a bateria fornece energia para a carga. Por fim, as malhas de controle de cada modo de operação foram apresentadas e os parâmetros dos controladores utilizados foram obtidos pelo método do Diagrama de Bode.

No próximo capítulo será apresentado a modelagem do Conversor CC-CA conectado à Rede CA em baixa tensão.

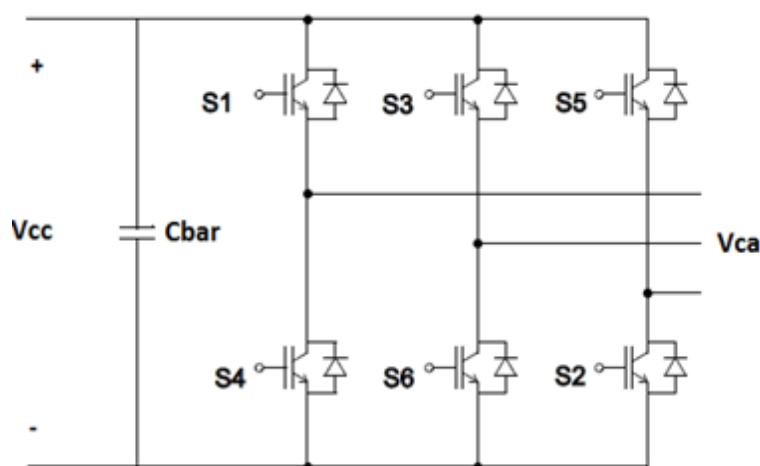
Capítulo 5: Modelagem do Inversor Trifásico Bidirecional Conectado à Rede CA em Baixa Tensão

O conversor bidirecional CC-CA deverá atuar de forma a controlar tanto a corrente instantânea a ser drenada ou injetada na rede elétrica, quanto na regulação da tensão do barramento CC. Portanto, caso a microrrede possua cargas com demanda maior que o sistema de geração fotovoltaica consiga suprir, a tensão no barramento tende a cair e, a partir desse ponto o conversor bidirecional fará a compensação por meio da rede elétrica CA, ou seja, o sentido do fluxo de energia será da rede elétrica para o barramento CC. Caso contrário, quando a geração for maior que o consumo, a tensão no barramento tende a subir e o conversor bidirecional atua injetando a energia excedente na rede de maneira a manter a tensão do barramento no valor especificado.

5.1 Conversor CC-CA Bidirecional

Os conversores estáticos CC-CA (inversor) ou CA-CC (retificador) são dispositivos eletrônicos amplamente utilizados, pois são capazes de converter tensão ou corrente CC em CA ou vice-versa. Na Figura 67 mostra-se a topologia do conversor trifásico utilizado. Através do chaveamento dos interruptores IGBT's, é possível controlar a transferência de potência entre o barramento CC e a rede CA de maneira bidirecional.

Figura 67 - Topologia do inversor trifásico em ponte.



Fonte: PAUKNER, 2016. Modificado pela autora.

Devido ao chaveamento, as formas de onda de saída dos inversores apresentam níveis de distorção harmônica características. Os harmônicos da rede CA podem ser reduzidos através do uso de filtros passivos ou ativos na saída CA desses inversores (RIBEIRO, 2015).

Os inversores CC-CA trifásicos convencionais são classificados como *Voltage Source Converters* (VSC) ou como *Current Source Converters* (CSC). O conversor estático do tipo VSC possui como entrada uma fonte de tensão CC, enquanto o conversor estático do tipo CSC possui como entrada uma fonte de corrente. O conversor utilizado neste trabalho é um VSC, pois o capacitor C_{bar} visto na Figura 67, confere uma característica de fonte de tensão no Barramento CC.

Para que o filtro da saída do inversor tenha um volume pequeno, a modulação utilizada é a *Sinusoidal Pulse-width Modulation* (SPWM), na qual o sinal de referência, a ser comparado com a onda triangular, é uma senoide (CARLETTI, 2015). Na aplicação da modulação senoidal ao inversor trifásico, três razões cíclicas são definidas separadamente. Uma utiliza uma referência senoidal V_{aRef} para comandar as chaves S1 e S4, outra utiliza uma referência senoidal atrasada de 120° de V_{aRef} , nomeada V_{bRef} , para comandar as chaves S3 e S6, e a última utiliza uma referência senoidal adiantada de 120° de V_{aRef} , nomeada V_{cRef} , para comandar as chaves S5 e S2.

As chaves S1 e S4, S3 e S6, S5 e S2 operam de forma complementar e não podem ser fechadas simultaneamente, pois esta situação provocaria um curto-circuito no barramento CC, dessa forma, a comparação entre V_{aRef} e V_{tri} gera o comando para a chave S1, e o seu sinal complementar é o comando para a chave S4. Da mesma forma, a comparação entre V_{bRef} e V_{tri} gera o comando para a chave S3, e o seu sinal complementar é o comando para a chave S6. Já a comparação entre V_{cRef} e V_{tri} gera o comando para a chave S5, e o seu sinal complementar comanda a chave S2.

Na Tabela 14 mostram-se os possíveis estados das chaves. Pode-se observar que dois estados produzem tensões de linha nulas na saída (Estados 7 e 8), estes fecham simultaneamente os três interruptores superiores ou os três inferiores, respectivamente, produzindo tensões de fase iguais à $\pm \frac{V_{cc}}{2}$ nas três fases.

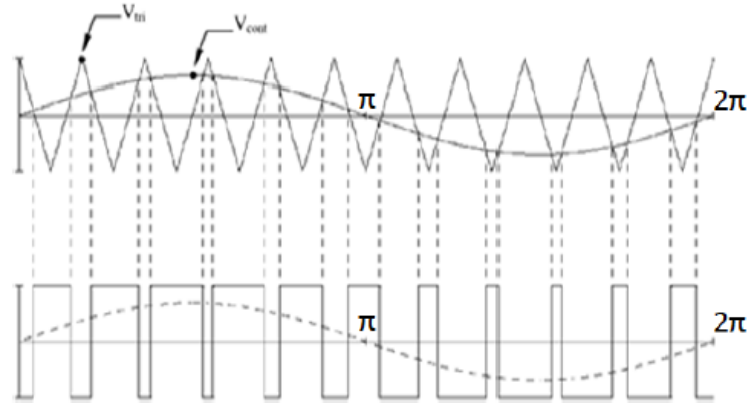
Tabela 14 - Chaveamento do Inversor

Estado	S1	S2	S3	S4	S5	S6	Vab	Vbc	Vca
1	1	1	0	0	0	1	V_{cc}	0	$-V_{cc}$
2	1	1	1	0	0	0	0	V_{cc}	$-V_{cc}$
3	0	1	1	1	0	0	$-V_{cc}$	V_{cc}	0
4	0	0	1	1	1	0	$-V_{cc}$	0	V_{cc}
5	0	0	0	1	1	1	0	$-V_{cc}$	V_{cc}
6	1	0	0	0	1	1	V_{cc}	$-V_{cc}$	0
7	1	0	1	0	1	0	0	0	0
8	0	1	0	1	0	1	0	0	0

Fonte: produção da própria autora.

A Figura 68 ilustra o esquema de chaveamento para uma fase utilizando a técnica de SPWM.

Figura 68 - Exemplo de funcionamento da modulação por largura de pulso senoidal.



Fonte: PORTUGAL, 2015.

Para cada fase pode-se calcular o valor da tensão de pico da componente de frequência fundamental utilizando a Equação (5.1):

$$V_{an} = m_a \frac{V_{cc}}{2} \quad (5.1)$$

Para que o inversor opere na região linear, o índice de modulação (m_a) deve estar entre zero e um, de forma que o valor máximo da tensão de fase que pode ser retirada do inversor é $\frac{V_{cc}}{2}$ e, portanto, a amplitude máxima da tensão de linha é dada por $\sqrt{3} \frac{V_{cc}}{2}$. Dessa forma, faz-se necessário empregar, na saída do conversor, um transformador, cuja relação de transformação é definida para garantir a operação do sistema com o índice de modulação adequado.

O dimensionamento dos componentes do estágio de potência do conversor CC-CA será realizado com base nas especificações nominais do conversor, contidas na Tabela 15.

Tabela 15 - Especificações para o dimensionamento do estágio de potência.

Tensão do barramento CC	180 V
Valor eficaz da tensão de fase da rede elétrica	220 V
Valor eficaz da tensão no lado primário	124,71 V
Potência processada	1600 W
Frequência da rede elétrica	60 Hz
Máxima ondulação da tensão de saída	2%
Máxima ondulação da corrente de saída	5%
Frequência de comutação	20 kHz

Fonte: produção da própria autora

5.1.1 Capacitor de entrada

A escolha do capacitor do barramento CC deve considerar a potência de carga do conversor, a máxima variação de tensão de saída permitida e o *hold-up time* da carga. O *hold-up time* é o tempo em que a tensão de saída deve se manter dentro da regulação na ocorrência de uma falta momentânea na tensão de entrada (GUEDES, 2015). Estipulando o tempo de *hold-up* como 8,333 ms, ou seja, aproximadamente meio ciclo na frequência nominal da rede, e para uma variação de 10% na tensão de carga, foi obtido o valor de capacitância correspondente à expressão identificada em (GUEDES, 2015) e apresentada em (5.2).

$$C_{bar} = \frac{2 * P_o * t_h}{V_{nom}^2 - (0,9V_{nom})^2} \quad (5.2)$$

Considerando-se as especificações da Tabela 9 e (5.2), obtém-se (5.3):

$$C_{bar} = \frac{2 * 1600 * 8,333 * 10^{-3}}{180^2 - (0,9 * 180)^2} = 0,00433 F \quad (5.3)$$

O banco capacitivo especificado para o barramento garante os requisitos de projeto, portanto, será utilizado o valor $C_{bar} = 4,33 mF$.

5.1.2 Indutor de Saída

O filtro de saída tem como função atenuar as componentes harmônicas de alta frequência da corrente de saída do inversor, oriundas da comutação. A equação que permite determinar o indutor de saída está deduzida em (BARBI; et al, 2010) e é apresentada em (5.4), sendo seu desenvolvimento omitido neste trabalho.

Considerando-se as especificações da Tabela 9 e o índice de modulação $m_a = 0,8$, a tensão de pico de fase é dada por (5.1) e vale $V_{an} = 72 V$. Substituindo esses dados em (5.4), obtém-se (5.5):

$$L_g = \frac{V_{an}}{f_s \cdot \Delta I_{L_g}} \left(1 - \frac{3}{2} \cdot \frac{V_{an}}{V_{cc}} \right) \quad (5.4)$$

$$L_g = \frac{72}{20 * 10^3 * 1,5} \left(1 - \frac{3}{2} * \frac{72}{180} \right) = 0,00096 H \quad (5.5)$$

Portanto, será utilizado o valor $L_g = 1 mH$.

5.2 Controle do Conversor CC-CA Bidirecional

Neste trabalho, o controle do conversor bidirecional CC/CA deve atuar no sentido de manter o balanço energético do sistema. Geralmente, em sistemas dessa natureza, o conversor opera fornecendo apenas potência ativa, trabalhando com potência reativa nula.

A filosofia de controle desenvolvida para este conversor foi baseada na aplicação da teoria do controle vetorial. O princípio básico do controle vetorial é a transformação das grandezas elétricas referenciadas aos eixos estacionários abc para um sistema de referências ortogonais rotacionais dq, através da transformada de Park que, dependendo da referência, podem girar sincronizadas com a frequência da rede CA. Esse tipo de controle permite que as potências ativa e reativa do sistema sejam controladas de forma desacoplada uma da outra (PORTUGAL, 2015).

Considerando que as variáveis de tensão no eixo de referência estacionário abc é dado por (5.6) a (5.8).

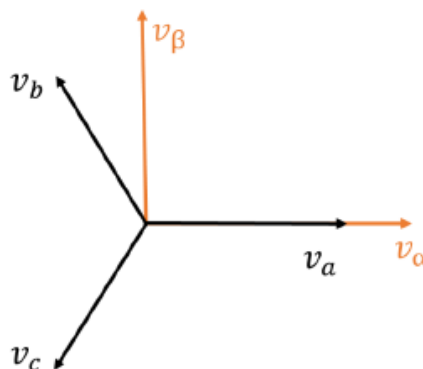
$$v_a(t) = \sqrt{2}V\cos\theta \quad (5.6)$$

$$v_b(t) = \sqrt{2}V\cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.7)$$

$$v_c(t) = \sqrt{2}V\cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.8)$$

Onde $\theta = \omega t$ e ω é a frequência angular da rede CA. A transformação dessas variáveis a partir do eixo de referência estacionário abc para o eixo estacionário $\alpha\beta$ é dada pela transformada de Clark e são definidos por (5.9) e (5.10). As transformadas inversas de Clark são definidas em (5.11) e (5.12). A Figura 69 mostra a representação dos eixos de referência abc e $\alpha\beta$.

Figura 69 - Vetores de um sistema trifásico abc e ortogonal $\alpha\beta$.



Fonte: RIBEIRO, 2015.

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Por outro lado, a transformação entre os eixos de referência estacionários $\alpha\beta$ para os eixos rotacionais síncronos dq é dada pela transformada de Park, como mostrado em (5.13) e (5.14). As transformadas inversas de Park são definidas em (5.15) e (5.16).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

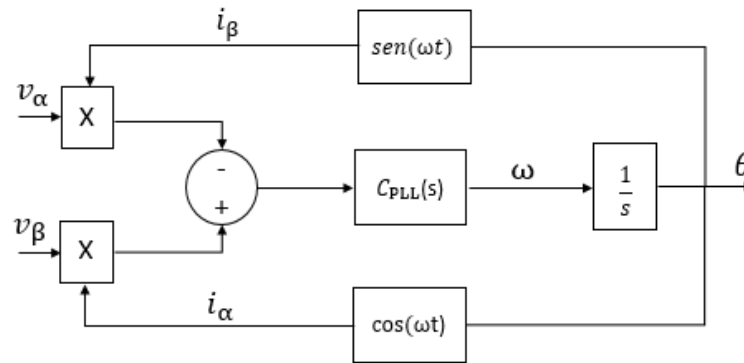
$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

Para realizar a Transformada dq é preciso detectar a referência do controle da modulação do inversor, ou seja, é necessário identificar a fase dos vetores de tensão. Um circuito *Phase-Locked-Loop* (PLL) tem como objetivo principal gerar um sinal sincronizado com a componente fundamental de um sinal de referência (PORTUGAL, 2015). O diagrama de blocos do PLL utilizado é mostrado na Figura 70.

Figura 70 - Diagrama do q – PLL.



Fonte: PORTUGAL, 2015.

O princípio de funcionamento do PLL é ajustar o ângulo estimado de forma que o erro seja igual a zero. O erro gerado é dado por:

$$Erro = v_q = v_\beta \cos \theta - v_\alpha \text{sen} \theta \quad (5.17)$$

A partir deste erro de tensão de eixo em quadratura, o controlador PI $C_{PLL}(s)$ estima o ângulo θ que está em fase com o ângulo real da tensão da rede.

De acordo com Sousa (2011), o modelo simplificado é dado por (5.18). Caso o erro entre os ângulos da rede e o estimado pelo PLL seja zero, a tensão v_q é igual a zero e v_d é igual a tensão de pico da rede $\sqrt{2}V$. Para pequenos erros a função $\text{sen}(\Delta\theta)$ comporta-se de forma linear. Portanto, o PLL se resume em um problema de controle linear, onde a planta é dada por um integrador e tem-se um ganho V na realimentação do sistema (KAURA; BLASKO, 1997).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \sqrt{2}V \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) \\ \text{sen}(\theta - \theta_r) \end{bmatrix} = \sqrt{2}V \begin{bmatrix} \cos(\Delta\theta) \\ \text{sen}(\Delta\theta) \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

Tendo em conta o atraso da amostragem devido ao período de amostragem T_s , a planta do PLL é dada por (5.19).

$$FTLA_{NC_{PLL}}(s) = \frac{v_q}{\omega(s)} = \frac{\sqrt{2}V}{s \cdot (T_s + 1)} \quad (5.19)$$

O PLL, assim como todo o controle envolvendo o conversor CC-CA, foi configurado de maneira normalizada, utilizando a representação por unidade (p.u) do valor de pico da tensão de fase. Substituindo os valores em (5.19), tem-se (5.20):

$$FTLA_{NC_{PLL}}(s) = \frac{1}{s \cdot (2 \cdot 10^{-6} + 1)} \quad (5.20)$$

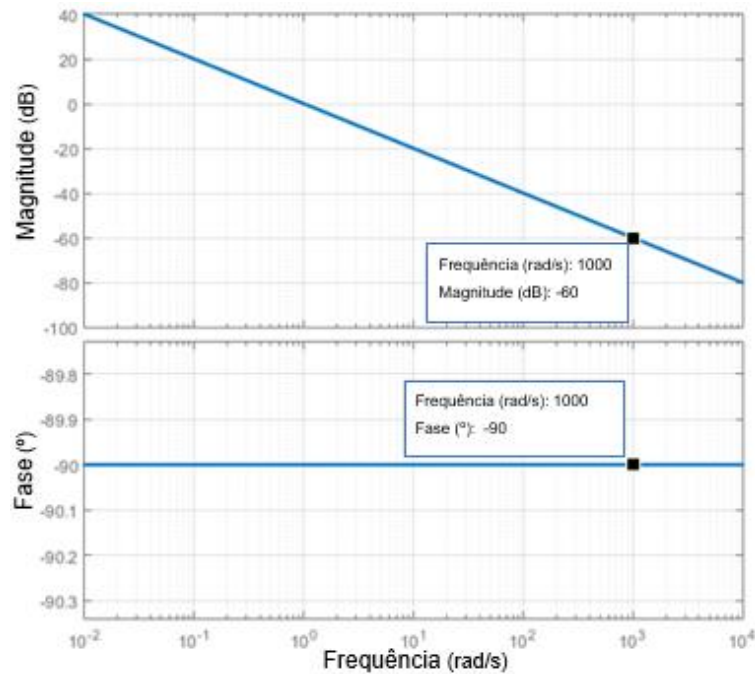
O controlador PI presente no diagrama do PLL apresentado na Figura 70 é descrito por (5.21) e (5.22).

$$C_{PLL}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (5.21)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (5.22)$$

Com a função de transferência $F_{TLA_{NC_{PLL}}}(s)$ em malha aberta, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia do controlador PI. Os critérios adotados são: margem de fase (MF) de 60° e frequência de corte ω_c de 1000 rad/s. O diagrama de Bode de $F_{TLA_{NC_{PLL}}}(s)$ é apresentado na Figura 71:

Figura 71 - Diagrama de Bode para $F_{TLA_{NC_{PLL}}}(s)$ em malha aberta.



Fonte: produção da própria autora

$$\theta = MF - \angle T_{vd}(j\omega_c) - 90^\circ \quad (5.23)$$

$$\theta = 60^\circ + 90^\circ - 90^\circ = 60^\circ \quad (5.24)$$

Dessa forma a contribuição do controlador deverá ser de 60° para a frequência de corte de 1000 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 1000$ rad/s a magnitude do ganho é de -60 dB, o controlador deve prover uma atenuação de 60 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\text{boost})} = \frac{1000}{\tan(60^\circ)} = 577,35 \text{ rad/s} \quad (5.25)$$

De tal modo, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$C_{PLL}(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (5.26)$$

$$60 = 20 \log \left| \frac{K_p(j1000 + 577,35)}{j1000} \right| \quad (5.27)$$

$$K_p = 866,025 \quad (5.28)$$

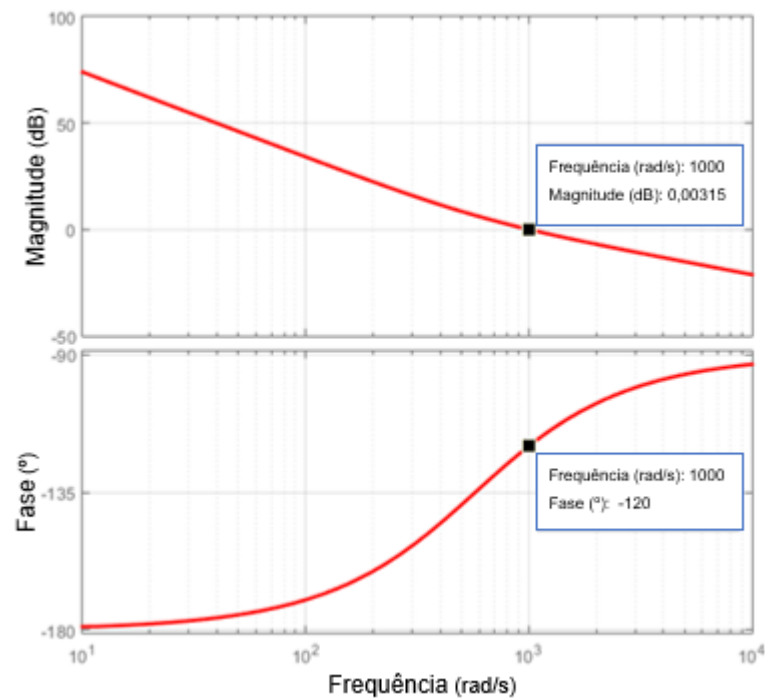
$$\omega_z = 577,35 \text{ rad/s} \quad (5.29)$$

$$C_{PLL}(s) = 866,025 + \frac{500000}{s} \quad (5.30)$$

A Figura 72 apresenta o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLAC_{PLL}(s)$ conforme (5.31).

$$FTLAC_{PLL}(s) = C_{PLL}(s) \cdot FTLA_{NC_{PLL}}(s) \quad (5.31)$$

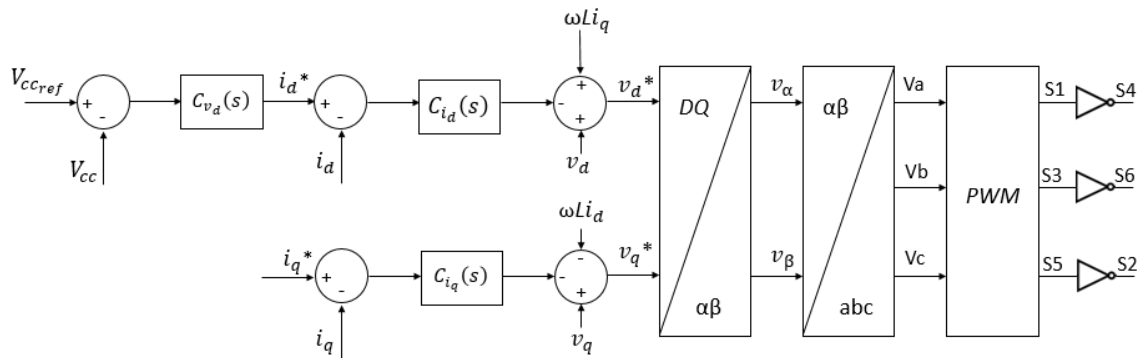
Figura 72 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{PLL}(s)$ em malha aberta.



Fonte: produção da própria autora

A Figura 73 mostra a estrutura para o controle do conversor bidirecional CC-CA.

Figura 73 - Diagrama em blocos da malha de controle do conversor CC-CA.



Fonte: produção da própria autora

Nesta estrutura, o erro de tensão gerado através da comparação da tensão de referência no barramento CC com o valor medido, passa pelo controlador PI $C_{v_d}(s)$, para gerar um valor de referência i_d^* . A referência i_q^* é gerada a partir da divisão da potência reativa por V_{rms} , nesse caso, conforme mencionado no início do capítulo, é nula.

Nas malhas internas de corrente de eixo direto e em quadratura são utilizados os controladores PI $C_{i_d}(s)$ e $C_{i_q}(s)$. Sinais de corrente e tensão são devidamente realimentados aos somadores, gerando as referências de tensão v_d^* e v_q^* . Os sinais de referência de tensão são primeiramente transformados em v_α^* e v_β^* , e em seguida são transformadas em V_a , V_b e V_c onde geram os sinais para as chaves do circuito de potência do conversor.

