

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM AUTOMAÇÃO E SISTEMAS

MAICO DA SILVA LIMA

**CONTROLE COM DROOP DE TENSÃO BASEADO EM IMPEDÂNCIA VIRTUAL
PARA UMA MICRORREDE CC ISOLADA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E
BATERIAS**

Leopoldina

2024

MAICO DA SILVA LIMA

**CONTROLE COM DROOP DE TENSÃO BASEADO EM IMPEDÂNCIA VIRTUAL
PARA UMA MICRORREDE CC ISOLADA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E
BATERIAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Automação e Sistemas do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, do *Campus* Leopoldina, como parte do requisito para obtenção do título de Mestre em Automação e Sistemas.

Orientador: Prof. D. Eng. Andrei de Oliveira Almeida

Leopoldina

2024

Lima, Maico da Silva.

L732c Controle com DROOP de tensão baseado em impedância virtual para uma microrrede CC isolada com geração fotovoltaica e baterias. / Maico da Silva Lima. – 2025.
69 f. : il.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Automação e Sistemas (PPGAS), 2024.

Orientador: Andrei de Oliveira Almeida.

Bibliografia.

Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. *Campus* Leopoldina.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Microrredes. 3. Sistemas de armazenamento de energia. 4. Bateria. 5. Impedância elétrica. 6. Método de impedância. I. Almeida, Andrei de Oliveira. II. Título.

CDU: 621.383.51

Elaboração da ficha catalográfica pela bibliotecária Luzia Adriana Damasceno,
CRB 6º 2305 / Cefet/MG *campus* Leopoldina.



ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO Nº 8 / 2024 - PPGAS (11.52.20)

Nº do Protocolo: 23062.062357/2024-38

Leopoldina-MG, 12 de dezembro de 2024.

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

***CONTROLE COM DROOP DE TENSÃO BASEADO EM IMPEDÂNCIA VIRTUAL PARA
UMA MICRORREDE CC ISOLADA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E BATERIAS***

AUTOR: MAICO DA SILVA LIMA

ORIENTADOR: Professor Doutor Andrei de Oliveira Almeida

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou em 12 de dezembro de 2024 essa Dissertação:

Professor Doutor Andrei de Oliveira Almeida (ORIENTADOR)

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG

Professor Doutor Murillo Ferreira dos Santos (MEMBRO INTERNO)

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG

Professor Doutor Lindolpho Oliveira de Araújo Junior (MEMBRO INTERNO)

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG

Professor Doutor Pedro Gomes Barbosa (MEMBRO EXTERNO)

Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF

(Assinado digitalmente em 12/12/2024 14:59)
ANDREI DE OLIVEIRA ALMEIDA
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DEELP (11.61.04)
Matrícula: 3125541

(Assinado digitalmente em 12/12/2024 15:01)
LINDOLPHO OLIVEIRA DE ARAUJO JUNIOR
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DEELP (11.61.04)
Matrícula: 1190391

(Assinado digitalmente em 12/12/2024 15:01)
MURILLO FERREIRA DOS SANTOS
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DEELP (11.61.04)
Matrícula: 2919636

(Assinado digitalmente em 12/12/2024 15:04)
PEDRO GOMES BARBOSA
ASSINANTE EXTERNO
CPF: ###.###.226-##

Visualize o documento original em <https://sig.cefetmg.br/public/documentos/index.jsp>
informando seu número: **8**, ano: **2024**, tipo: **ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO**, data de
emissão: **12/12/2024** e o código de verificação: **837297dd2a**

Dedico este trabalho a Deus, por me conceder
saúde e força de vontade para vencer essa batalha.
Aos meus pais e minha irmã, que sempre estiveram
ao meu lado. À minha esposa Érica, por sempre
estar ao meu lado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me proporcionar a concretização de mais um sonho, dando-me saúde e força de vontade para vencer as dificuldades de cada dia.

Aos meus pais, Luiz Carlos e Maria Helena, que são meus exemplos de vida e sempre acreditaram em mim. À minha irmã Maísa, que sempre esteve ao meu lado, ajudando-me em tudo que foi possível.

À minha esposa Érica, por ser meu porto seguro, sempre me apoiando, incentivando, compreendendo e ajudando. Ter você ao meu lado contribuiu para neutralizar os estresses proporcionados pela vida acadêmica e profissional.

Ao meu orientador Andrei de Oliveira Almeida, por todo o ensinamento transmitido, proatividade em conseguir os recursos necessários para a realização da pesquisa e por confiar em mim este trabalho, dando todo o apoio necessário para a realização do mesmo.

Ao meu companheiro de trabalho e amigo, Rodrigo Carvalho Lôbo, por sempre me ajudar, tanto com conselhos valiosos quanto assumindo minhas funções laboratoriais quando mais precisei, meu muito obrigado.

Aos professores Rodolfo Lacerda Valle, Matusalém Martins Lanes e Luis Cláudio Gâmbôa Lopes, pela valiosa contribuição para a implementação prática do trabalho, assim como aos professores do Programa de Pós-Graduação em Automação e Sistemas (PPGAS), por transmitirem seus conhecimentos durante as disciplinas.

A todos os servidores e terceirizados do CEFET que contribuíram direta ou indiretamente para minha formação. Sem vocês, essa pesquisa seria muito mais difícil.

A todos os amigos que estiveram comigo e que, de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse até aqui, meu sincero agradecimento.

“Tente uma, duas, três vezes e se possível tente a quarta, a quinta e quantas vezes for necessário. Só não desista nas primeiras tentativas, a persistência é amiga da conquista. Se você quer chegar onde a maioria não chega, faça o que a maioria não faz.”

Bill Gates

CONTROLE COM DROOP DE TENSÃO BASEADO EM IMPEDÂNCIA VIRTUAL PARA UMA MICRORREDE CC ISOLADA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E BATERIAS

Maico da Silva Lima

RESUMO

Nos sistemas fotovoltaicos isolados que utilizam armazenamento de energia em baterias, a implementação de uma microrrede em corrente contínua (CC) pode aumentar a eficiência do sistema, pois simplifica as etapas de conversão de energia em comparação com uma microrrede em corrente alternada. Um dos desafios das microrredes é o controle dos conversores eletrônicos de potência, usados para processar a energia das diferentes fontes. Independentemente do tipo de microrrede, a estratégia de controle pode ser centralizada, onde um sistema mestre determina a potência a ser fornecida por cada fonte, ou descentralizada, onde cada fonte fornece potência de acordo com uma condição do sistema, como tensão ou frequência. Nessa dissertação, é proposta uma estratégia de controle descentralizada, com droop de tensão baseado em impedância virtual, para uma microrrede CC contendo geração fotovoltaica e armazenamento de energia em baterias. Essa estratégia tem como objetivo manter a tensão do barramento CC dentro de uma faixa de valores adequada, ao passo que cada fonte funciona de forma independente, evitando assim a necessidade de comunicação entre os conversores e possibilitando a expansão do sistema de maneira simplificada. A fim de testar o desempenho do sistema de controle proposto, a microrrede é implementada experimentalmente utilizando um painel fotovoltaico de 36 células e 60 W, uma bateria de chumbo-ácido de 12 V e 7 Ah de capacidade, um conversor BOOSTXL-3PhGaNInv e um microcontrolador F28379D, ambos fabricados pela Texas Instruments. Resultados experimentais são usados para demonstrar a eficácia do sistema sob diferentes condições de insolação e de carga, bem como o método de carregamento das baterias.

Palavras-chave: Microrredes CC; Sistemas Fotovoltaicos; Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias; Controle com Droop de Tensão; Impedância Virtual.

VOLTAGE DROOP CONTROL BASED ON VIRTUAL IMPEDANCE FOR AN ISOLATED DC MICROGRID WITH PHOTOVOLTAIC GENERATION AND BATTERIES

Maico da Silva Lima

ABSTRACT

In isolated photovoltaic systems that use battery energy storage, the implementation of a direct current (DC) microgrid can increase system efficiency, as it simplifies the energy conversion steps compared to an alternating current microgrid. One of the challenges of microgrids is the control of power electronic converters, used to process energy from different sources. Regardless of the type of microgrid, the control strategy can be centralized, where a master system determines the power to be supplied by each source, or decentralized, where each source supplies power according to a system condition, such as voltage or frequency. In this dissertation, a decentralized control strategy, with voltage droop based on virtual impedance, is proposed for a DC microgrid containing photovoltaic generation and battery energy storage. This strategy aims to maintain the DC bus voltage within an adequate range of values, while each source operates independently, thus avoiding the need for communication between converters and enabling system expansion in a simplified manner. In order to test the performance of the proposed control system, the microgrid is implemented experimentally using a 36-cell, 60 W photovoltaic panel, a 12 V, 7 Ah lead-acid battery, a BOOSTXL-3PhGaNInv converter, and a F28379D microcontroller, both manufactured by Texas Instruments. Experimental results are used to demonstrate the effectiveness of the system under different sunlight and load conditions, as well as the battery charging method.

Keywords: DC Microgrids; Photovoltaic Systems; Battery Energy Storage Systems; Voltage droop Control; Virtual Impedance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Matriz elétrica brasileira 2023.	17
Figura 1.2 – Matriz elétrica mundial 2023.	17
Figura 1.3 – Esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede (<i>on-grid</i>).	18
Figura 1.4 – Esquemático de um sistema fotovoltaico isolado (<i>off-grid</i>).	19
Figura 1.5 – Estrutura básica de uma microrrede CA.	21
Figura 1.6 – Estrutura básica de uma microrrede CC.	22
Figura 1.7 – Diagrama esquemático da estratégia de controle mestre-escravo.	24
Figura 1.8 – Diagrama esquemático da estratégia de controle com droop de tensão.	25
Figura 1.9 – Curvas características de droop de tensão para baterias e painéis fotovoltaicos.	26
Figura 1.10–Estrutura básica de uma microrrede CC isolada com geração fotovoltaica, baterias e cargas CC e CA.	27
Figura 2.1 – Curvas características I-V e P-V de um painel fotovoltaico.	31
Figura 2.2 – Circuito elétrico equivalente de um painel fotovoltaico.	32
Figura 2.3 – Circuito equivalente de Thévenin da bateria com uma resistência série e duas redes RC.	34
Figura 2.4 – Curva característica para obtenção dos parâmetros do circuito equivalente de uma bateria.	35
Figura 2.5 – Curvas características da vida útil em relação à profundidade de descarga e à temperatura de trabalho das baterias de chumbo ácido.	37
Figura 2.6 – Curvas de tensão, corrente e estado de carga de uma bateria durante o carregamento CC-CV.	38
Figura 2.7 – Circuito do conversor CC-CC meia-ponte.	40
Figura 2.8 – Comparação entre portadora triangular e ciclo de trabalho na modulação por largura de pulso.	41
Figura 2.9 – Ganhos estáticos ideal e real do conversor meia-ponte operando como: (a) abaixador e (b) elevador.	43
Figura 2.10–Diagrama esquemático da microrrede CC com os circuitos equivalentes dos painéis fotovoltaicos, das baterias e dos conversores meia-ponte.	44
Figura 2.11–Diagrama de blocos do controle de corrente.	45
Figura 2.12–Diagrama de blocos do controle de tensão nos terminais das baterias.	46

Figura 2.13–Diagrama de blocos do controle com droop de tensão baseado em impedância virtual.	48
Figura 2.14–Diagrama de blocos do controle de tensão e de corrente do método CC-CV nos terminais das baterias.	50
Figura 3.1 – Protótipo em pequena escala de uma microrrede CC: (a) bancada no laboratório e (b) painel fixado no telhado.	52
Figura 3.2 – Fotografias da placa de desenvolvimento LAUNCHXL-F28379D e do inversor trifásico BOOSTXL-3PHGANINV da <i>Texas Instruments</i>	53
Figura 3.3 – PCI leitura de tensão da bateria e do painel fotovoltaico	54
Figura 3.4 – Carregamento da bateria pelo método CC-CV: curvas da tensão no barramento CC (V_{cc}), tensão no painel (V_{pv}), corrente (I_{bat}) e tensão (V_{bat}) na bateria.	57
Figura 3.5 – Carregamento da bateria pelo método CC-CV com variação de irradiação solar devido à presença de nuvens: curvas da tensão no barramento CC (V_{cc}), tensão no painel (V_{pv}), corrente (I_{bat}) e tensão (V_{bat}) na bateria.	58
Figura 3.6 – Entradas de carga com o sistema alimentado apenas pela bateria.	59
Figura 3.7 – Entradas de carga com o sistema alimentado apenas pelo painel fotovoltaico.	60
Figura 3.8 – Entradas de carga no sistema com painel fotovoltaico e bateria.	61
Figura 3.9 – Retirada abrupta de toda a carga do sistema com painel fotovoltaico e bateria.	62
Figura 3.10–Variação da irradiação solar no sistema com painel fotovoltaico e baterias.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Parâmetros do painel fotovoltaico Resun RSM060P em STC.	55
Tabela 3.2 – Parâmetros da bateria de chumbo ácido VRLA Unipower UP1270SEG (12 V/7 Ah).	55
Tabela 3.3 – Parâmetros de projeto e ganhos dos controladores.	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ADC** Conversores Analógico-Digital (*Analog-to-Digital Converter*)
- ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica
- BEN** Balanço Energético Nacional
- BESS** Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (*Battery Energy Storage System*)
- CA** Corrente Alternada
- CC** Corrente Contínua
- CC-CV** Corrente Constante-Tensão Constante
- DAC** Conversores Digital-Analógico (*Digital-to-Analog Converter*)
- DOD** Profundidade De Descarga (*Depth Of Discharge*)
- DSP** Processador Digital de Sinais (*Digital Signal Processor*)
- IGBT** Transistor Bipolar com Porta Isolada (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*)
- MMGD** Micro e Minigeração Distribuída
- MOSFET** Transistor de Efeito de Campo Metal-Óxido-Semicondutor (*Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistor*)
- MPPT** Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking*)
- PCI** Placa de Circuito Impresso
- PI** Proporcional-Integral
- PWM** Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation*)
- SOC** Estados De Carga (*State Of Charge*)
- SRWE** Revisão Estatística da Energia Mundial (*Statistical Review of World Energy*)
- STC** Condições de Teste Padrão (*Standard Test Conditions*)
- UPS** Fontes Ininterruptas de Energia (*Uninterruptable Power Supply*)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Energia solar fotovoltaica	17
1.2	O conceito de microrrede	20
1.3	Estratégias de controle centralizado e descentralizado	23
1.4	Proposta de trabalho	26
1.5	Objetivos específicos	28
1.6	Organização da dissertação	28
1.7	Produção científica resultante	29
2	MODELAGEM E CONTROLE DOS COMPONENTES DA MICRORREDE	
	CC	30
2.1	Geração fotovoltaica	30
2.1.1	Circuito equivalente dos painéis fotovoltaicos	31
2.2	Sistemas de armazenamento de energia	32
2.2.1	Circuito equivalente das baterias	33
2.2.2	Determinação dos parâmetros da bateria	34
2.2.3	Métodos de carregamento de baterias	36
2.3	Conversores CC-CC	38
2.3.1	Conversor CC-CC meia-ponte	39
2.3.2	Meia-ponte operando como abaixador (<i>buck</i>)	41
2.3.3	Meia-ponte operando como elevador (<i>boost</i>)	42
2.4	Controle de corrente	44
2.5	Controle de tensão das baterias	46
2.6	Droop de tensão com impedância virtual	47
2.7	Transição entre os modos de controle nas baterias	49
2.8	Conclusões parciais	49
3	IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA E RESULTADOS EXPERIMENTAIS .	51
3.1	Protótipo da microrrede CC	51
3.2	Inversor e DSP	51
3.3	Sensores de tensão	53
3.4	Parâmetros da microrrede e dos controladores	54