5.2.1 Malha de Controle de Corrente

As funções de transferência (SOUZA², 2007) que relacionam a corrente e a tensão de eixo direto e a corrente e a tensão de eixo em quadratura são apresentadas em (5.32) e (5.33). É possível observar que as funções são iguais para ambos os eixos.

$$G_{i_d}(s) = \frac{i_d(s)}{v_d(s)} = \frac{1}{Ls} \quad (5.32)$$

$$G_{i_q}(s) = \frac{i_q(s)}{v_q(s)} = \frac{1}{Ls} \quad (5.33)$$

Substituindo os valores em (5.32), tem-se (5.34):

$$FTLA_{NCi_{dq}}(s) = \frac{i_d(s)}{v_d(s)} = \frac{i_q(s)}{v_q(s)} = \frac{1}{0.001s} \quad (5.34)$$

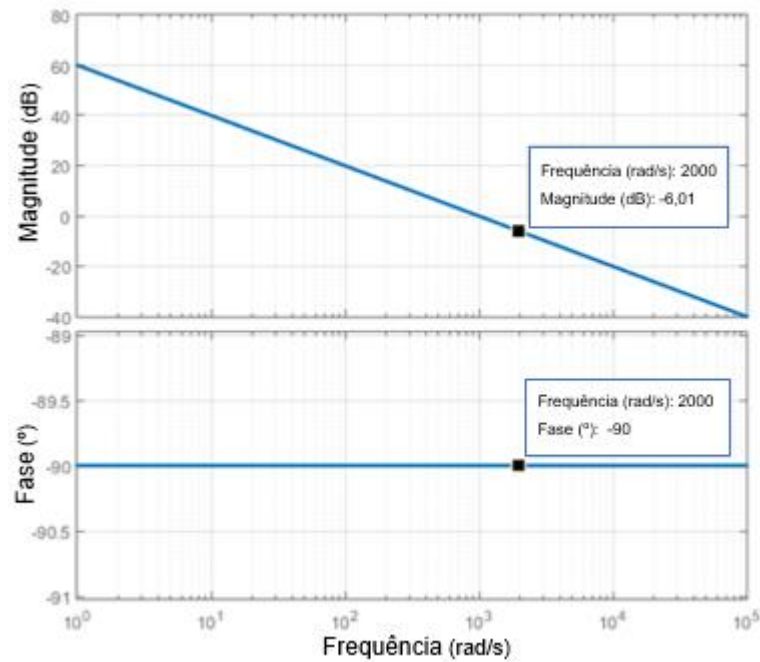
O controlador PI é descrito por (5.35) e (5.36).

$$C_{i_d}(s) = C_{i_q}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (5.35)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (5.36)$$

Com a função de transferência $FTLANC_{i_{dq}}(s)$ em malha aberta, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia dos controladores PI $C_{i_d}(s)$ e $C_{i_q}(s)$. Os critérios adotados são: margem de fase (MF) de 60° e frequência de corte ω_c de 2000 rad/s. O diagrama de Bode de $FTLANC_{i_{dq}}(s)$ é apresentado na Figura 74:

Figura 74 - Diagrama de Bode para $FTLANC_{i_{dq}}(s)$.



Fonte: produção da própria autora

$$\theta = MF - \angle T_{vd}(j\omega_c) - 90^\circ \quad (5.37)$$

$$\theta = 60^\circ + 90^\circ - 90^\circ = 60^\circ \quad (5.38)$$

Dessa forma a contribuição do controlador deverá ser de 60° para a frequência de corte de 2000 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 2000$ rad/s a magnitude do ganho é de -6,01 dB, o controlador deve prover uma atenuação de 6,01 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\text{boost})} = \frac{2000}{\tan(60^\circ)} = 1154,701 \text{ rad/s} \quad (5.39)$$

De tal modo, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$C_{i_d}(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (5.40)$$

$$6,01 = 20 \log \left| \frac{K_p(j2000 + 1154,701)}{j2000} \right| \quad (5.41)$$

$$K_p = 1,73 \quad (5.42)$$

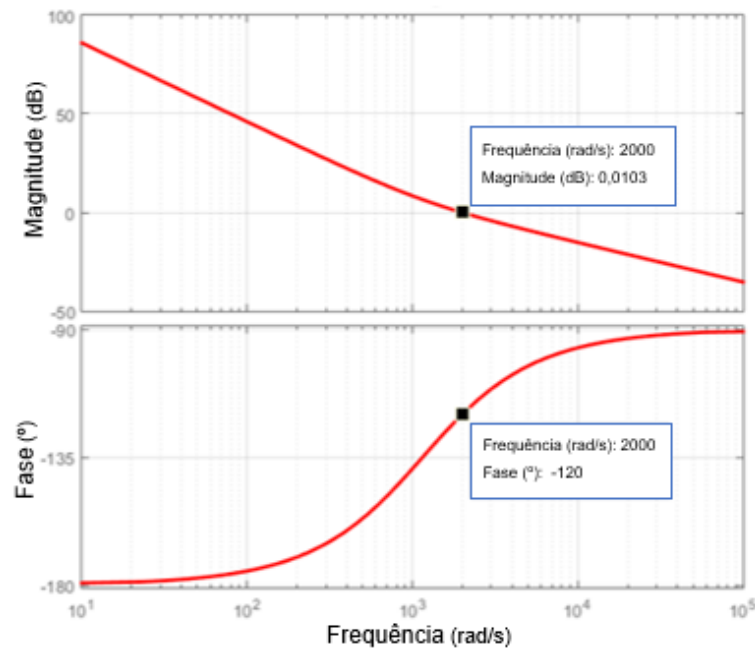
$$\omega_z = 1154,701 \text{ rad/s} \quad (5.43)$$

$$C_{i_d}(s) = C_{i_q}(s) = 1,73 + \frac{1997,56}{s} \quad (5.44)$$

A Figura 75 apresenta o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLA_{C_{idq}}(s)$ conforme (5.45).

$$FTLA_{C_{idq}}(s) = C_{i_d}(s) \cdot FTLA_{NC_{i_d}}(s) = C_{i_q}(s) \cdot FTLA_{NC_{i_q}}(s) \quad (5.45)$$

Figura 75 - Diagrama de Bode para $FTLA_{C_{idq}}(s)$ em malha aberta.

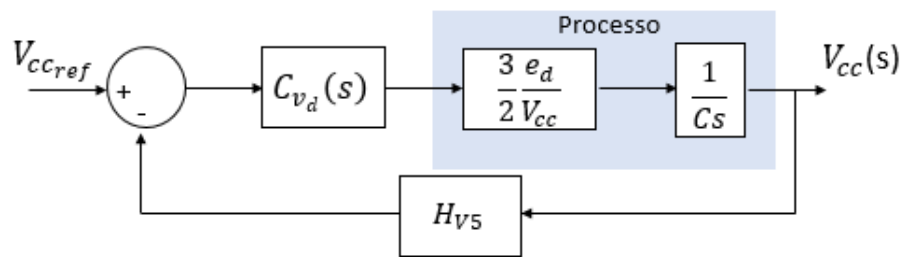


Fonte: produção da própria autora

5.2.2 Malha de Controle de Tensão do Barramento CC

A malha de tensão será externa à malha de corrente, logo esta deve ser mais lenta para não interferir no comportamento da malha interna. Assim, o controlador PI $C_{v_d}(s)$ será ajustado para que esta condição seja satisfeita e o sistema funcione corretamente. A estratégia apresentada parte da geração do sinal de erro entre o valor de tensão desejado no banco de baterias (V_{CCref}) e a tensão que se registra no referido barramento (V_{CC}). O diagrama de blocos geral do controlador externo é apresentado na Figura 76.

Figura 76 - Malha de controle de tensão no barramento CC



Fonte: produção da própria autora

De acordo com Sousa (SOUZA², 2007), a malha de controle de corrente de eixo direto é interna a malha de tensão, podendo ser representada por um ganho de corrente do conversor de acordo com (5.46).

$$G_{conv}(s) = \frac{i_{dc}}{i_d} = \frac{3 e_d}{2 V_{CC}} \quad (5.46)$$

Onde e_d é o pico da tensão fase-neutro nominal do lado CA e V_{CC} é a tensão nominal de operação do barramento CC do conversor. Da equação dinâmica do barramento CC temos a função de transferência que relaciona a saída de tensão do capacitor (V_{CC}) e a corrente no capacitor (i_{dc}).

$$G_C(s) = \frac{V_{CC}(s)}{i_{dc}(s)} = \frac{1}{Cs} \quad (5.47)$$

Sabe-se, a partir de (SOUZA², 2007; REZENDE, 2012; BAJRACHARYA, 2008), que a dinâmica da malha interna de corrente pode ser desprezada por ser muito mais rápida que as demais dinâmicas envolvidas. Esta dinâmica rápida é obtida ao impor uma frequência de corte dez vezes maior que a frequência de corte da malha de tensão.

Considerando $C = 4,33 \text{ mF}$ e um sensor de corrente com ganho $H_{V5} = \frac{2,5}{0,180}$ e substituindo os valores em (5.46) e (5.47), tem-se (5.48):

$$FTLA_{NCv_c}(s) = H_{V5} \cdot G_{conv}(s) \cdot G_C(s) = \frac{8,333}{0,00433s} \quad (5.48)$$

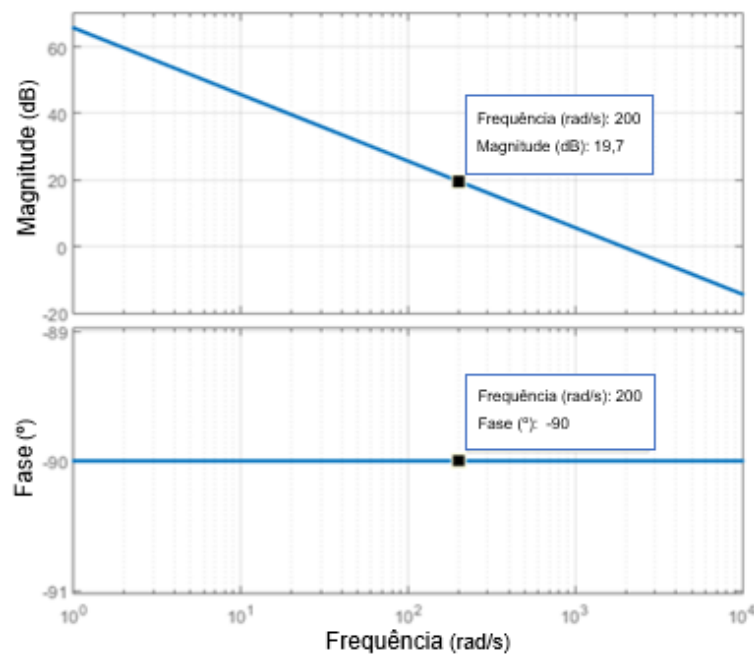
O controlador PI é descrito por (5.49) e (5.50).

$$C_{v_d}(s) = \frac{K_p(s + \omega_z)}{s} \quad (5.49)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (5.50)$$

Com a função de transferência $FTLA_{NCv_c}(s)$ em malha aberta, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando o diagrama de Bode para sintonia do controlador PI $C_{v_d}(s)$. Os critérios adotados são: margem de fase (MF) de 60° e frequência de corte ω_c de 200 rad/s. O diagrama de Bode de $FTLA_{NCv_c}(s)$ é apresentado na Figura 77:

Figura 77 - Diagrama de Bode para $G_E(s)$ em malha aberta.



Fonte: produção da própria autora

$$\theta = MF - \angle T_{v_d}(j\omega_c) - 90^\circ \quad (5.51)$$

$$\theta = 60^\circ + 90^\circ - 90^\circ = 60^\circ \quad (5.52)$$

Dessa forma a contribuição do controlador deverá ser de 60° para a frequência de corte de 200 rad/s. Nesta frequência a magnitude do ganho deverá ser nula. Como na frequência de

$\omega_c = 200$ rad/s a magnitude do ganho é de 19,7 dB, o controlador deve prover uma atenuação de -19,7 dB.

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan(\text{boost})} = \frac{200}{\tan(60^\circ)} = 115,4701 \text{ rad/s} \quad (5.53)$$

De tal modo, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$G(s) = 20 \log \left| K_p \frac{(s + \omega_z)}{s} \right| \quad (5.54)$$

$$-19,7 = 20 \log \left| \frac{K_p(j200 + 115,4701)}{j200} \right| \quad (5.55)$$

$$K_p = 0,08965 \quad (5.56)$$

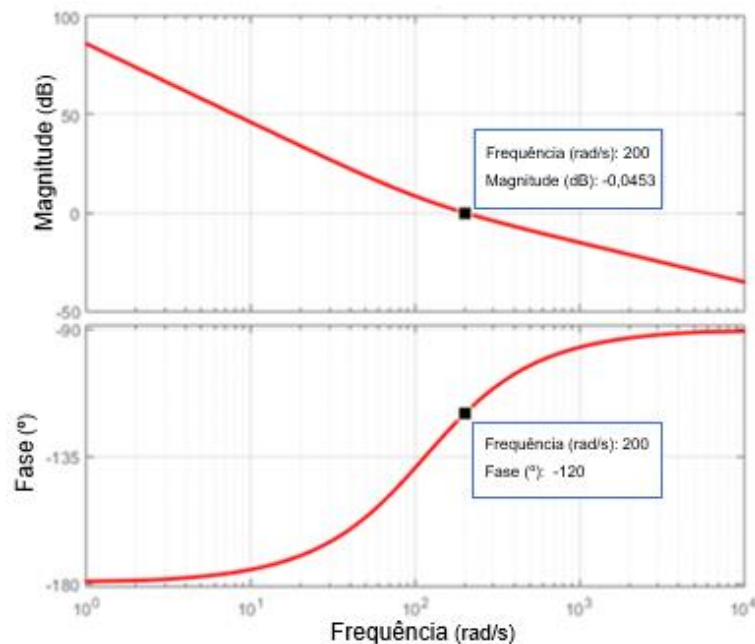
$$\omega_z = 115,4701 \text{ rad/s} \quad (5.57)$$

$$G_{CE}(s) = 0,08965 + \frac{10.351}{s} \quad (5.58)$$

A Figura 78 apresenta o diagrama de Bode da função de transferência em malha aberta compensada $FTLAC_{vc}(s)$ conforme (5.59).

$$FTLAC_{vc}(s) = C_{vc}(s) \cdot FTLA_{NC_{vc}}(s) \quad (5.59)$$

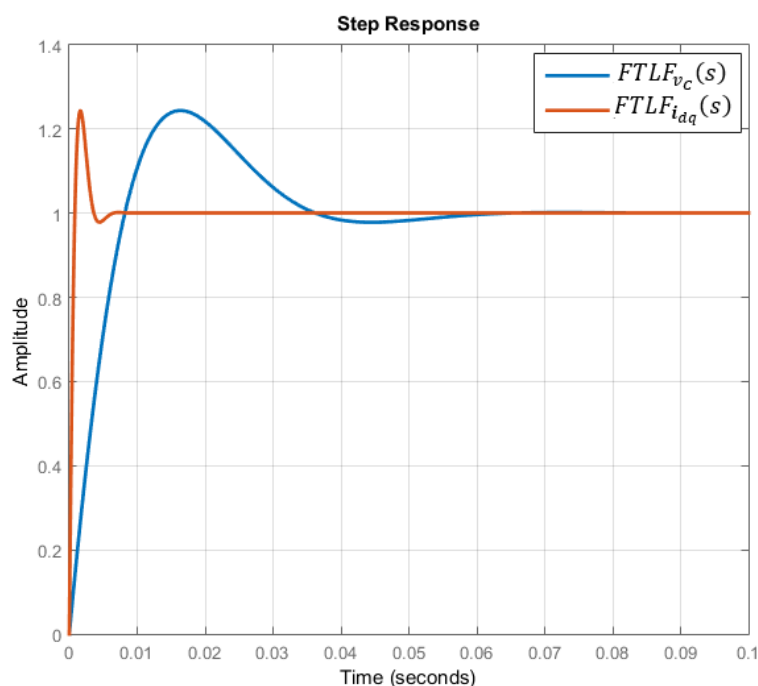
Figura 78 - Diagrama de Bode para $FTLAC_{vc}(s)$ em malha aberta.



Fonte: produção da própria autora

Com a intenção de comprovar o êxito do projeto da malha interna de controle de corrente e da malha externa de controle de tensão, a Figura 79 apresenta a resposta ao degrau das funções $F_{TLF_{v_c}}(s)$ e $F_{TLF_{i_{dq}}}(s)$. Pode-se observar que a malha interna de corrente é mais rápida que a malha externa.

Figura 79 - Resposta ao degrau para $F_{TLF_{v_c}}(s)$ e $F_{TLF_{i_{dq}}}(s)$.

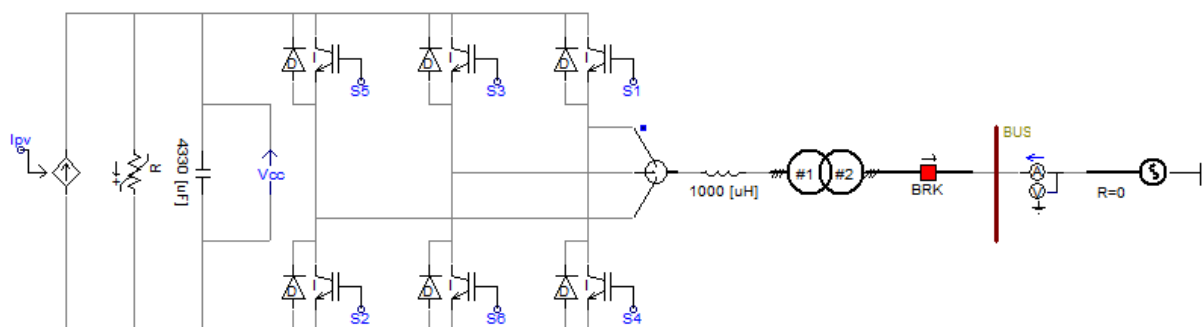


Fonte: produção da própria autora

5.3 Resultados de Simulação

O circuito de simulação, desenvolvido através do emprego do programa PSCAD 5.5, é ilustrado na Figura 80. A fonte de corrente controlada I_{pv} representa a corrente gerada pelo sistema fotovoltaico e a resistência R representa a carga a ser alimentada pela microrrede.

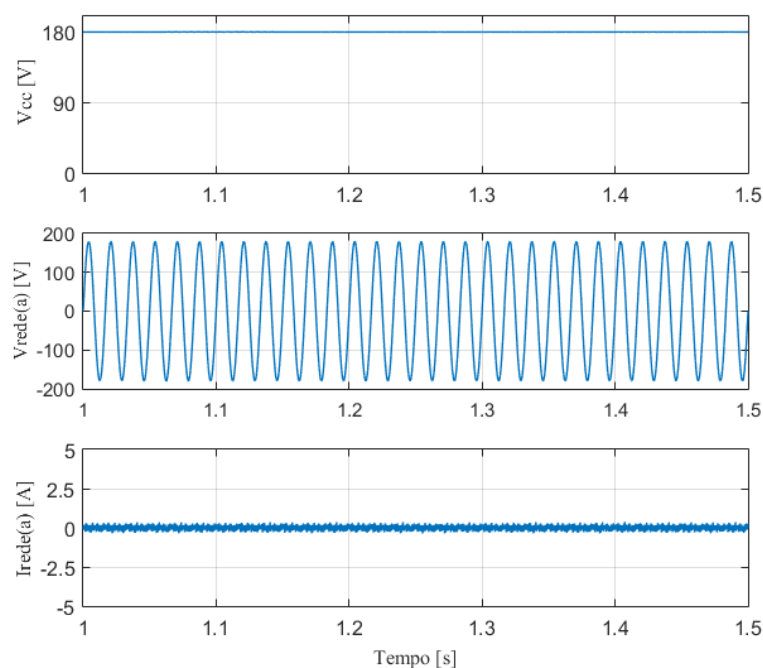
Figura 80 - Circuito empregado para simulação e validação da estratégia aplicada ao controle do conversor CC-CA.



Fonte: produção da própria autora

Com o intuito de validar o princípio de operação do conversor e as estratégias de controle utilizadas, nas Figuras 81, 82 e 83 ilustram-se resultados provenientes da simulação. Nestes é possível verificar a corrente injetada na rede em uma das fases devido às variações da potência gerada pelo sistema fotovoltaico, nesse contexto representada pela fonte de corrente I_{pv} . Para o caso da Figura 81, a simulação foi realizada de forma que a fonte de corrente gerasse o valor necessário para alimentar a carga, dessa forma, como é possível observar na figura, a corrente injetada na rede é nula.

Figura 81 - Conversor CC-CA operando com corrente injetada na rede nula.

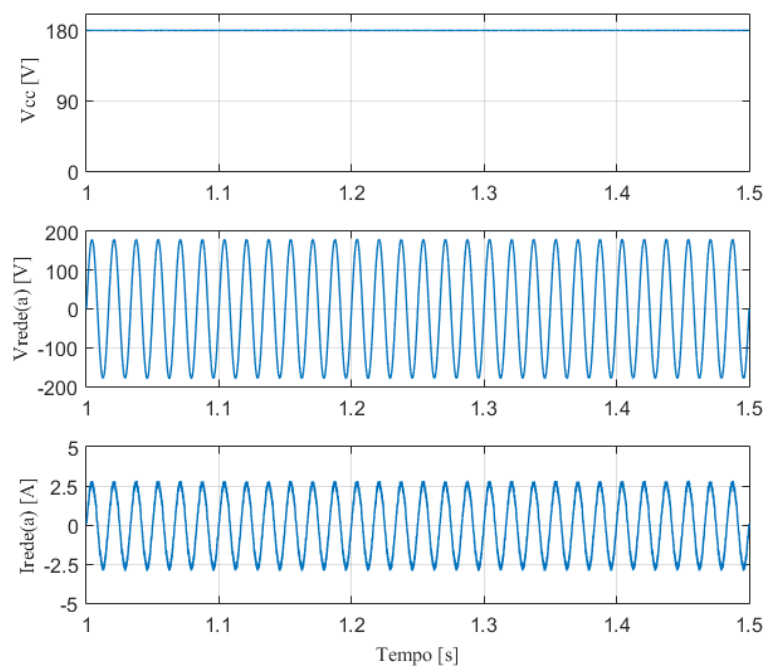


Fonte: produção da própria autora

Para o caso da Figura 82, foi simulado o caso em que o sistema fotovoltaico não poderia suprir a carga, dessa maneira o conversor atuou como retificador, com a rede injetando corrente no sistema.

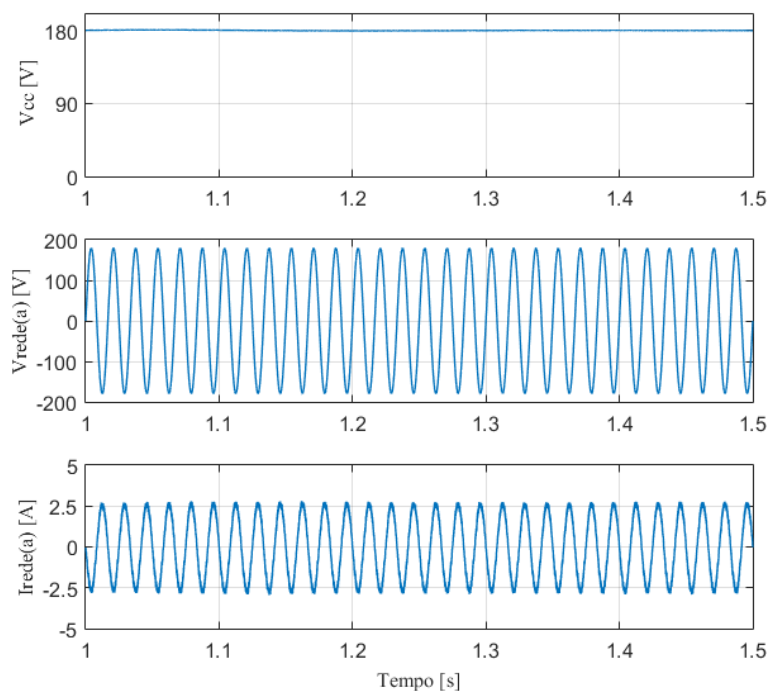
Diferentemente, para a Figura 83, levou-se em consideração o caso em que o sistema gerava mais do que era exigido pela carga, dessa forma, o conversor atuou como inversor, injetando corrente na rede.