3.5	Teste 1: carregamento da bateria pelo método CC-CV	56
3.6	Teste 2: variação de carga com bateria operando isolada	58
3.7	Teste 3: variação de carga com painel operando isolado	59
3.8	Teste 4: variação de carga com painel fotovoltaico e bateria	60
3.9	Teste 5: variação da irradiação solar	62
3.10	Conclusões parciais	63
4	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	65
4.1	Trabalhos futuros	66
	REFERÊNCIAS	67

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a crescente demanda por fontes de energia renováveis tem impulsionado o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos isolados, destacando-se como solução para alimentação de cargas localizadas em regiões remotas ou de difícil acesso à rede elétrica convencional. Nesse contexto, as baterias desempenham um papel fundamental no armazenamento eficiente da energia, assegurando a continuidade do fornecimento mesmo em períodos de baixa irradiação ou sem luz solar (VILLALVA, 2012).

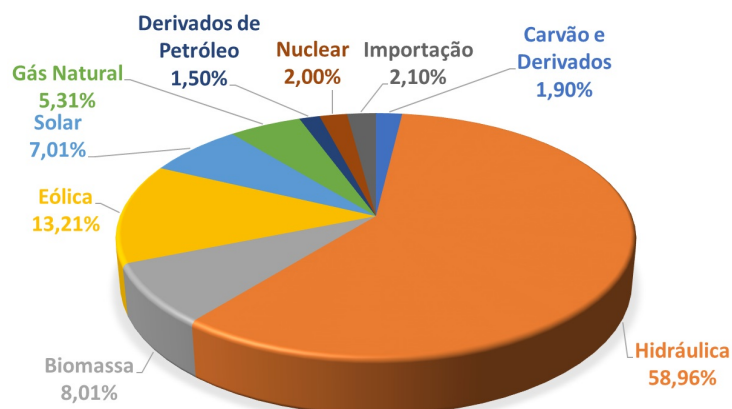
A eficácia desses sistemas está diretamente ligada ao gerenciamento eficiente de carga e descarga das baterias. Fatores como a necessidade de otimizar a utilização da energia armazenada, prolongamento da vida útil das baterias e maximização da autonomia do sistema têm impulsionado a busca por novas estratégias de controle (KUMAR et al., 2023).

As fontes usadas para geração de energia elétrica podem ser classificadas em renováveis e não renováveis. As fontes não renováveis incluem carvão, gás natural, derivados do petróleo e energia nuclear, ou seja, recursos que diminuem à medida que são utilizados. Já as fontes renováveis de energia são aquelas consideradas inesgotáveis para o padrão de utilização humano, visto que se renovam constantemente. Exemplos dessas fontes incluem a energia solar fotovoltaica e térmica, hídrica, eólica, oceânica, geotérmica e a proveniente da biomassa (FARRET, 2014).

O Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, conforme mostrado na Figura 1.1, com destaque para a geração hidrelétrica. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2024 (EPE, 2024), as usinas hidrelétricas representaram 58,9% da geração de energia elétrica no ano de 2023. As fontes renováveis de energia, em sua totalidade, representaram aproximadamente 87,1% da oferta interna de eletricidade no país. Ainda segundo o BEN 2024, a geração de energia elétrica no Brasil, considerando tanto a geração pública quanto os autoprodutores, alcançou aproximadamente 723,2 TWh em 2023.

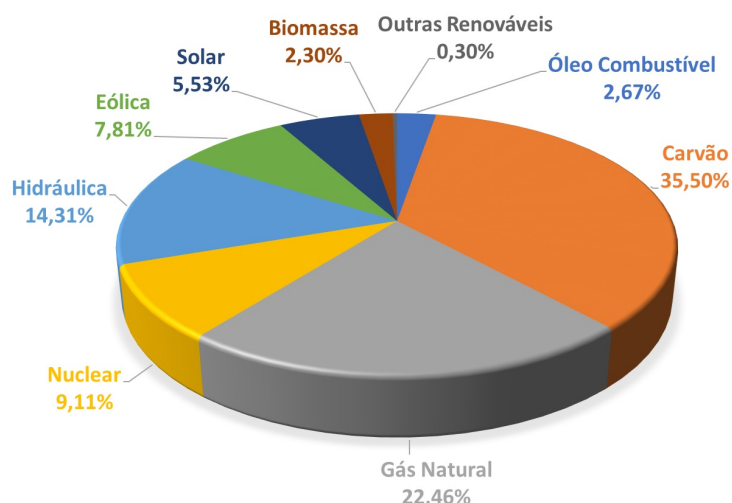
Por outro lado, de acordo com dados da Revisão Estatística da Energia Mundial (*Statistical Review of World Energy*) (SRWE) 2024 (Energy Institute, 2024), na matriz elétrica mundial mostrada na Figura 1.2 a maior parte é composta por fontes não renováveis (69,7%), ao passo que as fontes renováveis representam apenas 30,3%. Dessa forma, nota-se que o Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente limpa e renovável se comparado aos demais países.

Figura 1.1 – Matriz elétrica brasileira 2023.



Fonte: Elaborado a partir de dados do BEN 2024.

Figura 1.2 – Matriz elétrica mundial 2023.



Fonte: Elaborado a partir de dados do SRWE 2024.

1.1 Energia solar fotovoltaica

A energia solar pode ser aproveitada de duas maneiras distintas. Uma alternativa é para o aquecimento de líquidos ou ambientes. Nesse contexto, os raios solares incidem diretamente sobre o objeto a ser aquecido, ou por meio de coletores solares que direcionam os raios para um ponto específico, aumentando assim a eficiência da conversão (VILLALVA, 2012). A outra opção é para a geração de eletricidade por meio do efeito fotovoltaicos, através do qual a energia luminosa do sol é convertida em energia elétrica em Corrente Contínua (CC).