Figura 82 - Conversor CC-CA operando como retificador



Fonte: produção da própria autora

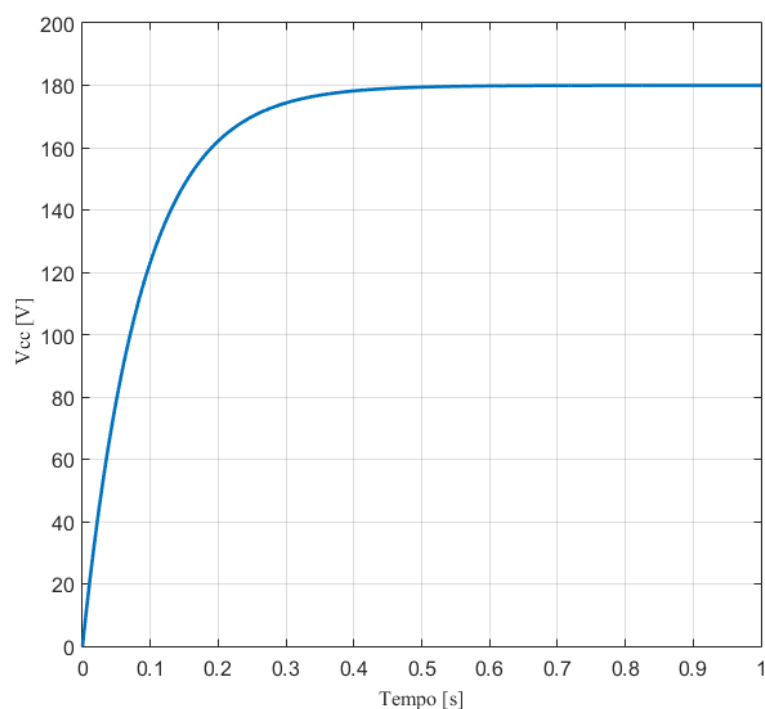
Figura 83 - Conversor CC-CA operando como inversor



Fonte: produção da própria autora

A Figura 84 mostra o comportamento da tensão no barramento CC diante do transitório de carregamento inicial do capacitor. Observa-se que o valor de referência de 180V foi atingido em aproximadamente 0,5 segundos. O conversor CC-CA trifásico bidirecional está desligado para esta análise.

Figura 84 - Tensão no transitório de carga do capacitor no barramento CC.



Fonte: produção da própria autora

5.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados o conversor bidirecional CC-CA trifásico e a estratégia de controle adotada.

Foram apresentados gráficos do sistema sobre as possíveis condições de operação do conversor: retificador, inversor e desligado. Foi visto que quando a microrrede está gerando mais potência do que consumindo, o modo de operação inversor é acionado e corrente é injetada na rede. Já o modo de operação retificador é utilizado quando a microrrede não puder suprir a demanda da carga, dessa forma, a corrente flui da rede para o sistema.

No próximo capítulo será apresentado a integração de todas as partes que compõem o sistema e a análise sob algumas condições de operação.

Capítulo 6: Resultados de Simulação do Sistema Fotovoltaico

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da integração das diversas etapas realizadas ao longo deste trabalho. Uma forma de validar o desenvolvimento do projeto apresentado até o momento se dá mediante a simulação de todos os casos em que o sistema poderá operar.

A partir da integração das etapas desenvolvidas nos Capítulos de 3 a 5, foram realizadas simulações, organizadas de acordo com os possíveis cenários (modo conectado e isolado), sendo os resultados obtidos, apresentados e descritos a seguir.

6.1 Resultados referentes à operação no modo conectado

No modo em que a rede elétrica está presente, realizaram-se simulações concernentes aos quatro possíveis cenários descritos no Capítulo 2, em que o banco de baterias pode estar em processo de carga ou totalmente carregado. Para o caso em que o banco de baterias estiver totalmente carregado, este é mantido por uma corrente de *floating* de forma que permaneça totalmente carregado compensando as perdas naturais da bateria.

6.1.1 Modo conectado 1 – Geração solar superior à demanda

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é maior que a potência demandada pela carga (P_{carga}). Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreendem este modo de operação são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 1

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$1000 \frac{W}{m^2}$	25 °C	30 Ω	On	1080 W

Fonte: produção da própria autora

Este modo de operação pode ainda ser subdividido em dois casos: com a bateria em processo de carga e com a bateria totalmente carregada.

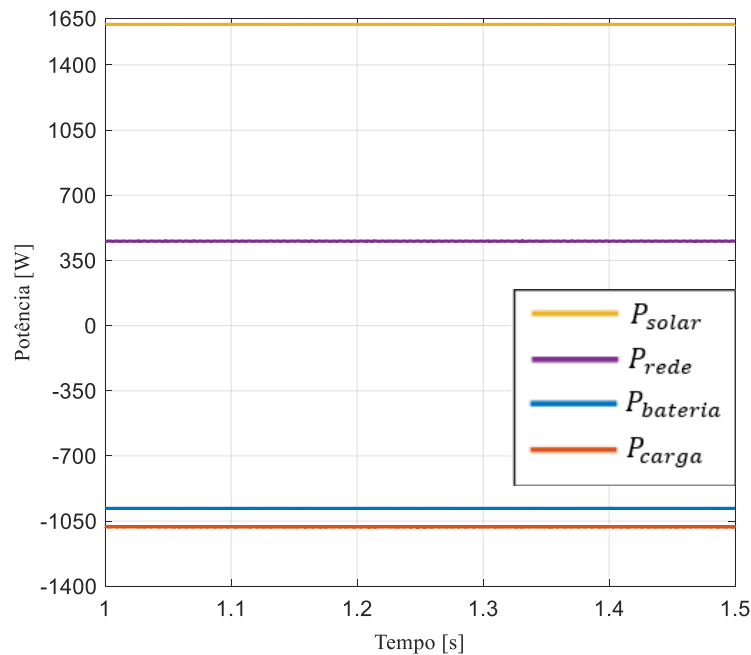
a) Bateria em processo de carga

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se superior à demandada pela carga (P_{carga}), conforme apresenta a Figura 85. Para este caso, a bateria se comporta como uma carga, e o sistema fotovoltaico não atende à demanda, dessa maneira o conversor trifásico atua como retificador, com a rede injetando corrente na microrrede.

A equação que rege o balanço de potência nesse modo de operação é expressa por (6.1):

$$|P_{solar} + P_{rede}| = |P_{carga} + P_{bateria}| \quad (6.1)$$

Figura 85 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 1, com a bateria em processo de carga.

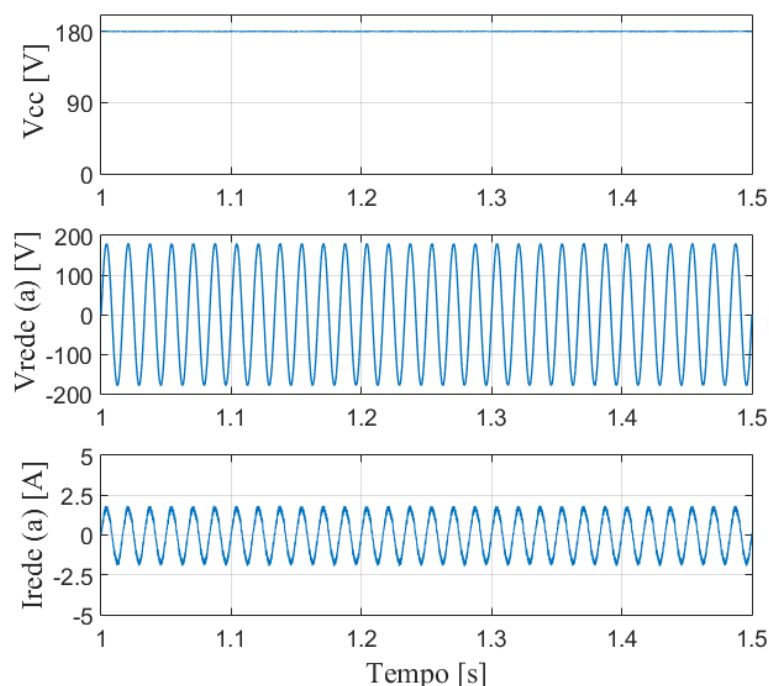


Fonte: produção da própria autora

A Figura 86 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. A tensão no barramento CC se manteve estável em seu valor nominal $V_{cc} = 180V$. O valor de pico da corrente na fase (a) da rede pode ser calculada a partir de (6.2).

$$i_p(a) = \frac{\sqrt{2} \cdot P_{rede}}{3 \cdot v_{ef(a)}} \quad (6.2)$$

Figura 86 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 1, com a bateria em processo de carga.



Fonte: produção da própria autora

b) Bateria totalmente carregada

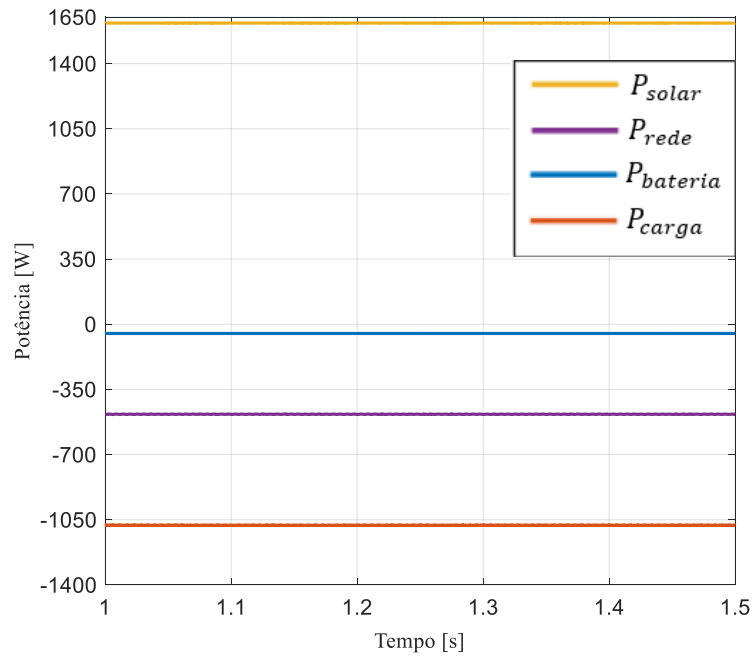
Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se superior à demandada pela carga (P_{carga}), conforme apresenta a Figura 87. Para este caso, a bateria está completamente carregada e necessita apenas de uma pequena parcela para suprir suas perdas internas. Assim, o sistema fotovoltaico atende à demanda da carga e da bateria fazendo com que o conversor trifásico atue como inversor, com a microrrede injetando corrente na rede de distribuição.

A equação que rege o balanço de potência nesse modo de operação é expressa por (6.3):

$$|P_{solar}| = |P_{rede} + P_{carga} + P_{bateria}| \quad (6.3)$$

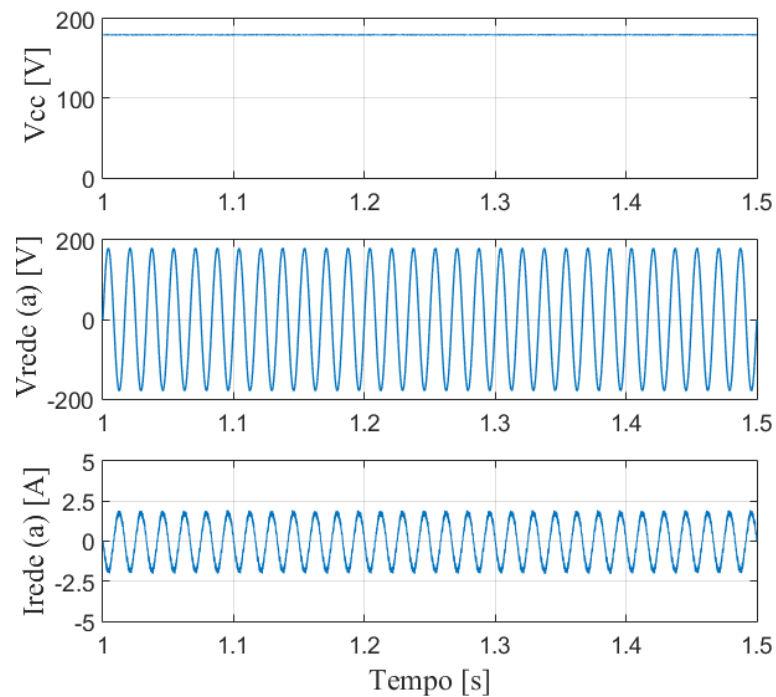
A Figura 88 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. A partir da comparação da Figura 86 com a Figura 88 é possível observar a inversão na forma de onda da corrente na rede na fase (a).

Figura 87 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 1, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 88 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 1, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora.

6.1.2 Modo conectado 2 – Geração solar equivalente à demanda de carga

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é equivalente à potência demandada pela carga (P_{carga}). Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreendem este modo de operação são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 2.

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$1000 \frac{W}{m^2}$	25 °C	20 Ω	On	1620 W

Fonte: produção da própria autora.

Este modo de operação pode ainda ser subdividido em dois casos: com a bateria em processo de carga e com a bateria totalmente carregada.

a) Bateria em processo de carga

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se igual à demandada pela carga (P_{carga}), conforme apresenta a Figura 89. Para este caso, a bateria se comporta como uma carga, dessa maneira o conversor trifásico atua como retificador ativo, com a rede injetando corrente no sistema a fim de continuar o processo de carga da bateria.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.4), (6.5) e (6.6):

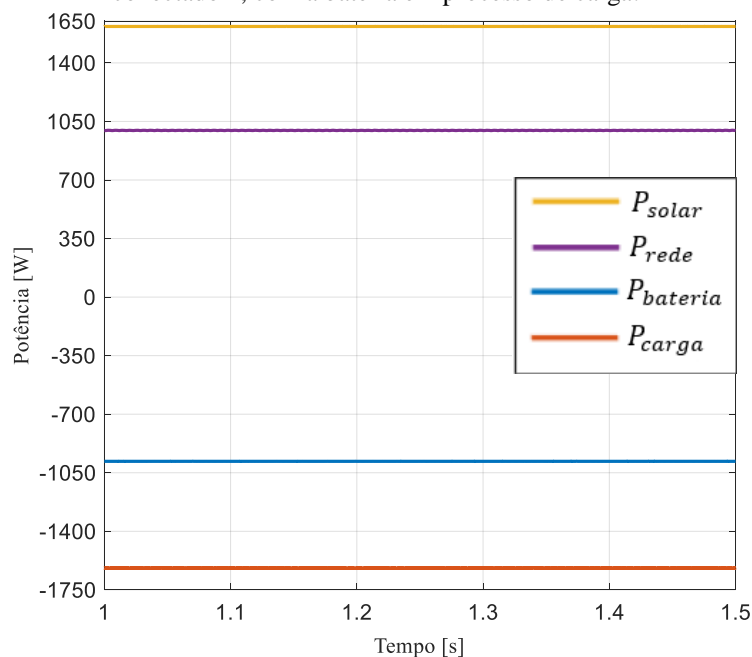
$$|P_{solar}| = |P_{carga}| \quad (6.4)$$

$$|P_{rede}| = |P_{bateria}| \quad (6.5)$$

$$|P_{solar} + P_{rede}| = |P_{bateria} + P_{carga}| \quad (6.6)$$

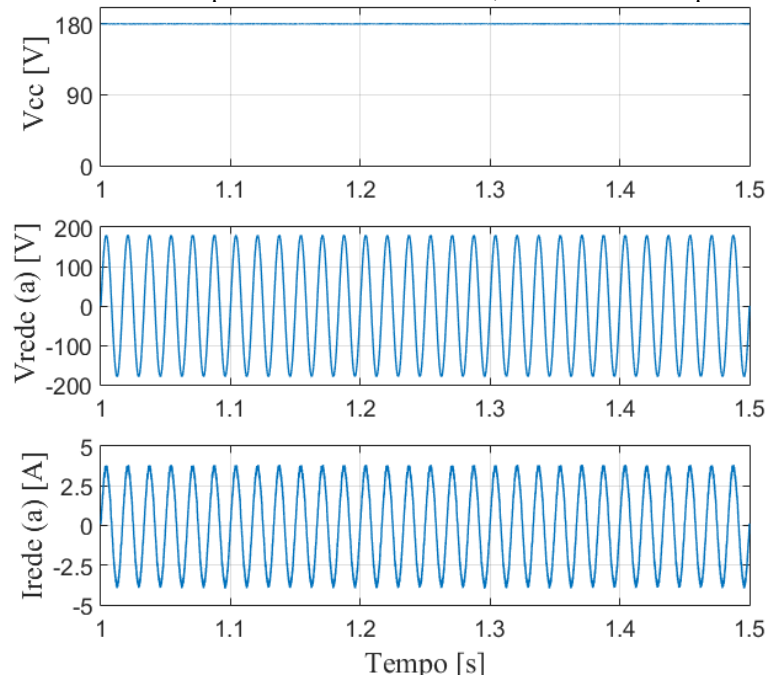
A Figura 90 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. O valor de pico da corrente injetada na rede pode ser calculado a partir de (6.2).

Figura 89 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 2, com a bateria em processo de carga.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 90 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 2, com a bateria em processo de carga.



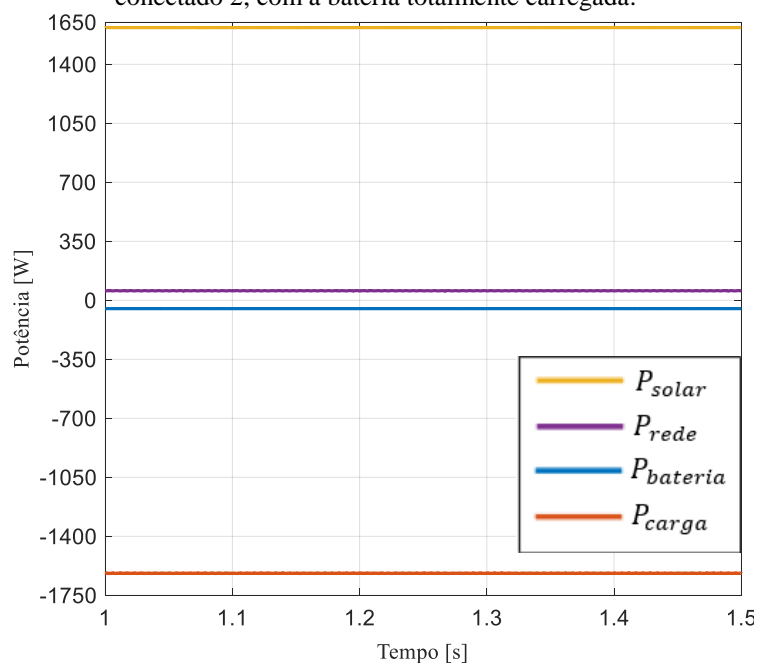
Fonte: produção da própria autora

b) Bateria totalmente carregada

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se igual à demandada pela carga (P_{carga}), conforme apresenta a Figura 91. Para este caso, a bateria está completamente carregada e necessita apenas de uma pequena parcela para suprir suas perdas internas. Assim, essa parcela é extraída da rede fazendo com que o conversor trifásico atue como retificador, com a rede injetando uma pequena parcela de corrente na microrrede.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.4), (6.5) e (6.6).

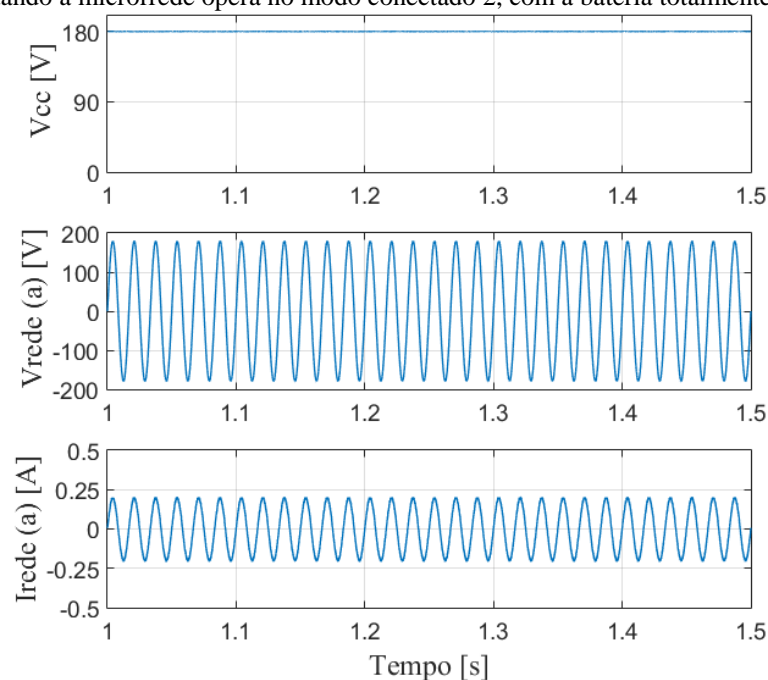
Figura 91 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 2, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora

A Figura 92 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. O valor de pico da corrente injetada na rede pode ser calculado a partir de (6.2).

Figura 92 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 2, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora

6.1.3 Modo conectado 3 – Geração solar inferior à demanda de carga

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é inferior à potência demandada pela carga (P_{carga}). Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreende este modo de operação são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 3.

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$800 \frac{W}{m^2}$	25 °C	20 Ω	On	1620 W

Fonte: produção da própria autora.

Este modo de operação pode ainda ser subdividido em dois casos: com a bateria em processo de carga e com a bateria totalmente carregada.

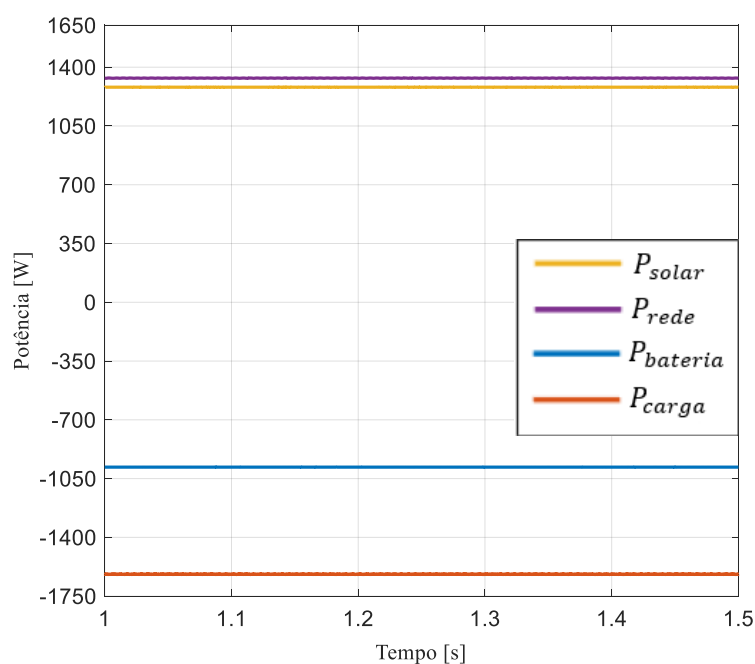
a) Bateria em processo de carga

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se inferior à demandada pela carga (P_{carga}), conforme apresenta a Figura 93. Para este caso o conversor trifásico atua como retificador, com a rede injetando corrente no sistema.

A equação que rege o balanço de potência nesse modo de operação é expressa por (6.7):

$$|P_{solar} + P_{rede}| = |P_{bateria} + P_{carga}| \quad (6.7)$$

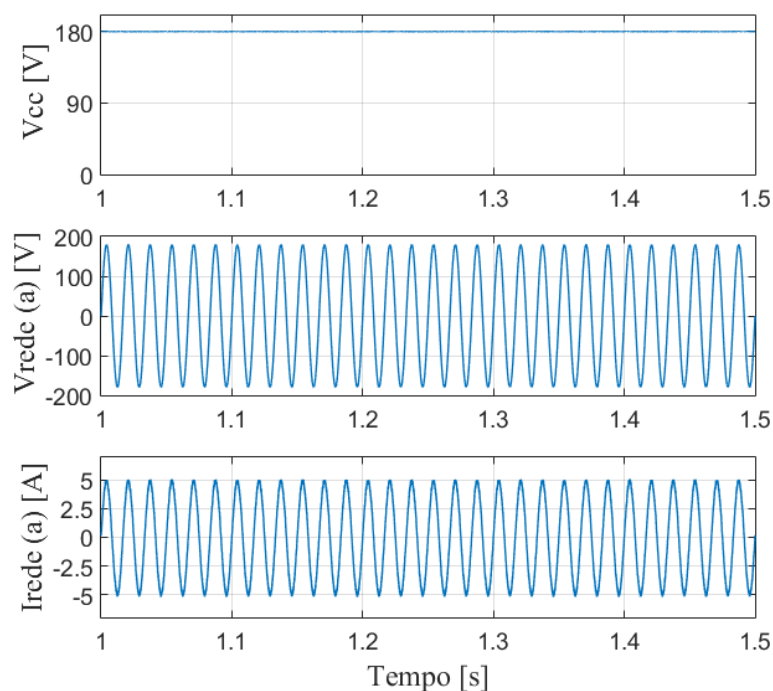
Figura 93 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 3, com a bateria em processo de carga



Fonte: produção da própria autora

A Figura 94 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. O valor de pico da corrente injetada na rede pode ser calculado a partir de (6.2).