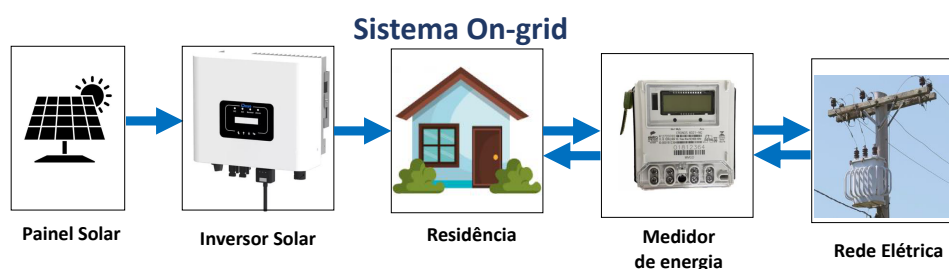
O efeito fotovoltaico ocorre quando a luz solar, por meio de seus fótons, é absorvida

pelas células fotovoltaicas, que consistem em materiais semicondutores capazes de converter a radiação solar em energia elétrica. Durante esse processo, a energia dos fótons da luz solar é transferida para os elétrons, conferindo-lhes a capacidade de se movimentar e estabelecer uma corrente elétrica caso haja um circuito fechado para tal (PATEL; BEIK, 2021).

Um painel ou módulo fotovoltaico é constituído por um arranjo de células geralmente conectadas em série para somar a pequena tensão individual de aproximadamente 0,55 V a 0,6 V de cada uma. A conexão em série tem como objetivo atingir a tensão necessária para que o painel opere de acordo com os níveis de tensão do sistema ao qual é aplicado. Os painéis comerciais disponíveis no mercado são compostos por diferentes quantidades de células, como 36, 60, 72 ou 144 células (PINHO; GALDINO, 2014). O tipo de painel e o número de células deve ser escolhido conforme a aplicação, levando-se em consideração principalmente se o sistema é conectado à rede (*on-grid*) ou isolado (*off-grid*).

Nos sistemas conectados à rede, a energia elétrica gerada é consumida pelo próprio imóvel, enquanto o excedente é injetado na rede. Nos períodos em que a geração local não é suficiente, a energia é complementada pela rede elétrica para que a carga seja atendida. A concessionária concede um crédito ao consumidor como compensação pelo excedente de energia gerada e esse crédito é abatido nas faturas subsequentes ou pode ser transferido para outros imóveis, desde que estejam cadastrados no mesmo CPF ou CNPJ. Esse sistema é composto por painéis solares, inversor, dispositivos de proteção e um medidor de energia bidirecional, conforme mostrado na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede (*on-grid*).



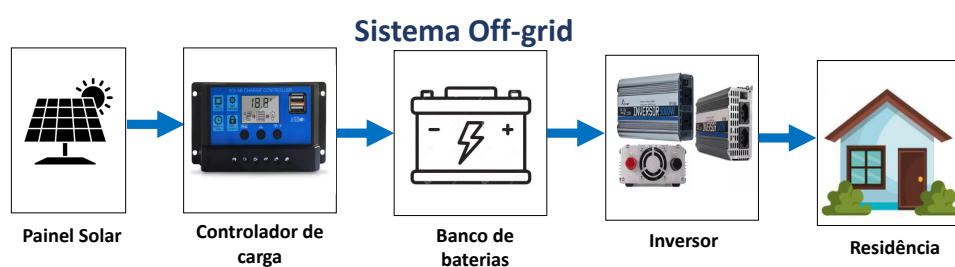
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os sistemas fotovoltaicos são classificados de acordo com a potência instalada pela Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo microgeração até 75 kW, minigeração entre 75 kW e 5 MW e usinas fotovoltaicas acima de 5 MW. Segundo o BEN 2024, a Micro e Minigeração Distribuída

(MMGD) em 2023 apresentou aumento de quase 68% em relação a 2022, atingindo um total de 30.950 GWh. Desse montante, 96,3% é composto por energia solar fotovoltaica, o que mostra um crescimento considerável dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos isolados, por sua vez, não possuem qualquer conexão com a rede elétrica convencional, sendo, por isso, uma solução ideal para instalações em lugares remotos e de difícil acesso, não atendidos pela rede de distribuição. Um sistema fotovoltaico isolado é tipicamente composto por painéis solares, Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (*Battery Energy Storage System*) (BESS), controlador de carga das baterias, inversor para alimentação de cargas em Corrente Alternada (CA) e dispositivos de proteção, conforme ilustrado na Figura 1.4.

Figura 1.4 – Esquemático de um sistema fotovoltaico isolado (*off-grid*).



Fonte: Elaborado pelo autor.

No Brasil, os sistemas isolados representam apenas 0,6% da energia gerada, com um total de 4.030 GWh em 2023. A maior parte dos sistemas isolados utilizam diesel e gás natural, que são responsáveis por 69,2% e 22,7% respectivamente. Biomassa e hidráulica representam 8,09 % ao passo que a energia solar fotovoltaica ainda representa apenas 0,01% da energia gerada nos sistemas isolados contabilizados pelo BEN 2024.

A diferença no crescimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados se deve principalmente à necessidade das baterias, que apresentam custo elevado e vida útil baixa em relação aos demais componentes do sistema fotovoltaico. Mesmo com o desenvolvimento das baterias apresentando melhorias nos últimos anos, sobretudo com a utilização de baterias de Íon-Lítio em veículos elétricos, o custo elevado ainda é um entrave na expansão dos sistemas fotovoltaicos isolados (KUMAR et al., 2023). Mesmo que o desenvolvimento de novas baterias não avance consideravelmente nos próximos anos, a operação de um sistema fotovoltaico isolado pode ser otimizada para preservar a vida útil das baterias, ao passo que o suprimento de energia

seja garantido de forma segura. Esse desafio está diretamente ligado ao conceito de microrredes e redes inteligentes, que podem otimizar o uso dos recursos energéticos, incluindo as baterias.

1.2 O conceito de microrrede

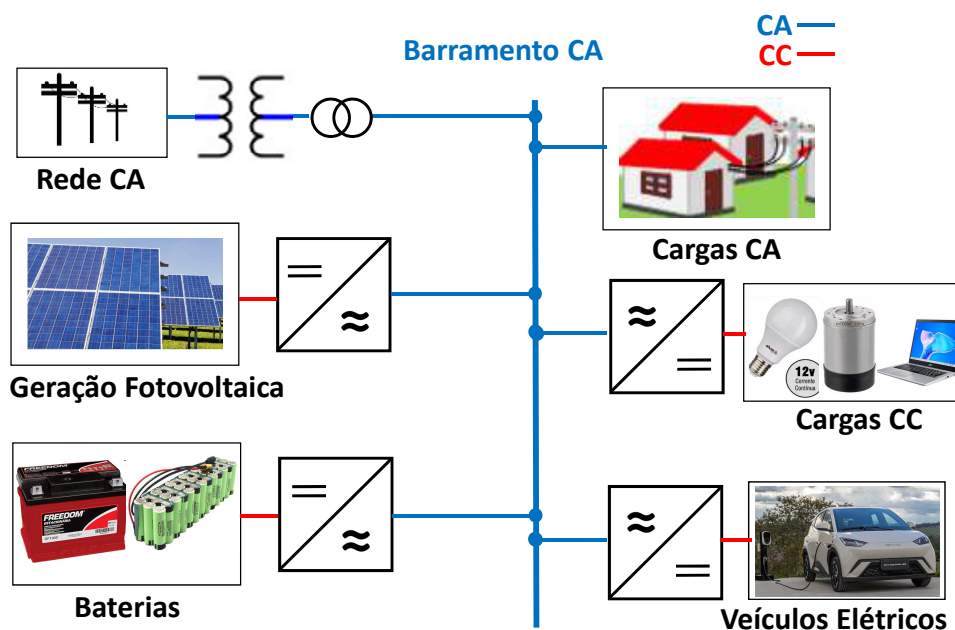
Uma microrrede pode ser compreendida como um conjunto de cargas e fontes interconectadas, formando um sistema elétrico único e controlado, podendo operar de forma isolada (autônoma) ou interligada com o sistema elétrico de potência. Além disso, os elementos de uma microrrede podem ser interligados através de um barramento CA ou CC, com as fontes de energia sendo controladas de forma centralizada ou descentralizada (BHASKARA; CHOWDHURY, 2012). Destacam-se como vantagens das microrredes, por aproximarem a geração da carga, a melhoria da confiabilidade do fornecimento local, a redução das perdas nos alimentadores, o suporte às tensões locais, a correção de afundamento de tensão e a garantia de fornecimento ininterrupto de energia (FERREIRA, 2015).