Figura 94 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 3, com a bateria em processo de carga.



Fonte: produção da própria autora

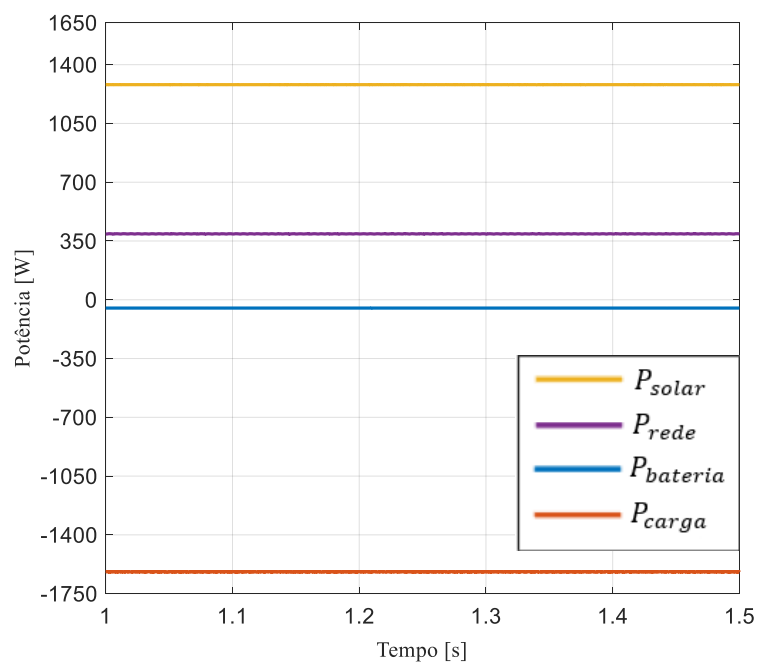
b) Bateria totalmente carregada

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se inferior à demandada pela carga (P_{carga}), conforme apresenta a Figura 95. Para este caso, a bateria está completamente carregada e necessita apenas de uma pequena parcela para suprir suas perdas internas. Assim, como o sistema fotovoltaico não atende à demanda, o conversor trifásico atua como retificador.

A equação que rege o balanço de potência nesse modo de operação é expressa por (6.7).

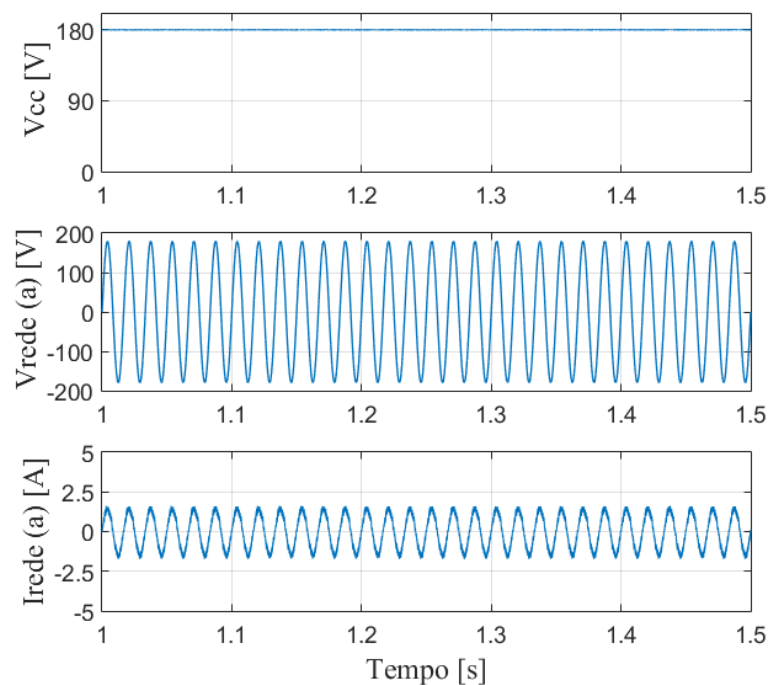
A Figura 96 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. O valor de pico da corrente injetada na rede pode ser calculado a partir de (6.2).

Figura 95 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 3, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora

Figura 96 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 3, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora

6.1.4 Modo conectado 4 – Geração solar nula

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é nula. Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreendem este modo de operação são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo conectado 4

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$0 \frac{W}{m^2}$	25 °C	50 Ω	On	648 W

Fonte: produção da própria autora.

Este modo de operação pode ainda ser subdividido em dois casos: com a bateria em processo de carga e com a bateria totalmente carregada.

a) Bateria em processo de carga

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se nula, conforme apresenta a Figura 97. Para este caso, a bateria se comporta como uma carga e o conversor trifásico atua como retificador, com a rede injetando corrente no sistema de maneira a atender a carga e a bateria.

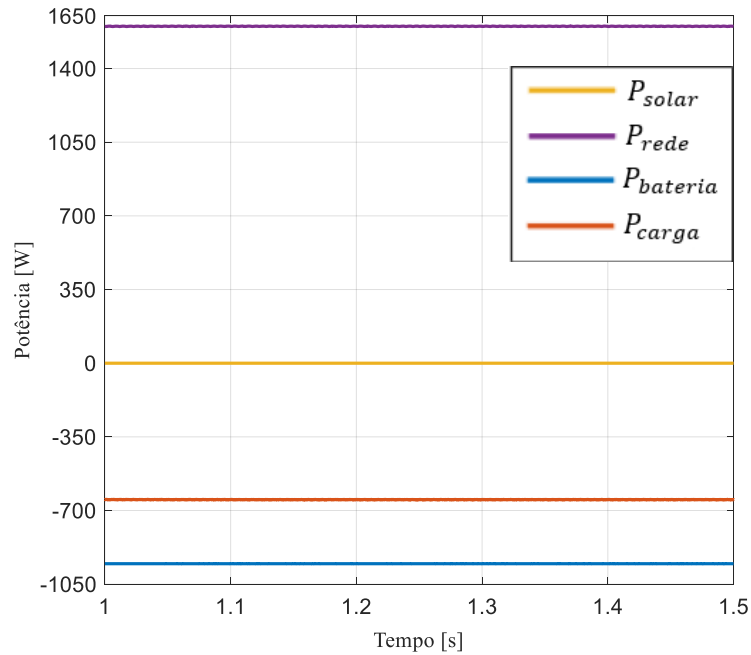
As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.8) e (6.9):

$$P_{solar} = 0 \quad (6.8)$$

$$|P_{rede}| = |P_{carga} + P_{bateria}| \quad (6.9)$$

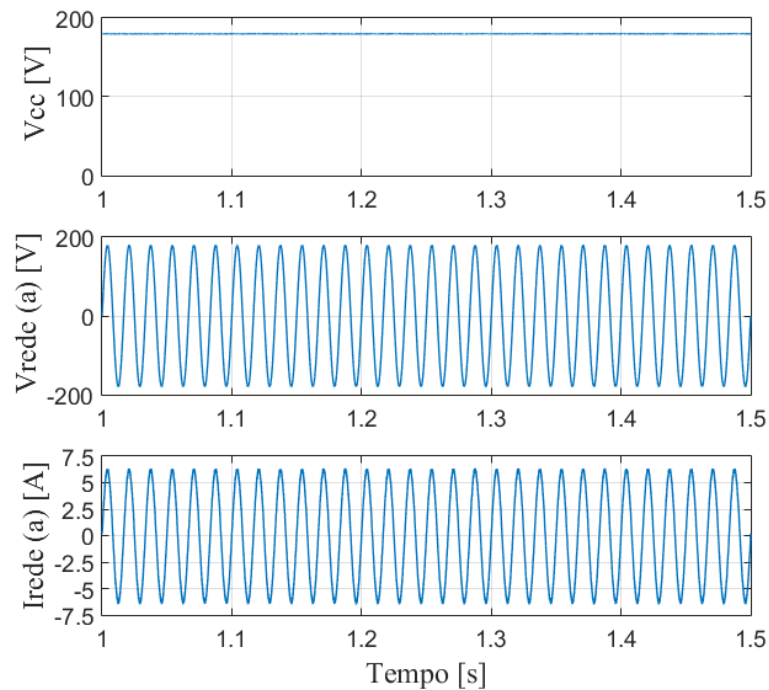
A Figura 98 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. O valor de pico da corrente injetada na rede pode ser calculado a partir de (6.2).

Figura 97 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 4, com a bateria em processo de carga.



Fonte: produção da própria autora

Figura 98 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 4, com a bateria em processo de carga.



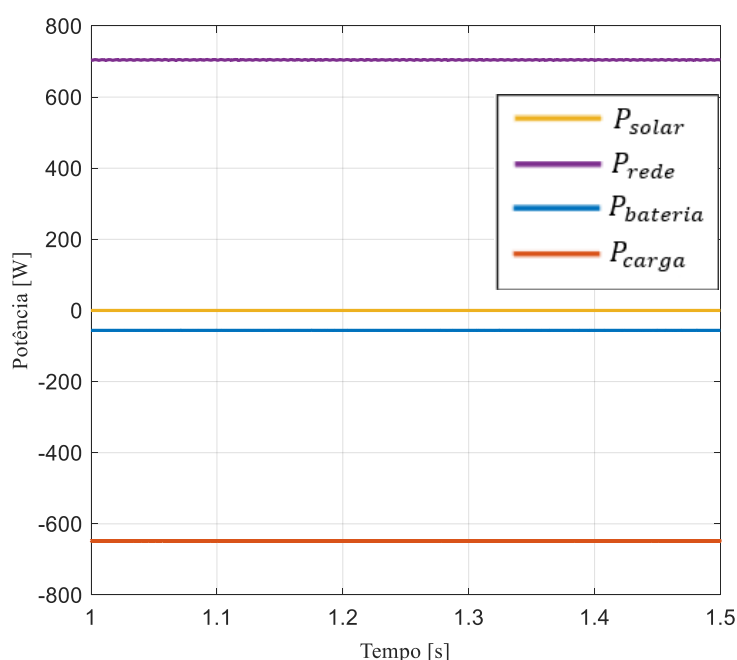
Fonte: produção da própria autora

b) Bateria totalmente carregada

Durante a simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) manteve-se nula, conforme apresenta a Figura 99. Para este caso, a bateria está completamente carregada e necessita apenas de uma pequena parcela para suprir suas perdas internas. Assim, o conversor trifásico atua como retificador, com a rede injetando corrente no sistema de maneira a atender a carga e a parcela de potência necessária para manter a bateria carregada.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.8) e (6.9).

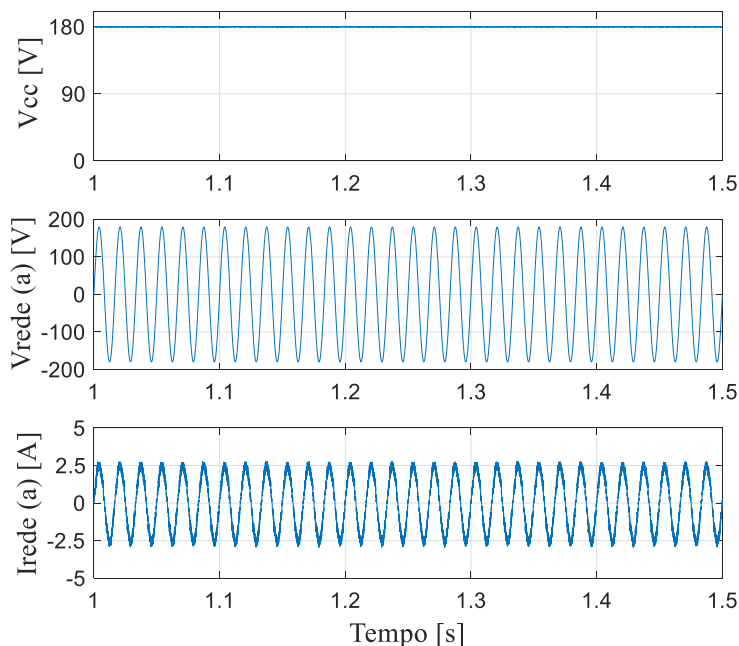
Figura 99 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo conectado 4, com a bateria totalmente carregada.



Fonte: produção da própria autora

A Figura 100 apresenta a tensão do barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede. O valor de pico da corrente injetada na rede pode ser calculado a partir de (6.2).

Figura 100 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC, a tensão e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo conectado 4, com a bateria totalmente carregada



Fonte: produção da própria autora

6.2 Resultados referentes à operação no modo isolado

No modo em que a rede elétrica não está presente, realizaram-se simulações concernentes aos quatro possíveis cenários descritos no Capítulo 2.

6.2.1 Modo isolado 1 – Geração solar superior à demanda

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é superior à potência demandada pela carga (P_{carga}). Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreende este modo de operação são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 1.

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$1000 \frac{W}{m^2}$	25 °C	25 Ω	Off	1296 W

Fonte: produção da própria autora.

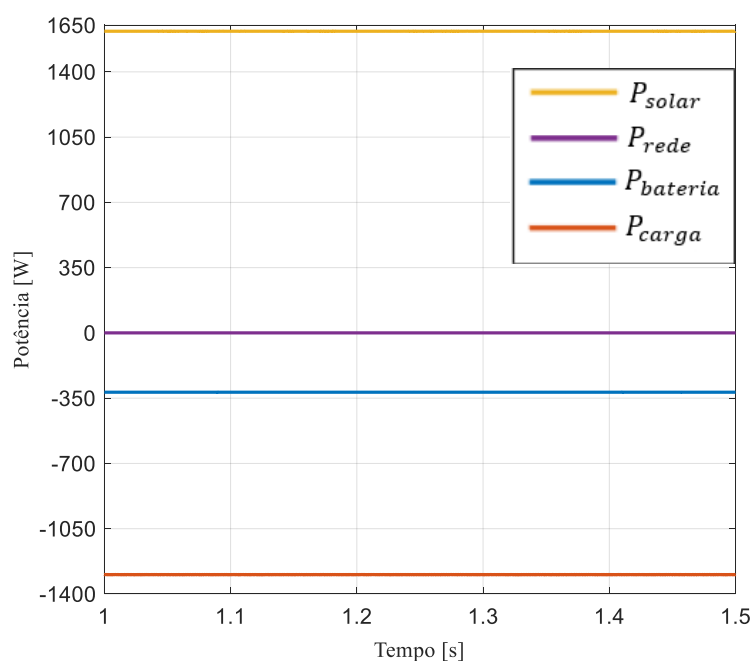
Durante a simulação, a potência da rede (P_{rede}) manteve-se nula, conforme apresenta a Figura 101. Para este caso, em que a geração fotovoltaica (P_{solar}) é maior que a demanda da carga (P_{carga}), a bateria utiliza a energia excedente para se carregar de forma a manter o barramento estável.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.10) e (6.11):

$$P_{rede} = 0 \quad (6.10)$$

$$|P_{solar}| = |P_{carga} + P_{bateria}| \quad (6.11)$$

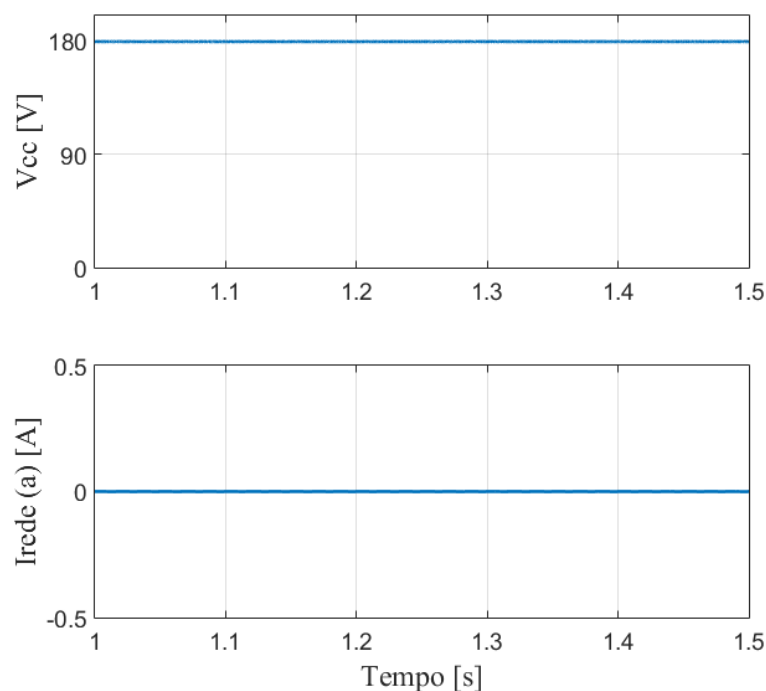
Figura 101 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 1.



Fonte: produção da própria autora

A Figura 102 apresenta a tensão do barramento CC e a corrente na fase (a) da rede. Como o sistema está operando isolado, a corrente na fase (a) será sempre nula.

Figura 102 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 1.



Fonte: produção da própria autora

6.2.2 Modo isolado 2 – Geração solar equivalente à demanda

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é equivalente à potência demandada pela carga (P_{carga}). Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreende este modo de operação são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 2.

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$1000 \frac{W}{m^2}$	25 °C	20 Ω	Off	1620 W

Fonte: produção da própria autora.

Durante a simulação, a potência da rede (P_{rede}) manteve-se nula, conforme apresenta a Figura 103. Para este caso, a geração fotovoltaica (P_{solar}) é equivalente à demanda da carga (P_{carga}) de forma que para manter o equilíbrio, a bateria tem potência nula.

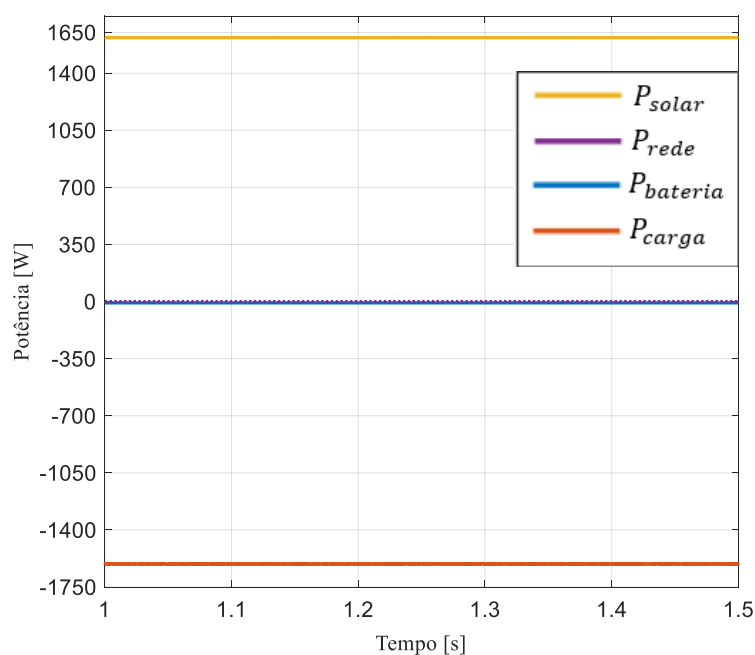
As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.12), (6.13) e (6.14):

$$P_{rede} = 0 \quad (6.12)$$

$$P_{bateria} = 0 \quad (6.13)$$

$$|P_{solar}| = |P_{carga}| \quad (6.14)$$

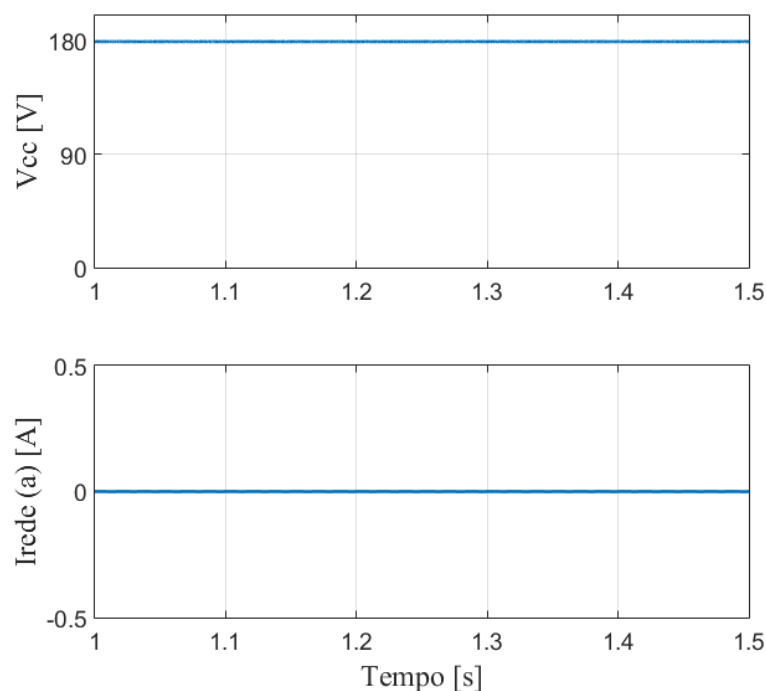
Figura 103 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 2.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 104 apresenta a tensão do barramento CC e a corrente na fase (a) da rede. Como o sistema está operando isolado, a corrente na fase (a) será sempre nula.

Figura 104 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 2.



Fonte: produção da própria autora

6.2.3 Modo isolado 3 – Geração solar inferior à demanda

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é inferior à potência demandada pela carga (P_{carga}). Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreende este modo de operação são apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 3.

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$800 \frac{W}{m^2}$	25 °C	20 Ω	Off	1620 W

Fonte: produção da própria autora.

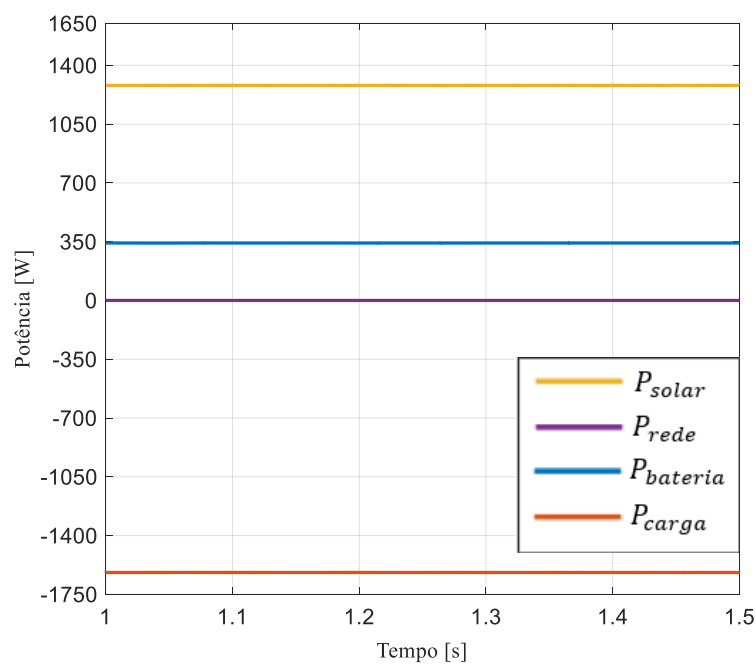
Durante a simulação, a potência da rede (P_{rede}) manteve-se nula, conforme apresenta a Figura 105. Para este caso, em que a geração fotovoltaica (P_{solar}) é menor que a demanda da carga (P_{carga}), a bateria precisa complementar a energia de forma a manter o barramento estável.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.15) e (6.16):

$$P_{rede} = 0 \quad (6.15)$$

$$|P_{solar} + P_{bateria}| = |P_{carga}| \quad (6.16)$$

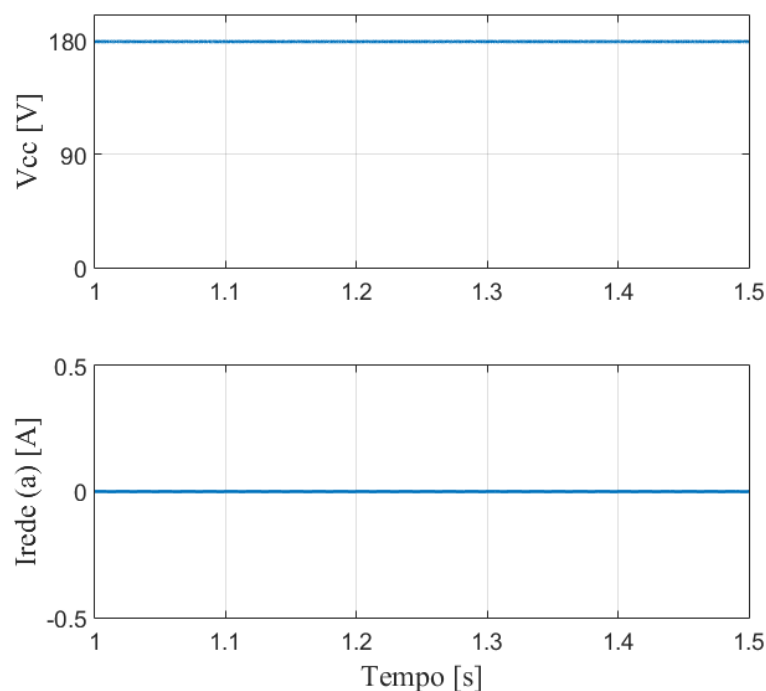
Figura 105 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 3.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 106 apresenta a tensão do barramento CC e a corrente na fase (a) da rede. Como o sistema está operando isolado, a corrente na fase (a) será sempre nula.

Figura 106 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 3.



Fonte: produção da própria autora.

6.2.4 Modo isolado 4 – Geração solar nula

Para esta simulação, a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico (P_{solar}) é nula. Desta forma, os valores possíveis dos parâmetros de simulação que compreende este modo de operação são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Valores dos parâmetros de simulação para o modo isolado 4

G	T	R	REDE	$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$
$0 \frac{W}{m^2}$	25 °C	50 Ω	Off	648 W

Fonte: produção da própria autora

Durante a simulação, a potência da rede (P_{rede}) manteve-se nula, conforme apresenta a Figura 107. Para este caso, em que a geração fotovoltaica (P_{solar}) também é nula, toda a demanda deverá ser suprida pela bateria.

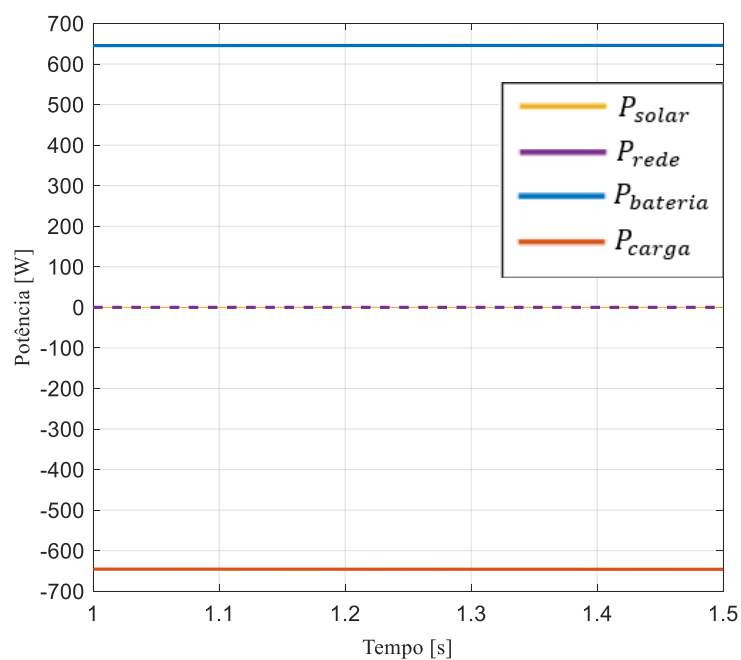
As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são expressas por (6.17), (6.18) e (6.19):

$$P_{rede} = 0 \quad (6.17)$$

$$P_{solar} = 0 \quad (6.18)$$

$$|P_{carga}| = |P_{bateria}| \quad (6.19)$$

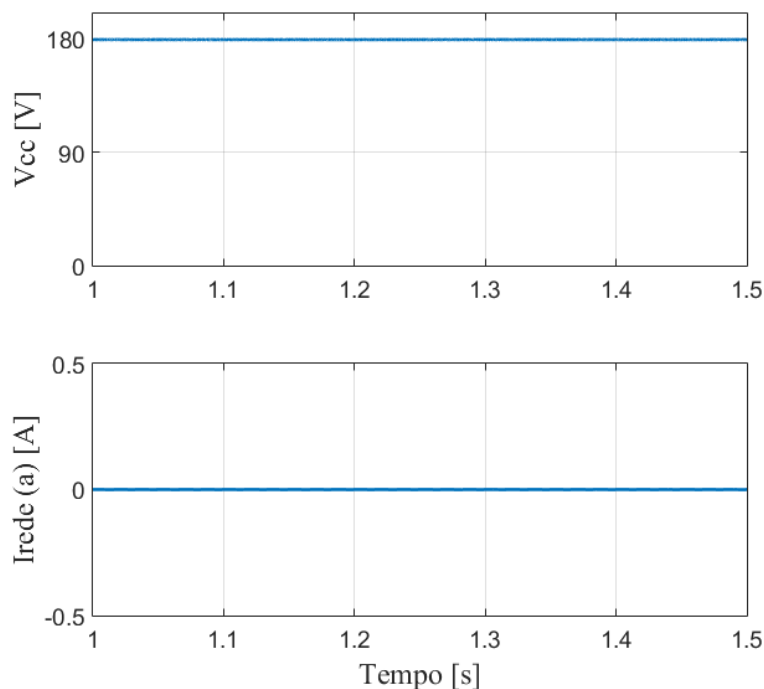
Figura 107 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede no modo isolado 4.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 108 apresenta a tensão do barramento CC e a corrente na fase (a) da rede. Como o sistema está operando isolado, a corrente na fase (a) será sempre nula.

Figura 108 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede quando a microrrede opera no modo isolado 4.



Fonte: produção da própria autora.

6.3 Resultados adicionais

No sistema em estudo, cada um dos três estágios de potência foi analisado independentemente nos capítulos anteriores. Neste subcapítulo serão analisados os resultados para os três estágios juntos operando de forma dinâmica. Serão avaliados os períodos transitórios para diversas mudanças como: desconexão e reconexão do sistema com a rede, elevação e queda na irradiação, elevação e queda na temperatura e elevação e queda na carga.

6.3.1 Desempenho do sistema a partir da desconexão do sistema com a rede

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da desconexão do sistema com a rede foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 24. A desconexão ocorreu em 1,5 segundos e foi simulada a partir de uma chave (*on – off*).

Tabela 24 - Valores dos parâmetros de simulação para desconexão do sistema com a rede

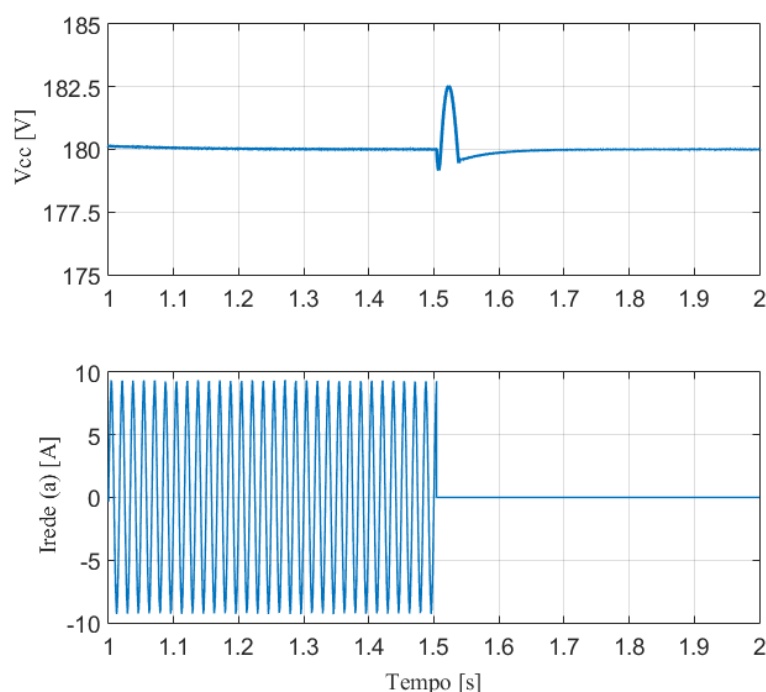
Tempo	(1-1,5) segundos	(1,5-2) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	25 °C
R	25 Ω	25 Ω
REDE	On	Off
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1296 W	1296 W

Fonte: produção da própria autora

Como a tensão é regida pela rede, um barramento infinito, sua forma de onda será sempre uma senóide com valor de pico de 180 V e frequência de 60Hz. Portanto, sua forma de onda será omitida no restante dessas análises.

A Figura 109 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de desconexão do sistema com a rede.

Figura 109 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de desconexão do sistema com a rede em 1,5 segundos.



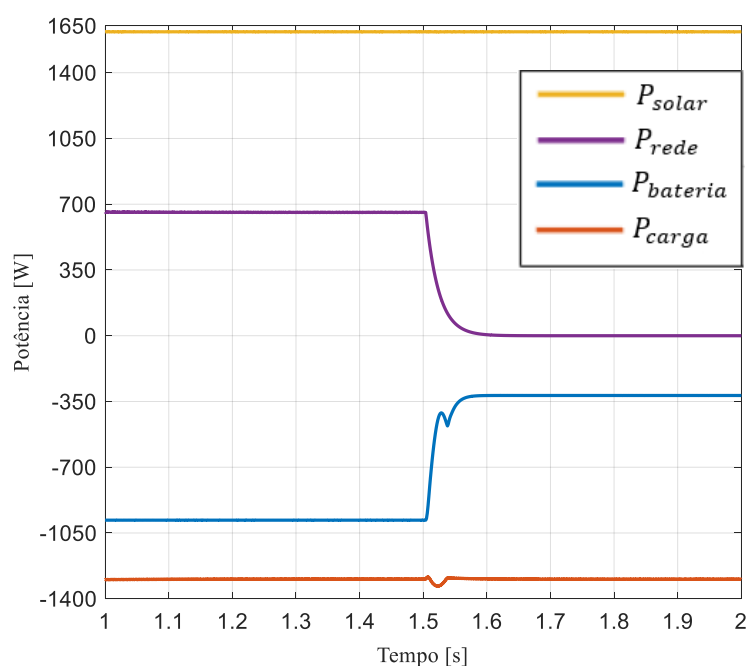
Fonte: produção da própria autora

O barramento permaneceu estável em regime permanente e o *overshoot* durante o período transitório de desconexão do sistema com a rede foram insignificantes. O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<2%) durante o transitório, além de retornar

rapidamente para a tensão estabelecida. Nota-se que, a partir do momento da falta, a corrente na fase (a) da rede elétrica se anula.

A Figura 110 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de desconexão do sistema com a rede. Nota-se que, em virtude da perda da rede elétrica, uma nova estratégia de controle dos conversores entra em operação, conforme foi citado no capítulo 2. A partir do momento da falta, o conversor CC-CC bidirecional em corrente passa a regular o barramento CC, absorvendo a energia excedente do arranjo fotovoltaico.

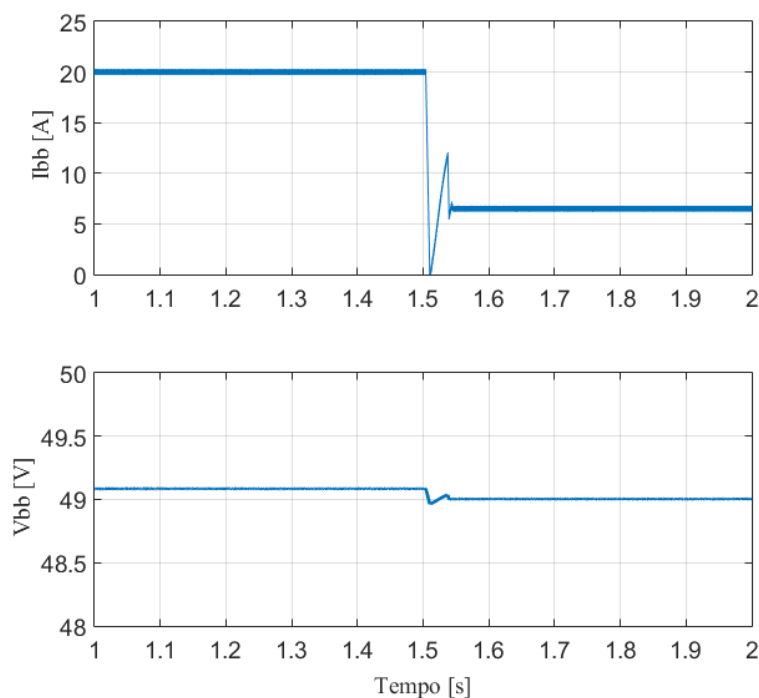
Figura 110 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de desconexão do sistema com a rede em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 111 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de desconexão do sistema com a rede. Nota-se que a bateria passa a ser carregada com uma corrente de módulo menor, resultante da potência não utilizada pela carga.

Figura 111 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de desconexão do sistema com a rede em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

6.3.2 Desempenho do sistema a partir da reconexão do sistema com a rede

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da conexão do sistema com a rede foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 25. A conexão foi realizada em 2,5 segundos.

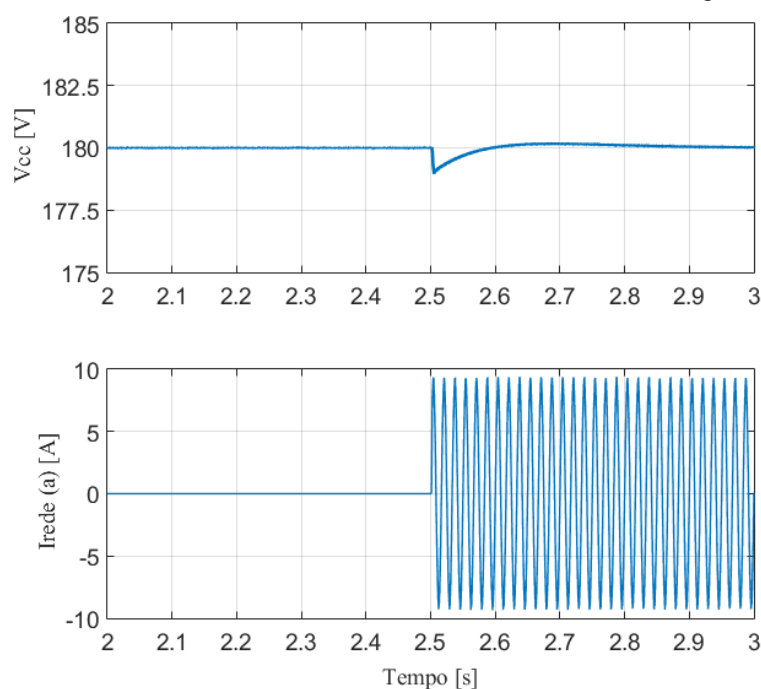
Tabela 25 - Valores dos parâmetros de simulação para conexão do sistema com a rede

Tempo	(2-2,5) segundos	(2,5-3) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	25 °C
R	25 Ω	25 Ω
REDE	Off	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1296 W	1296 W

Fonte: produção da própria autora

A Figura 112 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de reconexão do sistema com a rede.

Figura 112 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de conexão do sistema com a rede em 2,5 segundos.



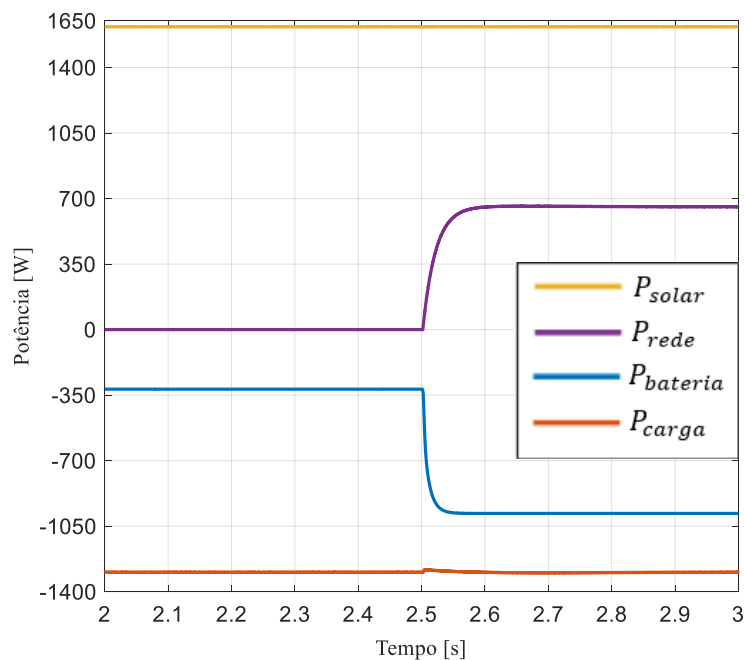
Fonte: produção da própria autora.

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão ($<1\%$) durante o transitório, além de retornar rapidamente para a tensão estabelecida. Nota-se que, a partir do momento da reconexão, a corrente na fase (a) da rede elétrica é restabelecida.

A Figura 113 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de conexão do sistema com a rede. Nota-se que, em virtude da reconexão da rede elétrica com o sistema, uma nova estratégia de controle dos conversores entra em operação, conforme foi citado no capítulo 2. A partir do momento da reconexão, o conversor trifásico bidirecional passa a regular o barramento CC, fornecendo energia ao processo de carga do banco de baterias.

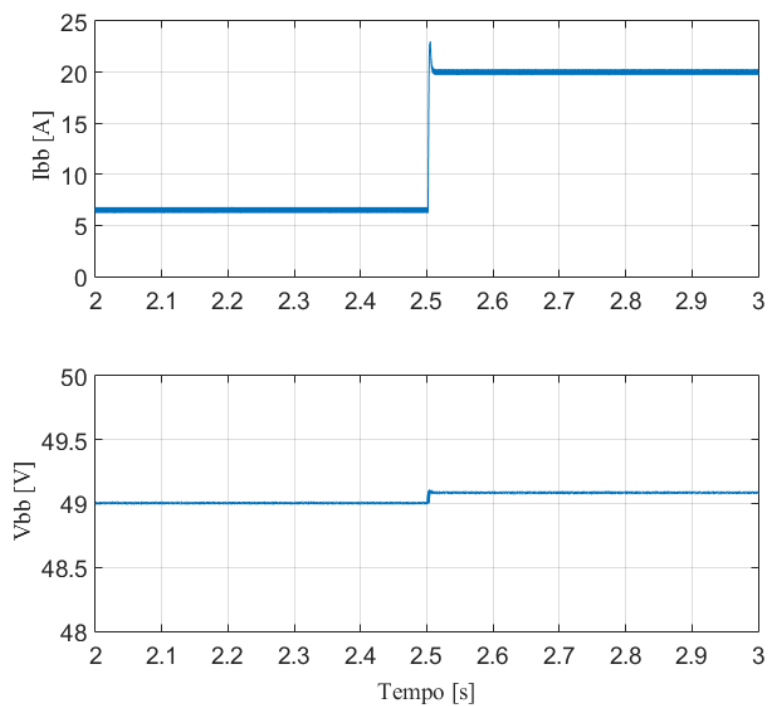
A Figura 114 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de reconexão do sistema com a rede. Nota-se que a bateria passa a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga, parcialmente fornecida pela rede.

Figura 113 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de conexão do sistema com a rede em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 114 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de conexão do sistema com a rede em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora

6.3.3 Desempenho do sistema a partir da redução da irradiação solar

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da redução da irradiação solar foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 26. A redução da irradiação foi realizada em 1,5 segundos.

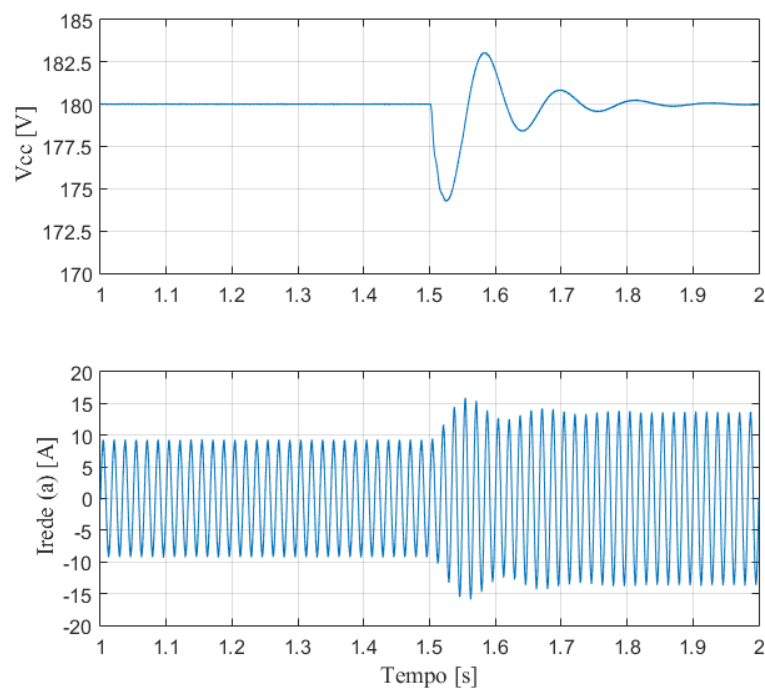
Tabela 26 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.

Tempo	(1-1,5) segundos	(1,5-2) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$800 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	25 °C
R	25 Ω	25 Ω
REDE	On	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1296 W	1296 W

Fonte: produção da própria autora

A Figura 115 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de redução da irradiação solar.

Figura 115 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.



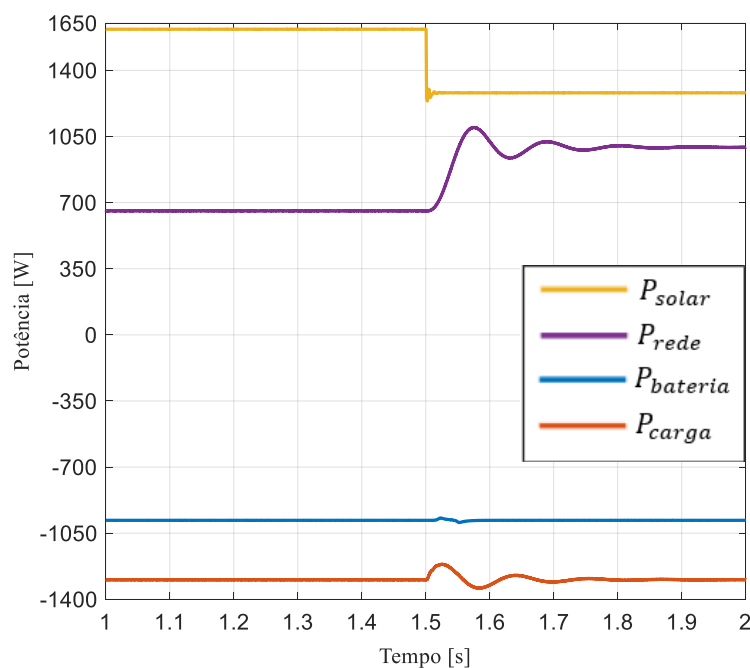
Fonte: produção da própria autora.

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<5%) durante o transitório. Nota-se que, a partir do momento da redução da irradiação, a corrente na fase (a) da rede elétrica é aumentada.

A Figura 116 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de redução da irradiação solar. Nota-se que, em virtude da redução da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, a rede elétrica passa a fornecer uma parcela maior de potência ao sistema.