No modo de operação conectado à rede elétrica, a estabilidade do nível de tensão, frequência e potência é assegurada pela rede elétrica da concessionária. No entanto, em sistemas autônomos ou isolados, a geração proveniente de fontes alternativas de energia pode apresentar oscilações ao longo do dia. Para garantir um fornecimento contínuo e estável de energia às cargas instaladas, é essencial contar com um eficiente sistema de armazenamento de energia, juntamente com controladores que realizem um gerenciamento preciso do sistema (GUERRERO; KANDARI, 2021).

Inicialmente, as microrredes foram pensadas para operar em corrente alternada, principalmente pelo fato dos sistemas elétricos de potência operarem em corrente alternada. A topologia de microrrede CA é simplificada pela fácil manipulação do nível de tensão, com a utilização de transformadores magnéticos, fato pelo qual, atualmente, as redes de distribuição e grande parte dos equipamentos elétricos residenciais e industriais operam em CA. Destaca-se também que há maior disponibilidade de sistemas de proteção para corrente alternada, uma vez que a corrente naturalmente passa pelo valor zero, o que simplifica o processo de seccionamento. Pode-se observar na Figura 1.5 a estrutura básica de uma microrrede CA conectada à rede elétrica, com geração fotovoltaica, baterias e diferentes tipos de carga. Note que essa representação é simplificada, portanto podem ser usadas outras fontes de energia conectadas ao barramento CA, como geradores diesel, eólicos e pequenas turbinas hidráulicas, por exemplo.

Com o passar do tempo, as fontes renováveis de energia foram ganhando espaço na

Figura 1.5 – Estrutura básica de uma microrrede CA.



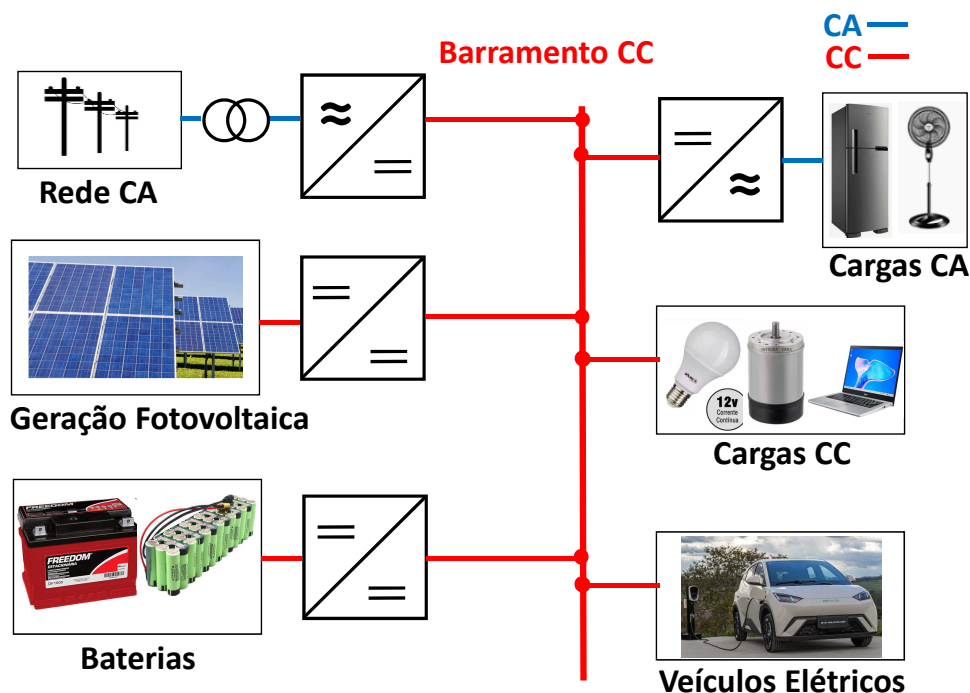
Fonte: Elaborado pelo autor.

matriz elétrica, conforme observado na Figura 1.2. A geração fotovoltaica, por exemplo, gera energia CC e requer o uso de conversores CC-CA para se conectar à rede principal. Quando são utilizadas baterias para o sistema de armazenamento de energia, também são necessárias etapas de conversão CC-CA e CA-CC quando as baterias fornecem energia ou quando são carregadas, respectivamente.

Segundo estudos apontados em (FERREIRA, 2015) e (OLIVEIRA, 2017), essas conversões são menos eficientes do que a conversão apenas do tipo CC-CC. Nesse contexto, a utilização de microrredes CC pode se mostrar interessante em relação à CA, uma vez que é reduzido um dos estágios de conversão, o que pode resultar em uma maior eficiência do sistema. Pode-se observar na Figura 1.6 a estrutura básica de uma microrrede CC conectada à rede elétrica. Essa microrrede pode operar no modo isolado caso haja uma desconexão com a rede da concessionária, desde que esteja preparada para assumir o controle da tensão do barramento CC.

Quando se analisa a possibilidade da aplicação de microrredes CC para residências, percebe-se que existem poucos equipamentos disponíveis no mercado prontos para conexão em CC. Apesar dos dispositivos eletrônicos serem essencialmente alimentados em CC, eles são projetados com alimentação CA, preparados para conexão com a rede. Modificar essa realidade exigiria altos investimentos nas indústrias para a fabricação ou adaptação de equipamentos

Figura 1.6 – Estrutura básica de uma microrrede CC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

para redes CC. No entanto, pensando em uma comunidade isolada por exemplo, cargas como iluminação LED e câmeras de segurança, é possível utilizar a alimentação CC. Para o restante das cargas, sobretudo aquelas que utilizam motores, pode-se utilizar um inversor.

Um dos pontos mais abordados quando se compara microrredes CA e CC, é a quantidade de estágios de conversão, o que está diretamente relacionado à eficiência do sistema. A grande maioria dos dispositivos eletroeletrônicos atuais, tais como computadores, celulares, TVs, sistemas de iluminação em LED, instrumentos de medição, entre vários outros, possuem uma fonte de alimentação CC, que passou por uma conversão CA para se conectar à rede elétrica. Essa conversão de entrada geralmente é feita por retificadores.