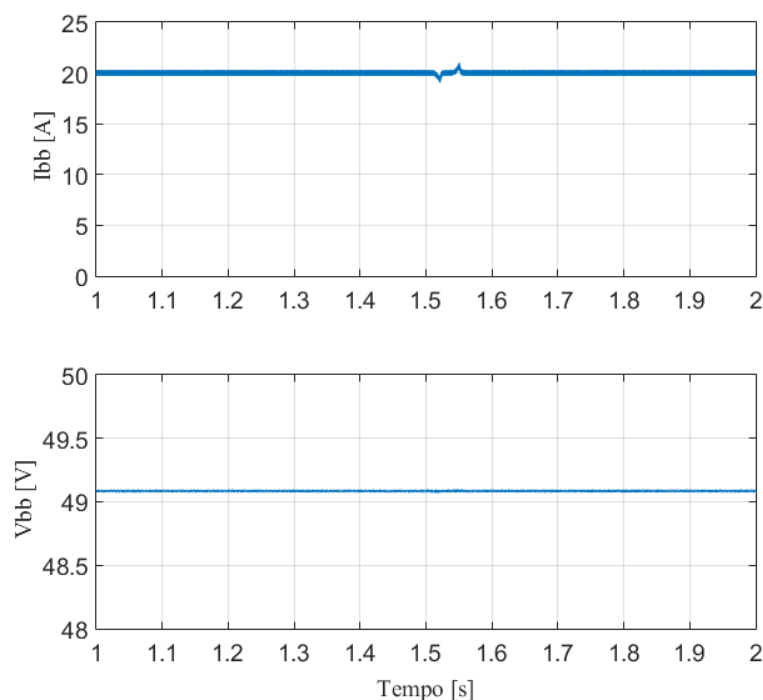
A Figura 117 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de redução da irradiação solar. Nota-se que a bateria continua a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga.

Figura 116 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 117 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de redução da irradiação solar em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora

6.3.4 Desempenho do sistema a partir da elevação da irradiação solar

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da elevação da irradiação solar foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 27. A elevação da irradiação foi realizada em 2,5 segundos.

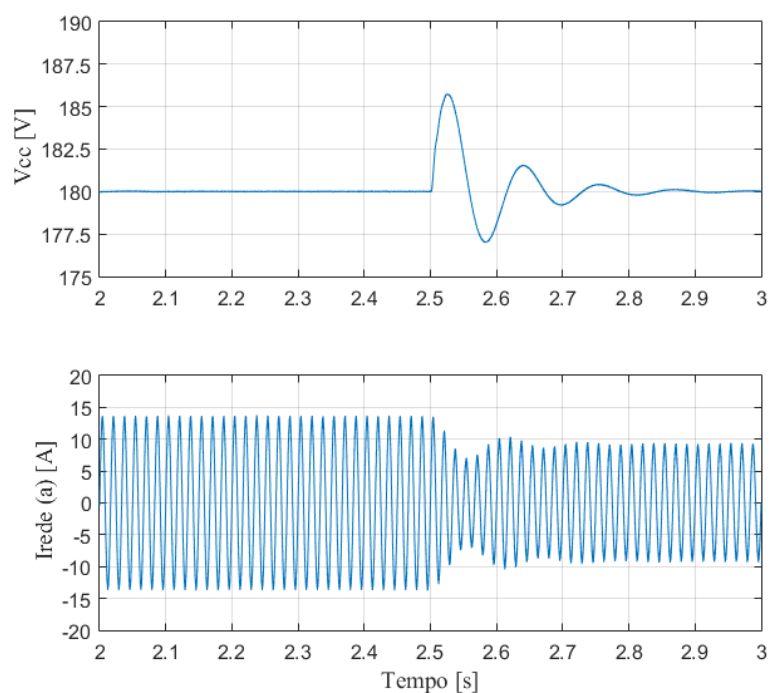
Tabela 27 Valores dos parâmetros de simulação para transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.

Tempo	(2-2,5) segundos	(2,5-3) segundos
G	$800 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	25 °C
R	25 Ω	25 Ω
REDE	On	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1296 W	1296 W

Fonte: produção da própria autora

A Figura 118 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de elevação da irradiação solar.

Figura 118 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.

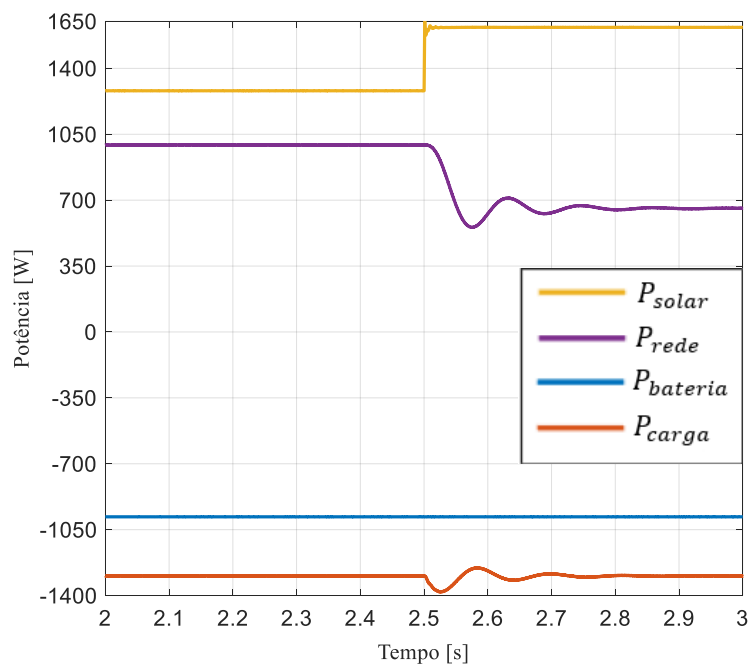


Fonte: produção da própria autora.

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<5%) durante o transitório. Nota-se que, a partir do momento da elevação da irradiação, a corrente na fase (a) da rede elétrica é reduzida.

A Figura 119 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de elevação da irradiação solar. Nota-se que, em virtude do aumento da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, a rede elétrica passa a fornecer uma parcela menor de potência ao sistema.

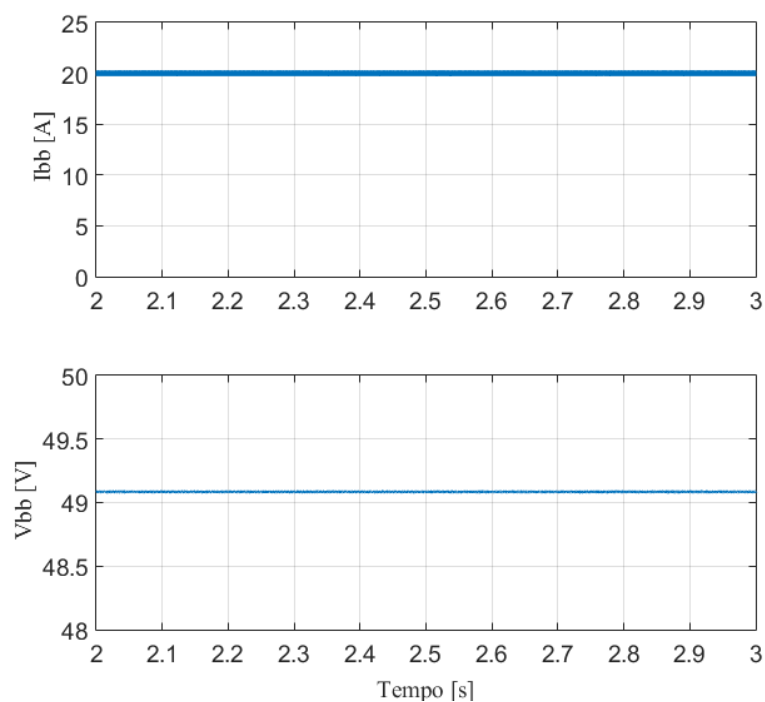
Figura 119 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 120 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da irradiação solar. Nota-se que a bateria continua a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga.

Figura 120 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da irradiação solar em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

6.3.5 Desempenho do sistema a partir da elevação da temperatura

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da elevação da temperatura foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 28. A elevação da temperatura foi realizada em 1,5 segundos.

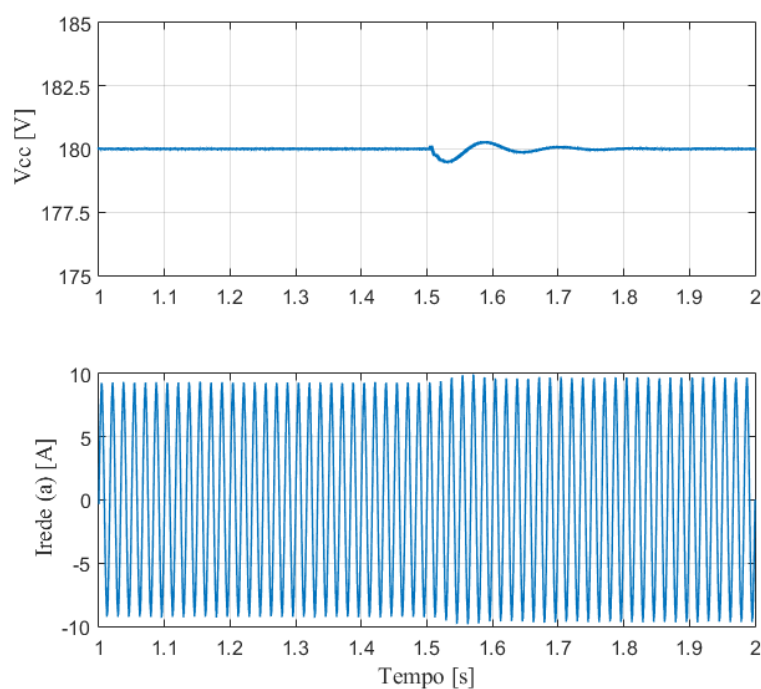
Tabela 28 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.

Tempo	(1-1,5) segundos	(1,5-2) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	30 °C
R	25 Ω	25 Ω
REDE	On	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1296 W	1296 W

Fonte: produção da própria autora

A Figura 121 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de elevação da temperatura.

Figura 121 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.



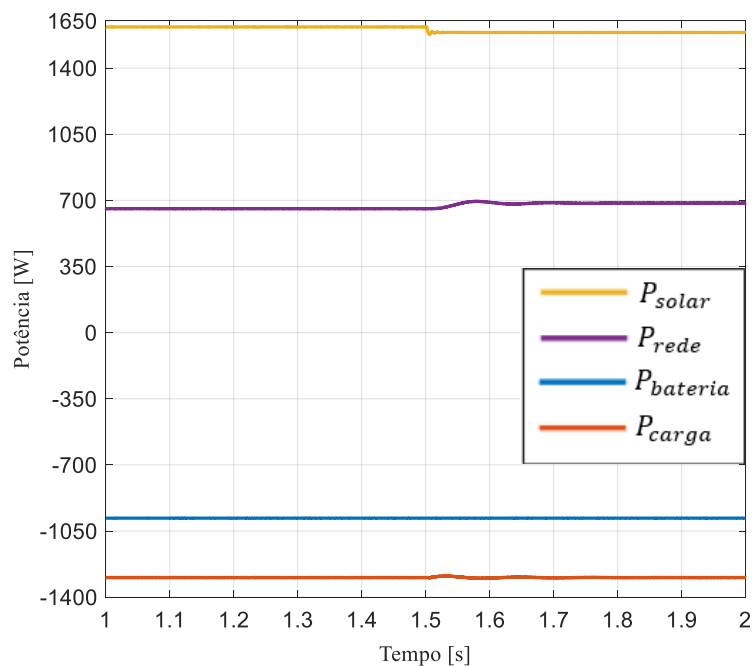
Fonte: produção da própria autora

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<1%) durante o transitório. Nota-se que, a partir do momento da elevação da temperatura, a corrente na fase (a) da rede elétrica é levemente aumentada.

A Figura 122 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de elevação da temperatura. Nota-se que, em virtude da redução da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, a rede elétrica passa a fornecer uma parcela maior de potência ao sistema.

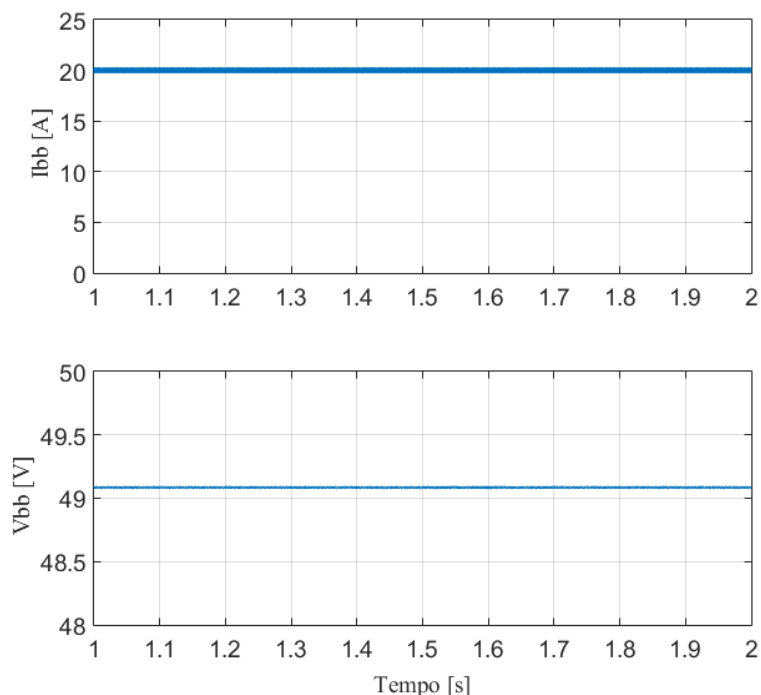
A Figura 123 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da temperatura. Nota-se que a bateria continua a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga.

Figura 122 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora

Figura 123 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da temperatura em 1,5 segundos



Fonte: produção da própria autora.

6.3.6 Desempenho do sistema a partir da queda da temperatura

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da redução da temperatura foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 28. A queda da temperatura foi realizada em 2,5 segundos.

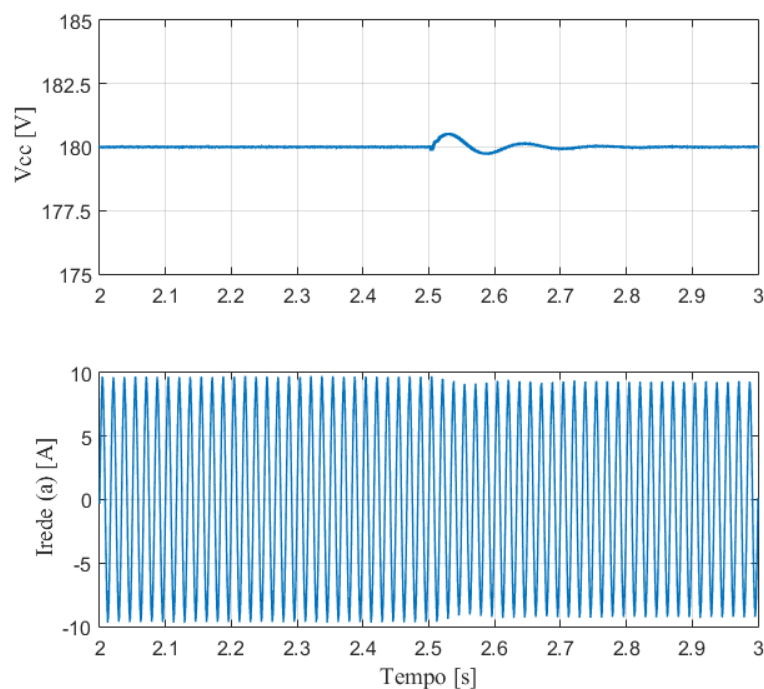
Tabela 29 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.

Tempo	(2-2,5) segundos	(2,5-3) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	$30 \text{ }^\circ\text{C}$	$25 \text{ }^\circ\text{C}$
R	25Ω	25Ω
REDE	On	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	$1296 W$	$1296 W$

Fonte: produção da própria autora

A Figura 124 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de queda da temperatura.

Figura 124 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.



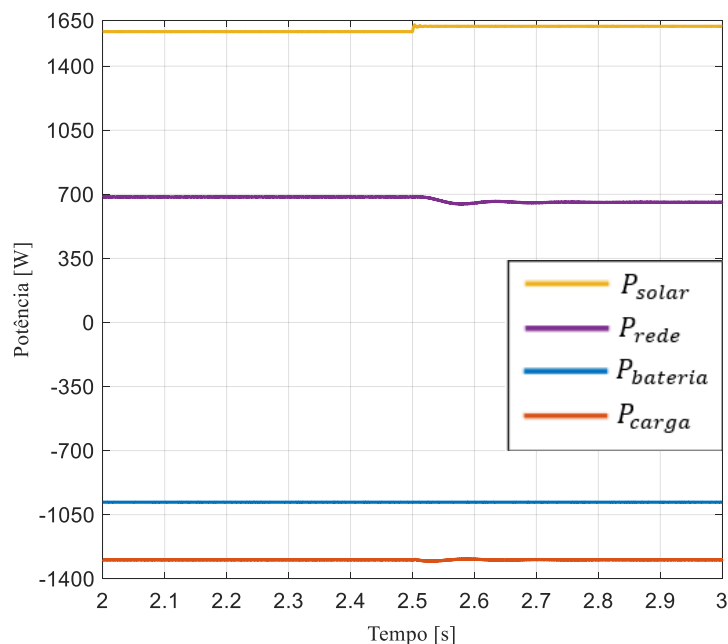
Fonte: produção da própria autora.

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<1%) durante o transitório. Nota-se que, a partir do momento da queda da temperatura, a corrente na fase (a) da rede elétrica é levemente reduzida.

A Figura 125 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de elevação da temperatura. Nota-se que, em virtude do aumento da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, a rede elétrica passa a fornecer uma parcela menor de potência ao sistema.

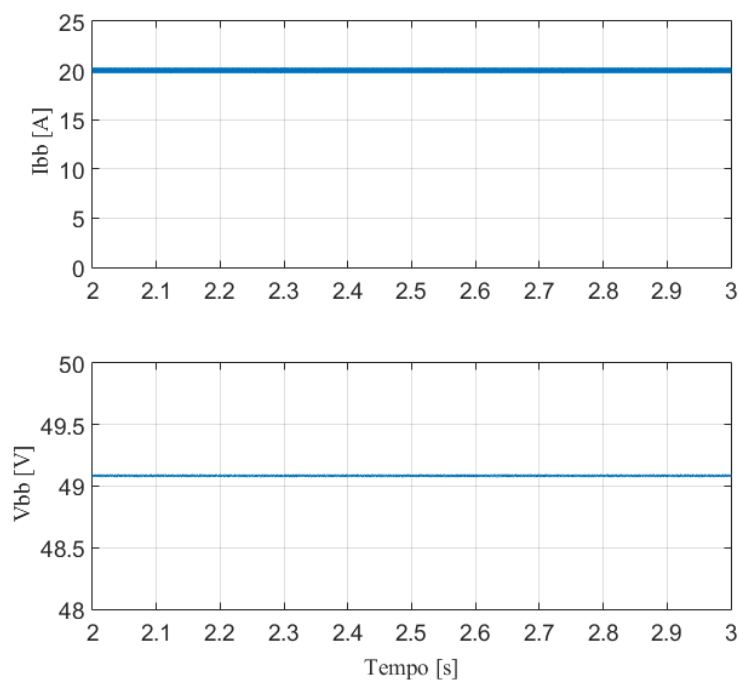
A Figura 126 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da temperatura. Nota-se que a bateria continua a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga.

Figura 125 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

Figura 126 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de redução da temperatura em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

6.3.7 Desempenho do sistema a partir da elevação da carga

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da elevação da carga foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 30. A elevação da carga foi realizada em 1,5 segundos.

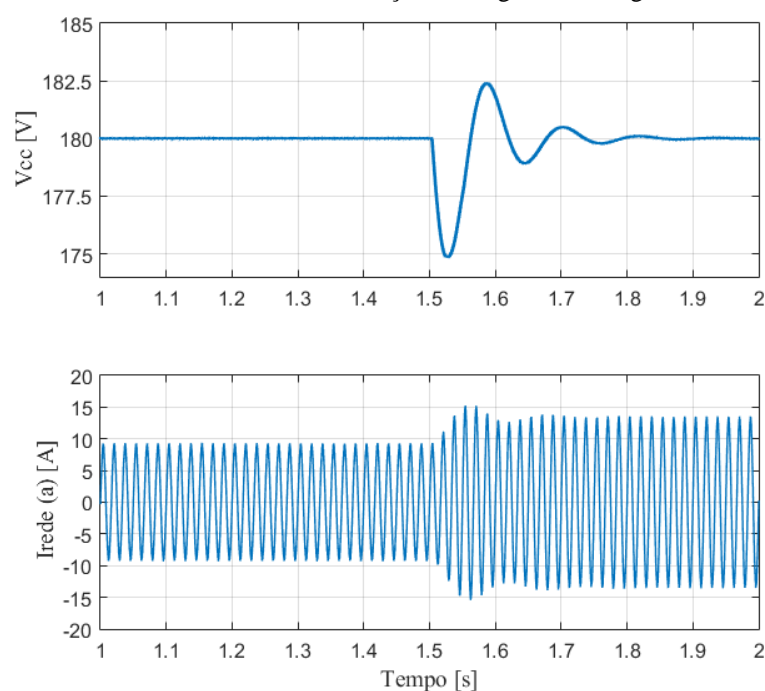
Tabela 30 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.

Tempo	(1-1,5) segundos	(1,5-2) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	25°C
R	25 Ω	20 Ω
REDE	On	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1296 W	1620 W

Fonte: produção da própria autora

A Figura 127 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de elevação da carga.

Figura 127 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.

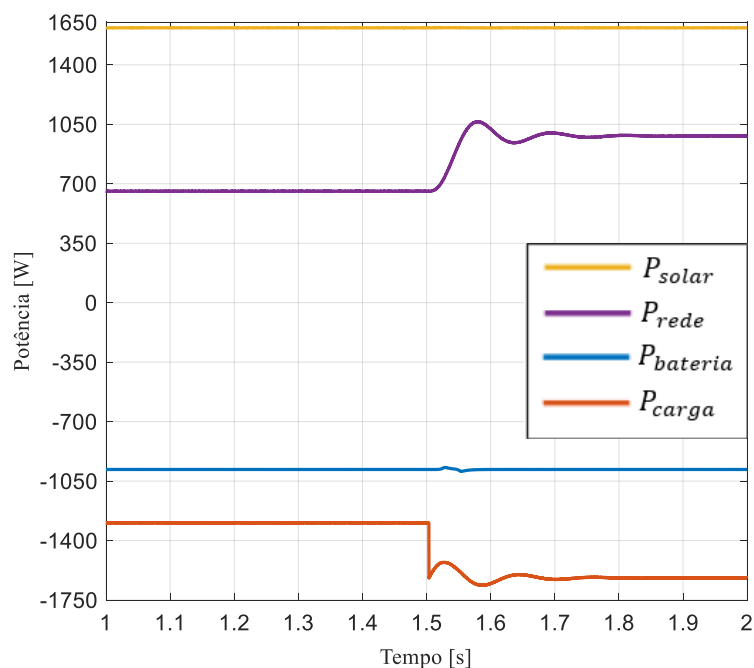


Fonte: produção da própria autora.

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<3%) durante o transitório. Nota-se que, a partir do momento da elevação da carga, a corrente na fase (a) da rede elétrica é aumentada.

A Figura 128 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de elevação da carga. Nota-se que, em virtude do aumento da potência necessária para atender a carga, a rede elétrica passa a fornecer uma parcela maior de potência ao sistema.

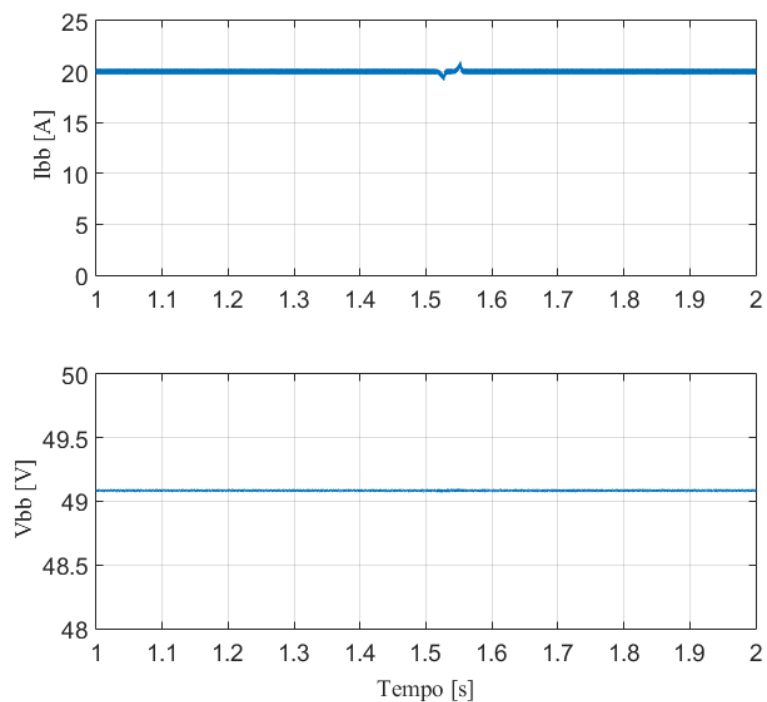
Figura 128 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 129 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da carga. Nota-se que a bateria continua a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga.

Figura 129 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da carga em 1,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

6.3.8 Desempenho do sistema a partir da redução da carga

Para avaliar a resposta dinâmica do sistema fotovoltaico a partir da redução da carga foi considerado os valores de parâmetros apresentados na Tabela 31. A queda da carga foi realizada em 2,5 segundos.

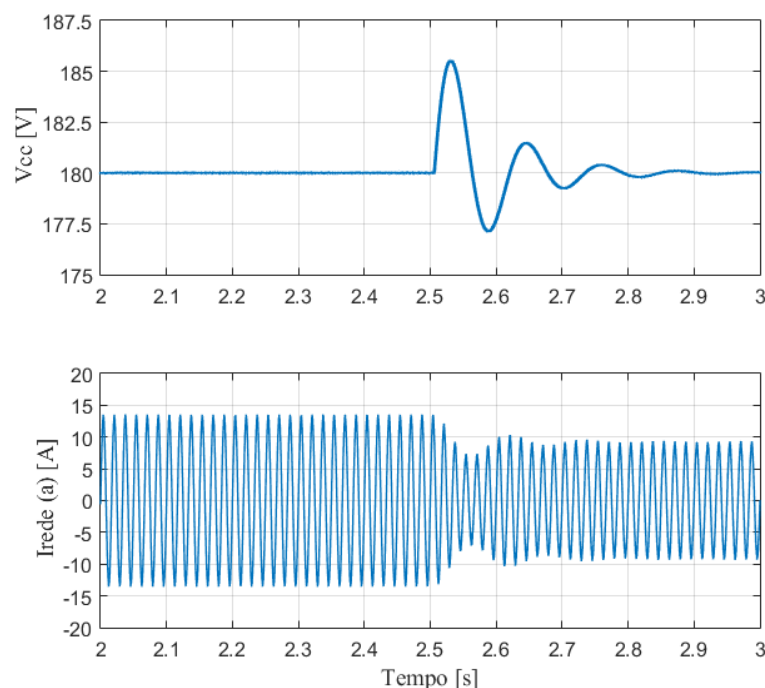
Tabela 31 - Valores dos parâmetros de simulação para transitório de queda da carga em 2,5 segundos.

Tempo	(2-2,5) segundos	(2,5-3) segundos
G	$1000 \frac{W}{m^2}$	$1000 \frac{W}{m^2}$
T	25 °C	25 °C
R	20 Ω	25 Ω
REDE	On	On
$P_{carga} = \frac{V_{cc}^2}{R}$	1620 W	1296 W

Fonte: produção da própria autora

A Figura 130 apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante o transitório de redução da carga.

Figura 130 - Resultados de simulação que apresenta a tensão no barramento CC e a corrente na fase (a) da rede durante um transitório de queda da carga em 2,5 segundos.

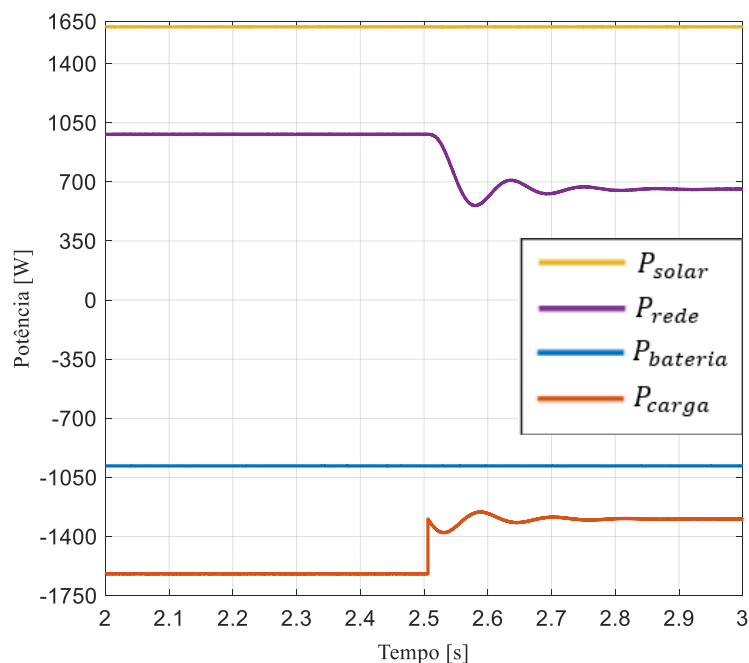


Fonte: produção da própria autora.

O barramento CC apresenta uma baixa variação de tensão (<5%) durante o transitório. Nota-se que, a partir do momento da redução da carga, a corrente na fase (a) da rede elétrica é também reduzida.

A Figura 131 apresenta as potências em todos os estágios da microrrede durante o transitório de redução da carga. Nota-se que, em virtude da diminuição da potência necessária para atender a carga, a rede elétrica passa a fornecer uma parcela menor de potência ao sistema.

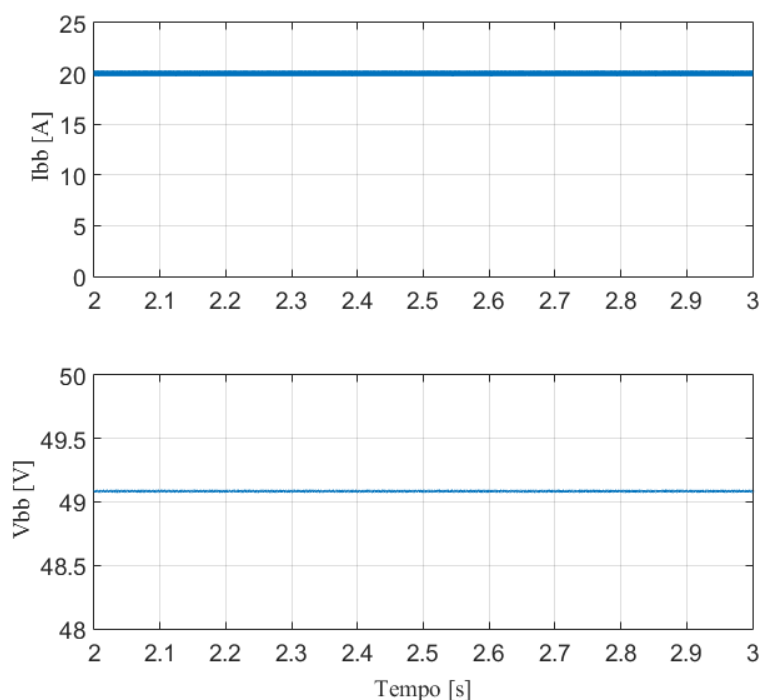
Figura 131 - Resultados de simulação que mostram as potências em todos os componentes da microrrede durante um transitório de queda da carga em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

A Figura 132 apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de elevação da carga. Nota-se que a bateria continua a ser carregada com o valor da corrente nominal de carga.

Figura 132 - Resultados de simulação que apresenta a tensão e a corrente na bateria durante um transitório de queda da carga em 2,5 segundos.



Fonte: produção da própria autora.

6.4 Considerações Finais

Este capítulo teve por objetivo apresentar os resultados de simulação obtidos após a interligação de todos os estágios descritos nos capítulos anteriores para todos os cenários de operação previstos no capítulo 2. A partir dos resultados foi possível validar a estratégia de controle de fluxo de potência, uma vez que a tensão do barramento CC foi restabelecida para cada situação descrita.

Finalmente, foram obtidos resultados de simulação em regime transitório contemplando diversas mudanças de cenário. Conclui-se que o sistema reagiu de uma maneira normal às mudanças, tendo uma baixa variação de tensão (<5%) durante o transitório e o restabelecimento da tensão do barramento CC sido efetuado.

Capítulo 7: Conclusões

A corrente contínua está ganhando grande importância nos últimos anos devido a diversos fatores como, por exemplo, a disponibilidade de tecnologias para fontes distribuídas e armazenamento de energia. Outro fator de grande importância é o grande aumento de número de aparelhos eletroeletrônicos alimentados em CC nos últimos anos. A alimentação de cargas em CC traz benefícios como: melhora da confiabilidade, redução de perdas nos processos de conversão e inexistência de potência reativa. Além disso, como foi visto no capítulo 2, sob o ponto de vista das perdas de condução, a distribuição em corrente contínua pode ser vantajosa a partir de determinados níveis de tensão.

Nessa perspectiva, esta dissertação apresentou o projeto e simulação de uma microrrede baseada em geradores fotovoltaicos, interligada ao sistema de distribuição e com um banco de baterias, de maneira a prover alimentação constante a uma carga CC. O aspecto mais interessante do sistema proposto é a integração da fonte de energia renovável, da rede elétrica e do sistema de armazenamento de energia no nível de consumo visando aumentar a qualidade de energia, confiabilidade e eficiência.

Para facilitar o desenvolvimento da microrrede, cada estágio foi apresentado de forma independente dos demais e no fim foram conectados para compor a estrutura proposta.

O capítulo 3 apresentou o estudo relacionado ao estágio de energia gerado pelo arranjo fotovoltaico. Dois tipos de implementação de controle foram apresentados: Um para o funcionamento no modo MPPT e outro para o modo regulação da tensão do barramento CC.

O capítulo 4 destinou-se a apresentação do estudo concernente ao controlador de carga de baterias. A estratégia adotada foi baseada no conversor CC-CC bidirecional em corrente. Foi visto que o modo de operação *buck* é acionado quando a microrrede estiver conectada ao sistema elétrico ou, no modo isolado, quando estiver gerando mais potência do que consumindo. Já o modo de operação *boost* é utilizado quando a microrrede estiver operando no modo isolado e não puder suprir a demanda da carga, dessa forma, a bateria fornece energia para a carga.

No capítulo 5 foram apresentados o conversor bidirecional CC-CA trifásico e a estratégia de controle adotada. Foi visto que quando a microrrede está gerando mais potência do que consumindo, o modo de operação inversor é acionado e corrente é injetada na rede. Já o modo de operação retificador é utilizado quando a microrrede não puder suprir a demanda da carga, dessa forma, a corrente flui da rede para o sistema.

No Capítulo 6 foram apresentados os resultados de simulação para regime permanente e transitório após a interligação de todos os estágios considerando os cenários de operação previstos no capítulo 2. A partir dos resultados de simulação foi possível validar a estratégia de controle de fluxo de potência, uma vez que a tensão do barramento CC foi restabelecida para cada situação descrita.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

Alguns tópicos pertinentes ficam como sugestão para trabalhos futuros:

- Avaliação se a distribuição e alimentação residencial em CC é vantajosa sob outros aspectos, como por exemplo, os impactos que essa mudança causaria;
- Estudo de conversores mais eficientes para cada um dos estágios de processamento de energia;
- Avaliação do uso de um controle adaptativo para ajustes de ganhos dos controladores em diferentes pontos de operação;
- Realização de ensaios na bateria para levantamento dos dados, melhorando a estimativa dos parâmetros para valores reais;
- Desenvolvimento da microrrede em bancada para verificação experimental dos resultados.

7.2 Produção científica

Este trabalho apresentou a seguinte contribuição bibliográfica:

LOUBACK, K. A. C.; CAETANO, L. B. G.; DOS SANTOS, W. M.; FARDIN, J. F. “Discussão sobre Distribuição Secundária em Corrente Contínua”. Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC-2017), 2017, Santa Maria-RS.

Referências Bibliográficas

ABINEE.” Consulta pública Nº 09/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Abinee%20CP%20009_2011.pdf>

AES BRASIL. “Contribuições AES Brasil CP 09/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/AES%20BRasil%20CP09_2011.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: “Nota Técnica nº 0075/2011 - SRD/ ANEEL” 2011. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/AES%20BRasil%20CP09_2011.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA² – ANEEL: “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica” - 2016.

ALVES, L. “Guerra das correntes.” Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Bahia, Salvador- BA, nov. 2014

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE.” CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 009/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Abrace%20CP_09_2011.pdf>

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE.” Consulta pública Nº 09/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Abradee%20CP%20009-11.pdf>

BAJRACHARYA, C. “Control of VSC-HVDC for Wind Power.” Department of Electrical Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 2008.

BARBI, I.; MOIA, J.; PINI, S. H. “Análise e Controle do Retificador Trifásico Boost PWM em Base $0\alpha\beta$ ” Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC, 2010.

BASONI, R. C. “Utilização de um Synchronverter como Estratégia de Controle para Provimento de Referência em Microrredes Isoladas.” Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória - ES, 2017.

CARLETTI, D. “Desenvolvimento e Aplicação de um Gerador Síncrono Virtual para o Controle de Inversores na Geração Distribuída.” Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória - ES, 2015.

CELESC Distribuição SA. “Contribuição da CELESC Distribuição SA para a consulta pública 09/2011 referente a análise dos impactos da aplicação do decreto n. 97.280” 2012. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Celesc%20D%20CP%20009%20-_2011.pdf>

CEMIG. “Consulta pública CP009- Contribuições para análise dos impactos da aplicação do decreto n. 97.280” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Cemig%20CP009_2011.pdf>

COELHO, R. F. “Concepção, análise e implementação de uma microrrede interligada à rede elétrica para alimentação ininterrupta de cargas CC a partir de fontes renováveis.” 2013. Tese de doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis- SC, 2013. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/107127>>.

CPFL ENERGIA. “Consulta Pública Nº 009/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/CPFL%20Energia%20CP%20009-2011.pdf>

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 20 jun. 2016

DIAS, A. B. “Crise energética e a perspectiva de aumento da dependência tecnológica.” Revista Brasileira de Energia, 1984, vol. 38. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rbe/article/view/332/6905>>.

EDP. “Contribuição do grupo EDP à consulta pública ANEEL CP 009/2011” 2012. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/EDP%20CP%20009_2011.pdf>

ELEKTRO. “Contribuição ELEKTRO à Consulta Pública ANEEL CP 009/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Elektro%20CP%20009_2012.pdf>

EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA. “Contribuições da empresa luz e força Santa Maria para a consulta pública Nº 009/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/ELFSM_CP_%20009_2011.pdf>

FERREIRA, G. D. “Modelos matemáticos para otimização da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída.” Tese de doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre- RS, p. 12, 2013

FURTADO, A. “Crise Energética e Trajetórias de Desenvolvimento Tecnológico.” Brasil em desenvolvimento, ciclo de seminários, 2003. Disponível em: <

http://www.ie.ufrj.br/desenvolvimento/pdfs/crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf>.

GRUPO NEOENERGIA.” Consulta pública Nº 09/2011” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Neoenergia%20CP%20009-2011.pdf>

GUEDES, S. D. “Projeto de Inversor Trifásico Aplicado ao Acionamento de Motor de Indução.” Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2015.

HECKTHEUER, L. A. “Análise de associações de módulos fotovoltaicos”. 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

HELDWEIN, M. L. “Microrredes em corrente contínua: Qualidade de fornecimento e eficiência em futuras redes de distribuição,” Universidade Federal de Santa Catarina, p. 2, 2009.

HERINGER, N. M. F. “Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com Sombreamento Parcial para Referência de Emuladores Estáticos.” Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória - ES, 2016.

KAURA, V. and BLASKO, V. “Operation of phase locked loop system under distorted utility conditions” *IEEE Transactions on Power Electronics*, 1997.

KYOCERA. KC200GT – Módulo Policristalino de Alta Eficiência.

LIGHT. “Consulta pública Nº 09/2011: Padronização de Tensão” 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Light%20CP009_2011.pdf>

PAUKNER, F. L. “Comparação do Controle do Inversor Trifásico Conectado à Rede com Filtro LCL Considerando o Amortecimento Passivo e Ativo” Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica do Paraná, UTFPR – Pato Branco- PR, 2016.

PORTUGAL, P. M. M. “Transmissão em Corrente Contínua com Tecnologia Híbrida Multiterminal de Conversores Fonte de Tensão e Corrente” Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2015.

REED, G. F. “Dc Technologies – Solutions to Electric Power System Advancements.” *IEEE Power & Energy Magazine*, Nov/Dez 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6331778/?reload=true>>.

REZENDE, G. M. “Simulador de Cargas Não Lineares Regenerativo para Testes em Transformadores de Potência.” Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, 2013.

RIBEIRO, M. R. “Conexão de um Sistema Solar Fotovoltaico na Rede de Distribuição de Energia Elétrica.” Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2015.

ROSEMBACK, R. H. “Conversor CC-CC Bidirecional *Buck-Boost* Atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico.” Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora- MG, 2004.

SALOMONSSON, D. “Modeling, control and protection of low-voltage dc microgrids,” Tese de Doutorado, Royal Institute of Technology (KTH), Suécia, 2008.

SESI. “A Guerra das Correntes.” Disponível em: < <http://www.peteletrica.eng.ufba.br/guerra-das-correntes> >.

SILVA, J. J. B. “Análise Técnica e Econômica de um Sistema Fotovoltaico como Fonte de Energia para Agricultura Familiar.” Trabalho de Conclusão de Curso de Pós-Graduação – Universidade Federal de Lavras, Lavras - MG, 2014.

SMITH, C. A.; CORRIPIO, A. B. “Princípios e Prática do Controle Automático de Processo” - Rio de Janeiro: LTC, 2008.

SOUSA, C. V. “Projeto e Montagem de uma Bancada Regenerativa para Ensaios de Carregamento em Transformadores de Potência.” Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, 2011.

SOUSA², C. V. “Projeto de uma Bancada de Testes para Avaliação do Carregamento de Transformadores Trifásicos de Potência Utilizando Conversores Estáticos.” Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, 2007.

Starke, M. R.; Tolbert, L. M. and Ozpineci, B." AC vs. DC Distribution: A Loss Comparison, " IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 1-6, 2008

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R; RUPPERT, E. F. “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, maio. 2009.

WANG, P.; GOEL, L.; LIU, X. and CHOO, F. H. “Harmonizing AC and DC” *IEEE. Power & Energy Magazine*, vol. 11, p. 78, Abr. 2013.

Apêndice A

```

void t_cod_(double* Vpv, double* Gpv, double* Tpv, double* Ipv)
{
    (Vpv2) = (*Vpv)*1000; //Passando de kV para V
    TpvK = 273+(*Tpv); //Temperatura da celula em Kelvin
    Vcell = (Vpv2)/(Ns*Nserie); //Tensao da celula
    I0 = (*Gpv)*Isc_Tref; //Calcula a corrente gerada pelo foton na irradiancia ambiente
    Iph = I0+(k0*(TpvK-TrefK)); //Calculo de Iph na temperatura real
    b = (Eg*q)/(n*k);
    Vt_Tamb= n*k*TpvK/q; //Define o potencial termico com temperatura ambiente
    I0r = Isc_Tref/(pow(e, (q*Voc_Tref/(n*k*TrefK)))-1); //Calcula a corrente de saturação
reversa para a temperatura ambiente
    Id=I0r*pow((TrefK/TpvK),3)*pow(e, -(b)*((1/TpvK)-(1/TrefK))); //Calcula esta
corrente para a temperatura ambiente

    for (j=0;j<10;j++)
    {
        Ipainel = Ipainel-(Iph-Ipainel-Id*(pow(e, ((Vcell+Ipainel*Rs)/Vt_Tamb))-1)-
((Vcell+Rs*Ipainel)/Rsh))/(-1-Id*(Rs/Vt_Tamb)*pow(e, ((Vcell+Ipainel*Rs)/Vt_Tamb)-(Rs/Rsh));
    }

    if(Ipainel<0.001){Ipainel = 0;}
    if(Ipainel>8.21) {Ipainel = 8.21;}

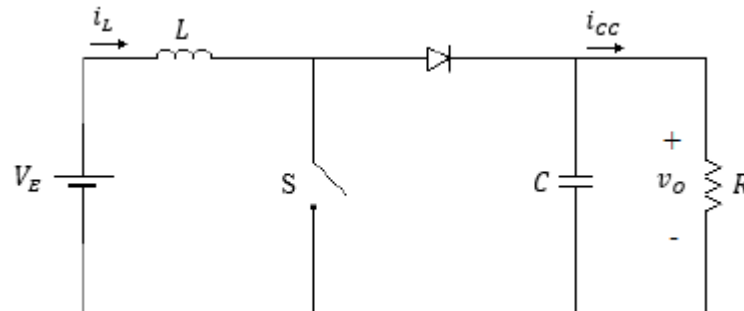
    (Ipv2) = Ipainel*Nparalelo;
    (*Ipv) = (Ipv2)/1000; //Passando de A para kA
}

```

Apêndice B

O conversor CC boost caracteriza-se por apresentar em sua saída uma tensão CC de valor maior que a de sua entrada A Figura 133 apresenta o circuito de um conversor *boost*.

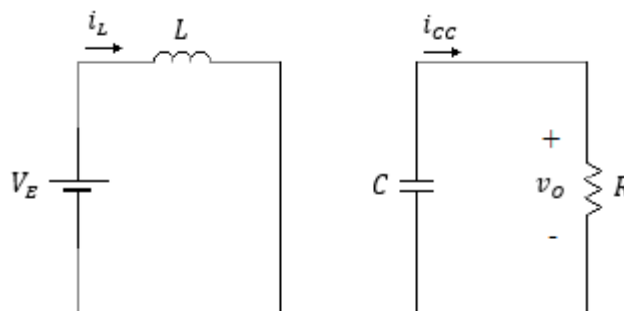
Figura 133 - Circuito conversor *boost*.



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

No momento em que o interruptor estiver conduzindo, o circuito equivalente momentâneo será dado pela Figura 134.

Figura 134 - Circuito equivalente resultante do conversor *boost* com a chave semicondutora fechada.



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

Da lei de Kirchhoff das tensões obtém-se:

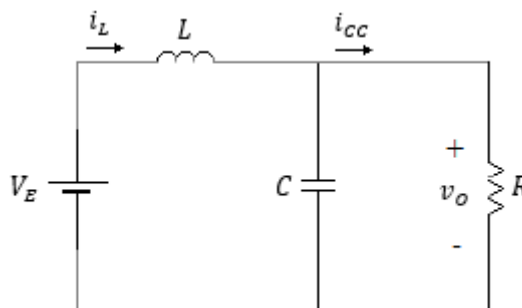
$$\begin{aligned} -V_E + v_L &= 0 \\ v_L &= V_E \end{aligned}$$

Da lei de Kirchhoff das correntes obtém-se:

$$i_c = -\frac{v_o}{R}$$

No momento em que o dispositivo semiconductor estiver em corte, o circuito equivalente momentâneo será dado pela Figura 135.

Figura 135 - Circuito equivalente resultante com a chave semicondutora aberta.