Ao analisar as fontes de geração renováveis, tais como fotovoltaica, estas passariam por dois estágios de conversão, CC-CA-CC, o que resulta em perdas adicionais. Utilizando uma microrrede CC e alimentando tais cargas diretamente em corrente contínua, seriam eliminadas etapas de conversão desnecessárias.

Diante desse contexto, destacam-se como vantagens das microrredes CC:

- Redução do número de estágios de conversão e aumento da eficiência do sistema;

- Eliminação da necessidade de sincronização dos geradores com a rede CA.

E como desvantagens, pode-se citar:

- Ausência de normas regulamentadoras;
- Custo relativamente maior de implementação para sistemas totalmente em CC;
- Falta de produtos com fonte de alimentação CC direta;
- Complexidade nos dispositivos de proteção do sistema.

Independente do tipo de microrrede, ou seja, CC ou CA, o controle dos conversores conectados ao barramento comum pode ser feito de forma centralizada ou descentralizada, como será discutido a seguir.

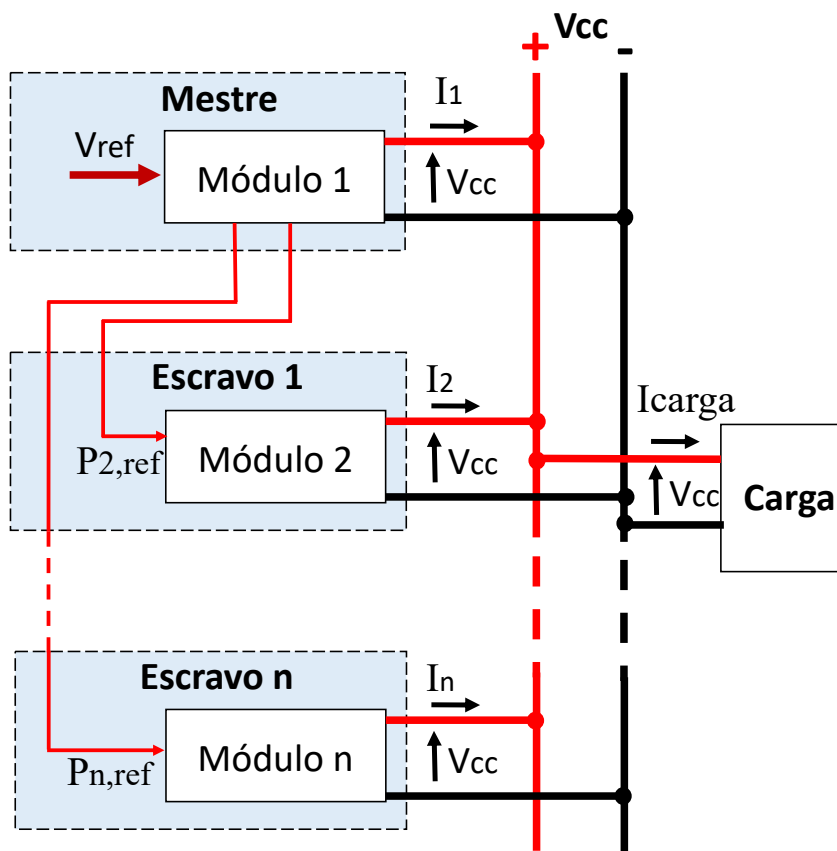
1.3 Estratégias de controle centralizado e descentralizado

Um grande desafio enfrentado na operação das microrredes CC é o controle da tensão no barramento CC, no qual os elementos da microrrede são conectados em paralelo. Dentre as estratégias mais comumente investigadas na literatura, pode-se destacar três grandes tipos: (i) controle centralizado; (ii) controle distribuído; e (iii) controle descentralizado (UDDIN et al., 2023).

No controle centralizado, também chamado de mestre-escravo, o conversor “mestre” assume o controle da tensão no barramento CC e fornece a referência de potência a ser injetada no barramento pelos conversores “escravos”. Essa estratégia tem como vantagem a otimização global do uso de recursos da microrrede (AL-ISMAIL, 2021). Porém, é importante destacar que a perda de comunicação ou uma falha no conversor “mestre” pode resultar no desligamento de todo o sistema. A Figura 1.7 representa a estratégia de controle mestre-escravo.

Para a aplicação em microrredes CC com fontes de geração distribuída e de diferentes naturezas, esse gerenciamento nem sempre é desejado. Cada fonte tem suas próprias características e pode variar de acordo com as condições meteorológicas, como irradiação, temperatura, velocidade do vento, entre outros fatores. Nesse caso, o importante é aproveitar a máxima potência disponível de cada fonte a fim de suprir o barramento CC com o que estiver disponível (FERREIRA, 2015).

Figura 1.7 – Diagrama esquemático da estratégia de controle mestre-escravo.



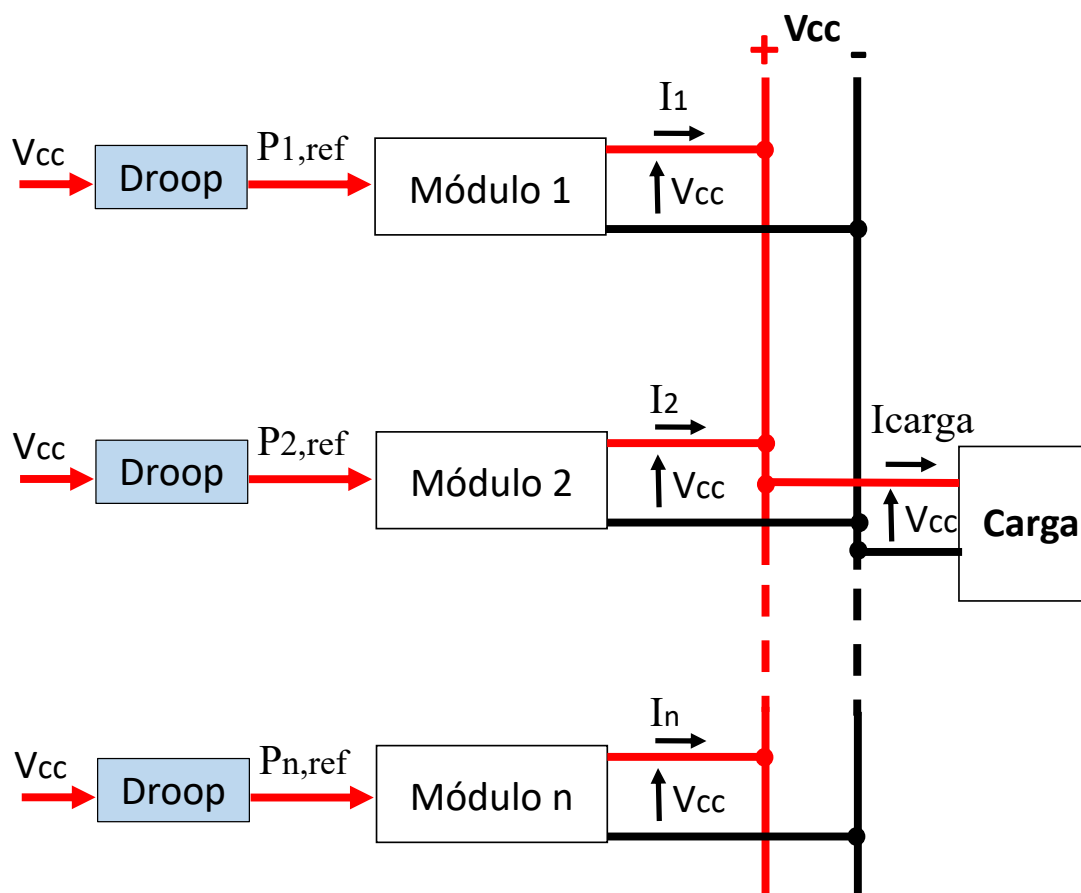
Fonte: Elaborado pelo autor.