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

Da lei de Kirchhoff das tensões obtém-se:

$$\begin{aligned} -V_E + v_L(t) + v_o &= 0 \\ v_L(t) &= V_E - v_o \end{aligned}$$

Da lei de Kirchhoff das correntes obtém-se:

$$\begin{aligned} i_L(t) &= i_C(t) + i_R(t) \\ i_C(t) &= i_L(t) + -\frac{v_o}{R} \end{aligned}$$

Somando os valores médios de tensão sobre o indutor das duas etapas ponderadas pela razão cíclica, que representa o estado do sistema, tem-se:

$$\langle v_L(t) \rangle = D(t) \cdot V_E + (1 - D(t))(V_E - v_o)$$

$$\langle v_L(t) \rangle = V_E + (D(t) - 1)(v_o)$$

Sabe-se que:

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt}$$

Logo, é possível escrever:

$$L \frac{di_L(t)}{dt} = V_E + (D(t) - 1)(v_o)$$

Da mesma forma, a corrente média sobre o capacitor da saída é dada por:

Apêndice B

$$\begin{aligned}\langle i_c(t) \rangle &= D(t) \cdot \left(-\frac{v_o}{R}\right) + (1 - D(t)) \left(\langle i_L(t) \rangle - \frac{v_o}{R}\right) \\ \langle i_c(t) \rangle &= -\frac{v_o}{R} + (1 - D(t)) \langle i_L(t) \rangle\end{aligned}$$

Sabe-se que:

$$i_c(t) = C \frac{dv_o(t)}{dt}$$

Logo, é possível escrever:

$$C \frac{dv_o(t)}{dt} = -\frac{v_o}{R} + (1 - D(t)) \langle i_L(t) \rangle$$

Aplicando-se perturbações (pequenas variações no sinal) sobre a razão cíclica $D(t)$, a tensão de saída v_o , a tensão de entrada V_E e a corrente de entrada $i_L(t)$, tem-se:

$$\begin{aligned}L \left(\frac{dI_L(t)}{dt} + \frac{d\hat{i}_L(t)}{dt} \right) &= V_E + \hat{v}_E(t) - (V_o + \hat{v}_o(t))(1 - (D + \hat{d}(t))) \\ C \left(\frac{dV_o(t)}{dt} + \frac{d\hat{v}_o(t)}{dt} \right) &= -\frac{V_o}{R} - \frac{\hat{v}_o(t)}{R} + (I_L + \hat{i}_L(t))(1 - (D + \hat{d}(t)))\end{aligned}$$

Separando os termos de segunda ordem, chega-se às equações:

$$\begin{aligned}L \left(\frac{d\hat{i}_L(t)}{dt} \right) &= \hat{v}_E(t) + V_o \hat{d}(t) - \hat{v}_o(t) + \hat{v}_o(t) \cdot D \\ C \left(\frac{d\hat{v}_o(t)}{dt} \right) &= -\frac{\hat{v}_o(t)}{R} - I_L \hat{d}(t) + \hat{i}_L(t) - \hat{i}_L(t) D\end{aligned}$$

Passando para o domínio da frequência, obtêm-se:

$$\begin{aligned}sLi_L(s) &= v_E(s) + V_o d(s) - v_o(s)(1 - D) \\ i_L(s) &= \frac{v_E(s) + V_o d(s) - v_o(s)(1 - D)}{sL}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}sCv_o(s) &= -\frac{v_o(s)}{R} - I_L d(s) + i_L(s)(1 - D) \\ sCv_o(s) + \frac{v_o(s)}{R} &= -I_L d(s) + i_L(s)(1 - D)\end{aligned}$$

Substituindo $i_L(s)$:

$$sCv_o(s) + \frac{v_o(s)}{R} = -I_L d(s) + \left(\frac{v_E(s) + V_o d(s) - v_o(s)(1 - D)}{sL} \right) (1 - D)$$

$$sCv_o(s) + \frac{v_o(s)}{R} = \frac{v_E(s)(1-D) + V_o d(s)(1-D) - v_o(s)(1-D)^2 - sLI_L d(s)}{sL}$$

$$sCv_o(s) + \frac{v_o(s)}{R} + \frac{v_o(s)(1-D)^2}{sL} = \frac{v_E(s)(1-D) + V_o d(s)(1-D) - sLI_L d(s)}{sL}$$

$$v_o(s) \left(\frac{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}{sRL} \right) = \frac{v_E(s)(1-D)R + V_o d(s)(1-D) - sRLI_L d(s)}{sRL}$$

$$v_o(s) \left(\frac{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}{sRL} \right) = \frac{v_E(s)(1-D)R}{sRL} + \frac{d(s)(V_o R(1-D) - sRLI_L)}{sRL}$$

$$v_o(s) = \frac{v_E(s)(1-D)R}{s^2RLC + sL + R(1-D)^2} + \frac{d(s)(V_o R(1-D) - sRLI_L)}{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}$$

Avaliando apenas a influência da variação na razão cíclica sobre a tensão no capacitor, ou seja, $v_E(s) = 0$, tem-se a função de transferência que relaciona a tensão no capacitor e a razão cíclica:

$$\frac{v_o(s)}{d(s)} = \frac{(V_o R(1-D) - sRLI_L)}{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}$$

Sabendo que:

$$I_L = \frac{V_o}{(1-D)R}$$

É possível escrever:

$$\frac{v_o(s)}{d(s)} = \frac{-sLV_o + V_o R(1-D)^2}{s^2RLC(1-D) + sL(1-D) + R(1-D)^3}$$

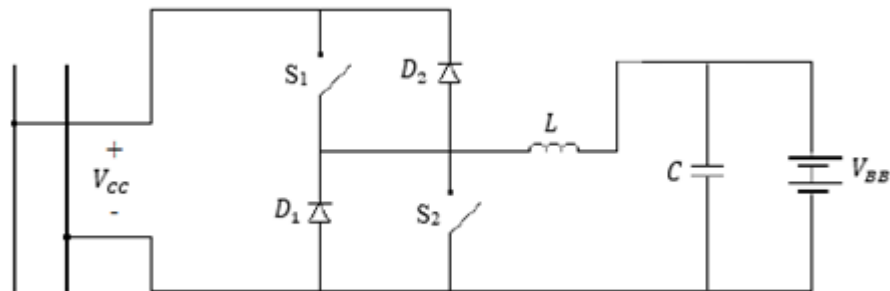
Apêndice C

```
void t_cod_boost_(double* brk, double* Vout, double* Tpv, double* D)
{
    if( (*brk) == 0){ //Conversor boost atua como regulador de tensão
        Erro = 0.180 - (*Vout);
        prop_D = Kp * Erro;
        integ_D += Ki * Ts*Erro;
        Dreg = (prop_D + integ_D);
        (*D) = Dreg;
    }
    else{//Conversor boost atua como MPPT
        (Vo2) = (*Vout)*1000;
        (TpvK2) = (*Tpv) +273;
        (*D) = 1-(Vmp + ((TpvK2) - TrefK)*(uvmp))/(Vo2);
    }
}
```

Apêndice D

O conversor cc-cc bidirecional em corrente apresentado na Figura 136 possui duas etapas de operação distintas: Etapa *buck* e etapa *boost*. O conversor CC *buck* caracteriza-se por apresentar em sua saída uma tensão CC de valor menor que a de sua entrada. Em contrapartida, o conversor CC *boost* apresenta em sua saída uma tensão CC maior que a de sua entrada. Dessa forma, quando o trânsito de potência for do barramento CC para o banco de baterias, o conversor estará operando na etapa *buck*, pois a tensão do barramento é maior que a do banco de baterias. Caso o fluxo seja do banco de baterias para o barramento, o conversor estará atuando na etapa *boost*.

Figura 136 - Topologia do conversor cc-cc bidirecional em corrente.

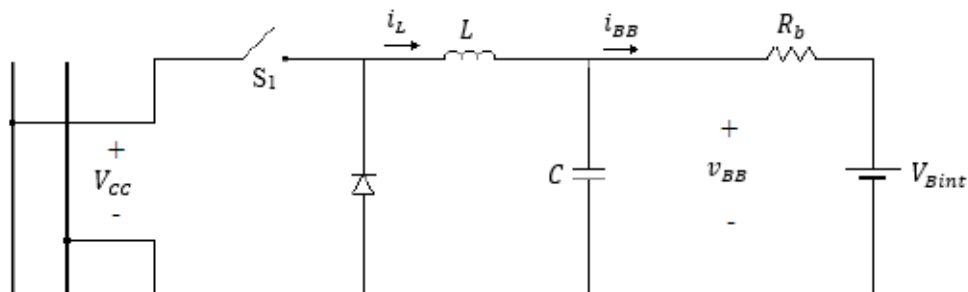


Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

D.1 Etapa *buck*

Durante a etapa *buck* de funcionamento do conversor, o sinal de controle atua sobre a chave S_1 enquanto a chave S_2 é mantida aberta. A Figura 137 apresenta o circuito resultante dessa etapa de operação onde a corrente flui no sentido do banco de baterias.

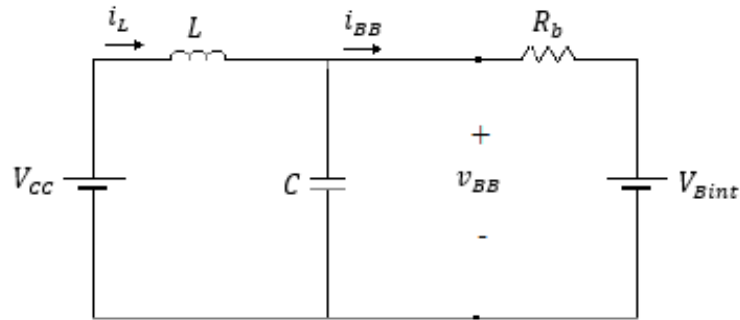
Figura 137 - Circuito etapa *buck*.



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

No momento em que S_1 estiver conduzindo, o circuito equivalente momentâneo será dado pela Figura 138.

Figura 138 - Circuito equivalente do conversor *buck* durante a etapa de condução de S_1 .



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

Da lei de Kirchhoff das tensões obtém-se:

$$v_L(t) = V_{cc}(t) - v_{BB}(t)$$

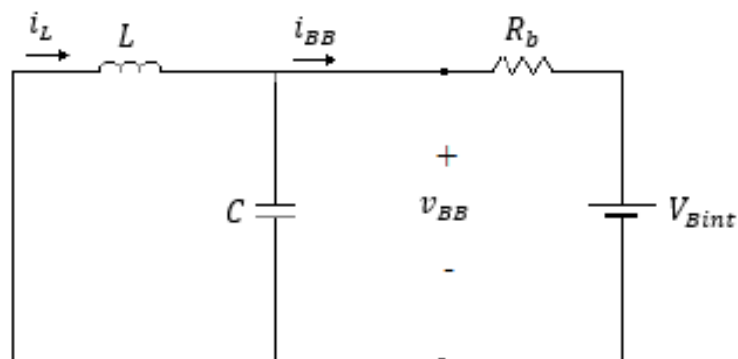
Da lei de Kirchhoff das correntes obtém-se:

$$i_c(t) = i_L(t) - i_B(t)$$

$$i_c(t) = i_L(t) - \frac{v_{BB}(t) - V_{Bint}}{R_b}$$

No momento em que a chave S_1 estiver aberta, o circuito equivalente momentâneo será dado pela Figura 139.

Figura 139 - Circuito equivalente do conversor *buck* durante a etapa de bloqueio de S_1 .



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

Da lei de Kirchhoff das tensões obtém-se:

$$v_L(t) = -v_{BB}(t)$$

Da lei de Kirchhoff das correntes obtém-se:

$$i_c(t) = i_L(t) - i_B(t)$$

$$i_c(t) = i_L(t) - \frac{v_{BB}(t) - V_{Bint}}{Rb}$$

Sabe-se que:

$$i_c(t) = \frac{Cdv_{BB}(t)}{dt}$$

$$i_L(t) = i_c(t) + \frac{v_{BB}(t) - V_{Bint}}{Rb}$$

O valor médio de tensão sobre o capacitor das duas etapas ponderadas pela razão cíclica, que representa o estado do sistema é dado por:

$$\langle v_{BB}(t) \rangle = D(t) \cdot V_{cc} - \frac{Ldi_L(t)}{dt}$$

Logo,

$$i_L(t) = \frac{Cdv_{BB}(t)}{dt} - \frac{V_{Bint}}{Rb} + \frac{1}{Rb} \left(D(t) \cdot V_{cc} - \frac{Ldi_L(t)}{dt} \right)$$

Derivando $\langle v_{BB}(t) \rangle$:

$$\frac{dv_{BB}(t)}{dt} = D \cdot \frac{dV_{cc}}{dt} - \frac{Ld^2i_L(t)}{dt^2}$$

Substituindo em $i_L(t)$:

$$i_L(t) = C \cdot \left(D \cdot \frac{dV_{cc}}{dt} - \frac{Ld^2i_L(t)}{dt^2} \right) - \frac{V_{Bint}}{Rb} + \frac{1}{Rb} \left(D \cdot V_{cc} - \frac{Ldi_L(t)}{dt} \right)$$

$$CL \frac{d^2i_L(t)}{dt^2} + \frac{L}{Rb} \frac{di_L(t)}{dt} + i_L(t) = CD \cdot \frac{dV_{cc}}{dt} - \frac{V_{Bint}}{Rb} + \frac{1}{Rb} (D \cdot V_{cc})$$

Aplicando-se perturbações (pequenas variações no sinal) sobre a razão cíclica $D(t)$, e na corrente $i_L(t)$, e separando os termos de segunda ordem, chega-se em:

$$CL \frac{d^2\hat{i}_L(t)}{dt^2} + \frac{L}{Rb} \frac{d\hat{i}_L(t)}{dt} + \hat{i}_L(t) = C \cdot \frac{dV_{cc}}{dt} \hat{d}(t) + \frac{V_{cc} \cdot \hat{d}(t)}{Rb} - \frac{V_{Bint}}{Rb}$$

Passando para o domínio da frequência, obtêm-se:

$$s^2CLi_L(s) + \frac{sL}{Rb} i_L(s) + i_L(s) = d(s) \left(sC \cdot V_{cc} + \frac{V_{cc}}{Rb} \right) - \frac{V_{Bint}(s)}{Rb}$$

Avaliando apenas a influência da variação na razão cíclica sobre a corrente no indutor, ou seja, $V_{B_{int}}(s) = 0$, tem-se a função de transferência que relaciona a corrente no indutor e a razão cíclica:

$$\frac{i_L(s)}{d(s)} = \frac{V_{cc}}{Rb} \cdot \frac{(sCRb + 1)}{s^2CL + s\frac{L}{Rb} + 1}$$

A corrente no indutor é dada por:

$$i_L(t) = \frac{Cdv_{BB}(t)}{dt} + \frac{v_{BB}(t) - V_{B_{int}}}{Rb}$$

Aplicando-se perturbações (pequenas variações no sinal) sobre a tensão $v_{BB}(t)$, e na corrente $i_L(t)$, e separando os termos de segunda ordem, chega-se em:

$$\hat{i}_L(t) = \frac{Cd\hat{v}_{BB}(t)}{dt} + \frac{\hat{v}_{BB}(t)}{Rb} - \frac{V_{B_{int}}(t)}{Rb}$$

Passando para o domínio da frequência, obtêm-se:

$$i_L(s) = sCv_{BB}(s) + \frac{v_{BB}(s)}{Rb} - \frac{V_{B_{int}}(s)}{Rb}$$

$$i_L(s) = v_{BB}(s) \cdot \left(sC + \frac{1}{Rb} \right) - \frac{V_{B_{int}}(s)}{Rb}$$

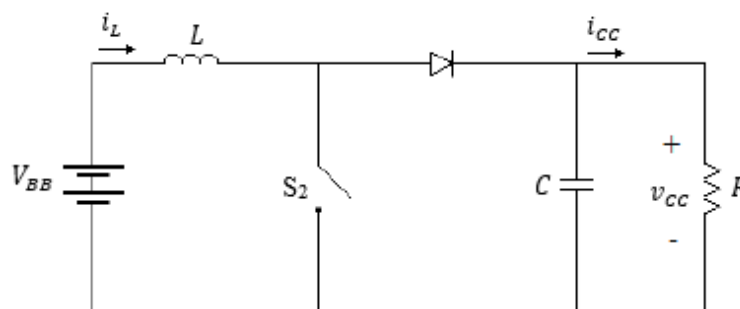
Avaliando apenas a influência da variação na corrente no indutor sobre a tensão no capacitor, ou seja, $V_{B_{int}}(s) = 0$, tem-se a função de transferência que relaciona tensão no capacitor e a corrente no indutor:

$$\frac{v_{BB}(s)}{i_L(s)} = \frac{1}{\left(sC + \frac{1}{Rb} \right)}$$

D.2 Etapa *boost*

Durante a etapa *boost* de funcionamento do conversor, o sinal de controle atua sobre a chave S_2 enquanto a chave S_1 é mantida aberta. A Figura 140 apresenta o circuito resultante dessa etapa de operação onde a corrente flui no sentido do barramento CC.

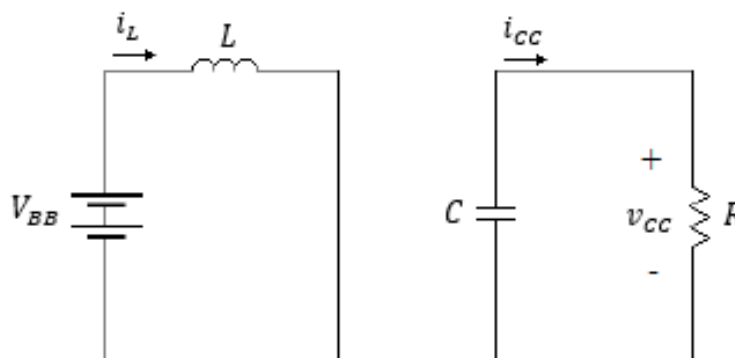
Figura 140 - Circuito etapa *boost*.



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

No momento em que S_2 estiver conduzindo, o circuito equivalente momentâneo será dado pela Figura 141.

Figura 141 - Circuito equivalente do conversor boost durante a etapa de condução de S_2 .



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

Da lei de Kirchhoff das tensões obtém-se:

$$-V_{BB} + v_L = 0$$

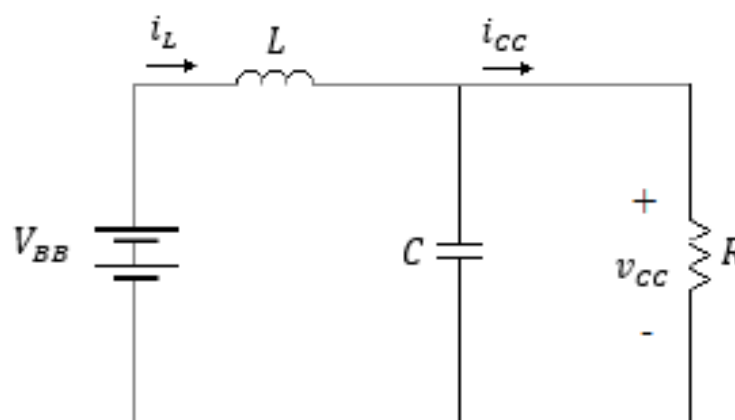
$$v_L = V_{BB}$$

Da lei de Kirchhoff das correntes obtém-se:

$$i_{CC} = -\frac{v_{CC}}{R}$$

No momento em que a chave S_2 estiver aberta, o circuito equivalente momentâneo será dado pela Figura 142.

Figura 142 - Circuito equivalente do conversor *buck* durante a etapa de bloqueio de S_1 .



Fonte: ROSEMBACK, 2004. Modificado pela autora.

Da lei de Kirchhoff das tensões obtém-se:

$$\begin{aligned} -V_{BB} + v_L(t) + v_{CC} &= 0 \\ v_L(t) &= V_{BB} - v_{CC} \end{aligned}$$

Da lei de Kirchhoff das correntes obtém-se:

$$\begin{aligned} i_L(t) &= i_C(t) + i_R(t) \\ i_C(t) &= i_L(t) + \frac{v_{CC}}{R} \end{aligned}$$

Somando os valores médios de tensão sobre o indutor das duas etapas ponderadas pela razão cíclica, que representa o estado do sistema, tem-se:

$$\begin{aligned} \langle v_L(t) \rangle &= D(t) \cdot V_{BB} + (1 - D(t))(V_{BB} - v_{CC}) \\ \langle v_L(t) \rangle &= V_{BB} + (D(t) - 1)(v_{CC}) \end{aligned}$$

Sabe-se que:

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt}$$

Logo, é possível escrever:

$$L \frac{di_L(t)}{dt} = V_{BB} + (D(t) - 1)v_{cc}$$

Da mesma forma, a corrente média sobre o capacitor da saída é dada por:

$$\begin{aligned} \langle i_C(t) \rangle &= D(t) \cdot \left(-\frac{v_{cc}}{R}\right) + (1 - D(t)) \left(\langle i_L(t) \rangle - \frac{v_{cc}}{R}\right) \\ \langle i_C(t) \rangle &= -\frac{v_{cc}}{R} + (1 - D(t)) \langle i_L(t) \rangle \end{aligned}$$

Sabe-se que:

$$i_C(t) = C \frac{dv_{cc}(t)}{dt}$$

Logo, é possível escrever:

$$C \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = -\frac{v_{cc}}{R} + (1 - D(t)) \langle i_L(t) \rangle$$

Aplicando-se perturbações (pequenas variações no sinal) sobre a razão cíclica $D(t)$, a tensão de saída v_{cc} , a tensão de entrada V_{BB} e a corrente de entrada $i_L(t)$, e separando os termos de segunda ordem, tem-se:

$$L \left(\frac{d\hat{i}_L(t)}{dt} \right) = \hat{v}_{BB}(t) + V_{cc} \hat{d}(t) - \hat{v}_{cc}(t) + \hat{v}_{cc}(t) \cdot D$$

$$C \left(\frac{d\hat{v}_{cc}(t)}{dt} \right) = -\frac{\hat{v}_{cc}(t)}{R} - I_L \hat{d}(t) + \hat{i}_L(t) - \hat{i}_L(t) D$$

Passando para o domínio da frequência, obtêm-se:

$$sLi_L(s) = v_{BB}(s) + V_{cc}d(s) - v_{cc}(s)(1 - D)$$

$$i_L(s) = \frac{v_{BB}(s) + V_{cc}d(s) - v_{cc}(s)(1 - D)}{sL}$$

$$sCv_{cc}(s) = -\frac{v_{cc}(s)}{R} - I_Ld(s) + i_L(s)(1 - D)$$

$$sCv_{cc}(s) + \frac{v_{cc}(s)}{R} = -I_Ld(s) + i_L(s)(1 - D)$$

Substituindo $i_L(s)$:

$$sCv_{cc}(s) + \frac{v_{cc}(s)}{R} = -I_L d(s) + \left(\frac{v_{BB}(s) + V_{cc}d(s) - v_{cc}(s)(1-D)}{sL} \right) (1-D)$$

$$sCv_{cc}(s) + \frac{v_{cc}(s)}{R} = \frac{v_{BB}(s)(1-D) + V_{cc}d(s)(1-D) - v_{cc}(s)(1-D)^2 - sLI_L d(s)}{sL}$$

$$sCv_{cc}(s) + \frac{v_{cc}(s)}{R} + \frac{v_{cc}(s)(1-D)^2}{sL} = \frac{v_{BB}(s)(1-D) + V_{cc}d(s)(1-D) - sLI_L d(s)}{sL}$$

$$v_{cc}(s) \left(\frac{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}{sRL} \right) = \frac{v_{BB}(s)(1-D)R + V_{cc}Rd(s)(1-D) - sRLI_L d(s)}{sRL}$$

$$v_{cc}(s) \left(\frac{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}{sRL} \right) = \frac{v_{BB}(s)(1-D)R}{sRL} + \frac{d(s)(V_{cc}R(1-D) - sRLI_L)}{sRL}$$

$$v_{cc}(s) = \frac{v_{BB}(s)(1-D)R}{s^2RLC + sL + R(1-D)^2} + \frac{d(s)(V_{cc}R(1-D) - sRLI_L)}{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}$$

Avaliando apenas a influência da variação na razão cíclica sobre a tensão no capacitor, ou seja, $v_{BB}(s) = 0$, tem-se a função de transferência que relaciona a tensão no capacitor do barramento e a razão cíclica:

$$\frac{v_{cc}(s)}{d(s)} = \frac{(V_{cc}R(1-D) - sRLI_L)}{s^2RLC + sL + R(1-D)^2}$$

Sabendo que:

$$I_L = \frac{V_{cc}}{(1-D)R}$$

É possível escrever:

$$\frac{v_{cc}(s)}{d(s)} = \frac{-sLV_{cc} + V_{cc}R(1-D)^2}{s^2RLC(1-D) + sL(1-D) + R(1-D)^3}$$