A estratégia de controle distribuído funciona de forma semelhante ao centralizado, porém com divisão em subsistemas com seus respectivos conversores “mestre”. Nesse caso, é possível obter soluções ótimas para cada subsistema, com o problema da comunicação reduzido, porém não eliminado (AL-ISMAIL, 2024).

Na estratégia descentralizada, ilustrada na Figura 1.8, não há comunicação entre os conversores. A estratégia comumente adotada é a utilização de impedância virtual no ponto de conexão com o barramento CC. Quando ocorre um aumento na corrente fornecida pelo conversor, há uma redução (*droop*) na tensão de saída. Para cada conversor, o controlador por *droop* fornece a referência de potência a ser fornecida com base na medição da tensão do barramento CC (FERREIRA; RODRIGUES; BARBOSA, 2017).

A estratégia de controle por droop de tensão pode ser melhor compreendida observando o gráfico da Figura 1.9. No primeiro gráfico é ilustrada a curva característica de potência em relação à tensão do barramento CC para um banco de baterias, enquanto no segundo gráfico é

Figura 1.8 – Diagrama esquemático da estratégia de controle com droop de tensão.



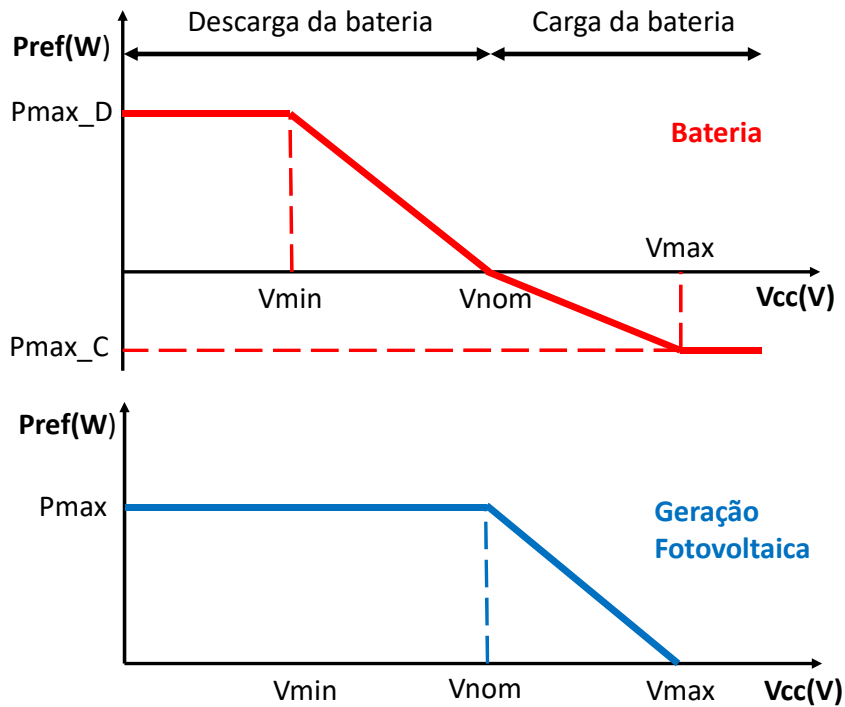
Fonte: Elaborado pelo autor.

ilustrada a característica de um sistema fotovoltaico. Nessa estratégia, o controlador de cada módulo emula o comportamento de uma impedância. Quando há um aumento na corrente fornecida pelo conversor, ocorre uma redução (*droop*) na tensão de saída do conversor.

Nesse sentido, a escolha entre as estratégias de controle citadas depende do porte e do objetivo do sistema em questão. Em um sistema onde todas as fontes se encontram fisicamente próximas, para atender por exemplo uma pequena comunidade isolada, a estratégia de controle centralizada poderia otimizar o uso dos recursos mais do que as outras estratégias. No entanto, mesmo com as fontes próximas umas das outras, o controle centralizado pode dificultar a expansão da geração, caso haja um aumento de carga ao longo do tempo. O controle descentralizado, além de permitir uma certa distância entre as fontes, permite expandir o sistema de forma modular, com tanto que os cabos do barramento CC sejam projetados para isso.

Além disso, a utilização de uma curva de *droop* para cada fonte pode fazer com que a microrrede não aproveite da melhor forma os recursos, além de não garantir a regulação da

Figura 1.9 – Curvas características de droop de tensão para baterias e painéis fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

tensão no barramento CC.

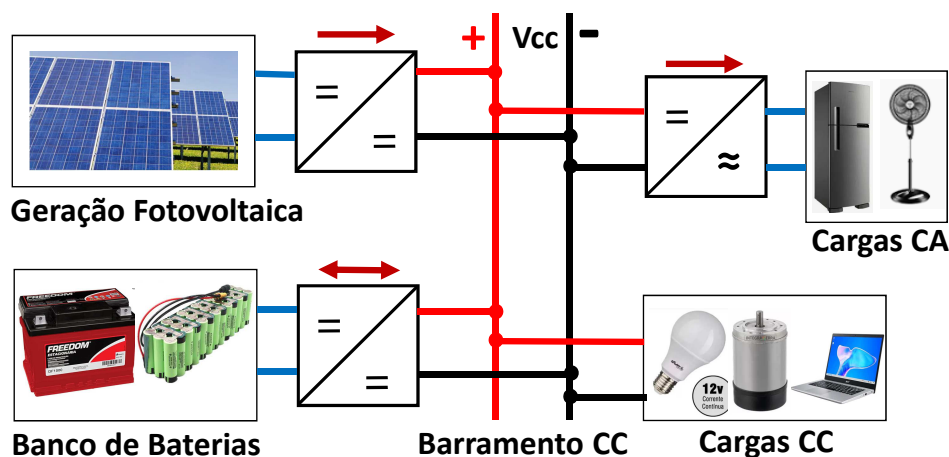
Uma forma alternativa ao droop tradicional é a utilização de uma impedância virtual (WANG et al., 2014). Nesta técnica, a referência de corrente a ser injetada no barramento CC é determinada por um controlador de tensão. Para que não haja conflito no controle de todos os conversores conectados em paralelo ao barramento CC, a referência de tensão do controlador é influenciada por uma impedância virtual, sendo calculada por: $V_{ref}^* = (V_{ref} - R_v I_o)$, onde V_{ref} é a referência de tensão nominal do barramento CC, R_v é a impedância virtual puramente resistiva e I_o é a corrente de saída do conversor, fornecida ao barramento CC. A principal vantagem do controlador de droop com impedância virtual é a maior controlabilidade da tensão no barramento CC, com um melhor aproveitamento de cada fonte de energia.

1.4 Proposta de trabalho

Considerando que a utilização da energia fotovoltaica aplicada em sistemas isolados ainda é pouco explorada no Brasil, conforme apresentado na Seção 1.1, e que existem desafios relacionados às estratégias de controle, esse trabalho tem como objetivo investigar a topologia

de microrrede CC mostrada na Figura 1.10.

Figura 1.10 – Estrutura básica de uma microrrede CC isolada com geração fotovoltaica, baterias e cargas CC e CA.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nessa estrutura, os painéis fotovoltaicos são conectados ao barramento por um conversor CC-CC. Geralmente, para atingir uma tensão mais alta no barramento CC, utiliza-se a topologia de conversor elevador (*boost*). O sistema de controle desse conversor pode ser projetado para realizar o Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking*) (MPPT). As baterias são conectadas ao barramento de forma semelhante, porém necessitam de um conversor com fluxo de potência bidirecional. As cargas CC podem ser conectadas diretamente ao barramento, enquanto as cargas CA necessitam de um inversor.

As técnicas de controle de microrredes CC podem ser aplicadas a diferentes sistemas, com diversas fontes de energia, como eólica, diesel, células de combustível, entre outras. Em (ALMEIDA; ALMEIDA; BARBOSA, 2024) é proposto um sistema de controle para um parque eólico com os aerogeradores conectados em série pelos terminais CC de seus conversores, o que caracteriza uma microrrede CC. Na estratégia proposta, utiliza-se um *droop* de corrente baseado em admitância virtual, implementado a partir de um controlador Proporcional-Integral (PI). Nessa proposta, o objetivo principal é manter a corrente comum aos aerogeradores controlada, dentro de uma faixa de valores aceitável.

Inspirado na estratégia de controle para sistemas eólicos proposta em (ALMEIDA; ALMEIDA; BARBOSA, 2024), esse trabalho propõe um sistema de controle com *droop* de tensão baseado em impedância virtual para uma microrrede CC isolada com geração fotovoltaica e armazenamento de energia em baterias. A principal contribuição desse trabalho, juntamente com

a estratégia de controle proposta, é o método de projeto detalhado dos controladores e a validação a partir de resultados experimentais. Para isso, será apresentada a modelagem dos conversores e o projeto dos controladores utilizados. A fim de verificar o funcionamento dos controladores projetados e validar a proposta, serão apresentados e discutidos resultados experimentais obtidos com a implementação da microrrede utilizando o inversor BOOSTXL-3PhGaNInv, fabricado pela Texas Instruments, cujos detalhes serão apresentados ao longo do trabalho.

1.5 Objetivos específicos

Afim de alcançar os objetivos gerais já apresentados, os seguintes objetivos específicos serão perseguidos:

1. Modelar matematicamente os componentes da microrrede proposta e projetar os elementos armazenadores de energia utilizados juntamente com os conversores (indutores e capacitores);
2. Projetar os controladores de corrente, tensão e o controlador de *droop* utilizados nos conversores da microrrede;
3. Implementar em laboratório um protótipo em pequena escala da microrrede CC e testar o sistema de controle proposto;
4. Apresentar e discutir os resultados experimentais e detalhes da implementação prática da microrrede.

1.6 Organização da dissertação

Os demais capítulos dessa dissertação são organizados da seguinte forma:

- No Capítulo 2 são apresentados os princípios de funcionamento e a modelagem matemática dos componentes da microrrede CC em questão, além do projeto dos controladores que possibilitam a implementação da estratégia de controle com *droop* de tensão baseado em impedância virtual;
- No Capítulo 3 são apresentados os resultados experimentais obtidos a partir da implementação prática da microrrede, a fim de validar a estratégia de controle proposta. Além disso, serão apresentados maiores detalhes sobre o protótipo;

- Por fim, no Capítulo 4 são apresentadas as conclusões finais do trabalho, assim como sugestões de trabalhos futuros.

1.7 Produção científica resultante

Essa pesquisa resultou no artigo a seguir, publicado no XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2024):

[1] LIMA, M. S., PASCHOALIN, T. C. A., ALMEIDA, A. O. Controle com Droop de Tensão Baseado em Impedância Virtual para uma Microrrede CC Isolada com Geração Fotovoltaica e Baterias. *XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, Rio de Janeiro. SBA. 2024.

2 MODELAGEM E CONTROLE DOS COMPONENTES DA MICRORREDE CC

Nesse capítulo serão apresentados os conceitos básicos sobre sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia em baterias, que são as fontes de energia utilizadas na microrrede CC implementada neste trabalho. Além disso, os conversores utilizados para conexão das fontes ao barramento CC serão modelados matematicamente, possibilitando o desenvolvimento da estratégia de controle com droop de tensão baseado em impedância virtual.

2.1 Geração fotovoltaica

O conceito de geração fotovoltaica foi introduzido na Seção 1.1 e consiste na conversão da energia luminosa da radiação solar em energia elétrica, que é realizada pelas células fotovoltaicas. O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre Edmond Becquerel em 1839, quando observou uma diferença de potencial nos terminais de um semicondutor quando exposto à luz. Entretanto, somente em 1954 foi desenvolvida por Russell Shoemaker Ohl e outros cientistas do Bell Labs a célula fotovoltaica de silício moderna (PERLIN, 2022).

A célula fotovoltaica é composta por uma junção P-N de um material semicondutor, geralmente o silício, que, quando exposto à luz, estabelece um fluxo de elétrons em um circuito fechado. Os valores de corrente e tensão produzidos pelos painéis sofrem influência das características de temperatura e irradiação solar (BASTOS, 2013).

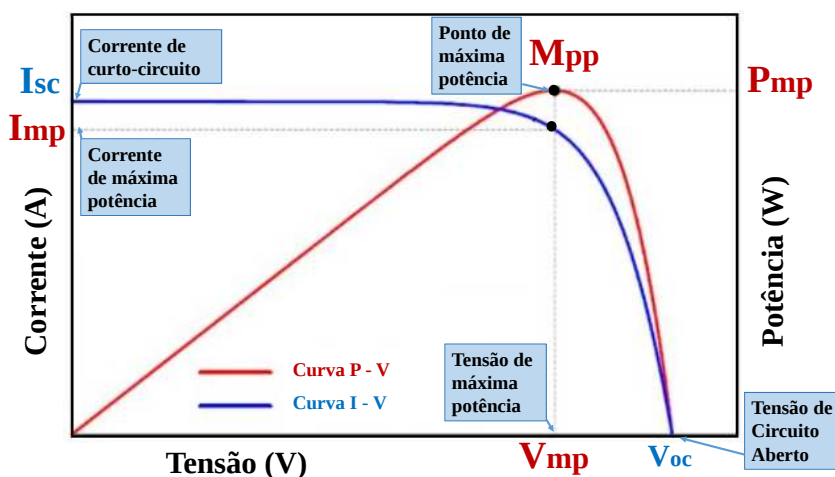
Um painel fotovoltaico não se comporta como uma fonte de tensão ou uma fonte de corrente convencional, mas sua tensão de saída depende da corrente e vice-versa. O ponto de operação de um painel fotovoltaico, ou seja, o valor da tensão e da corrente, depende da carga conectada em seus terminais. Ao conectar uma carga que demanda maior corrente, a tensão de saída tenderá a cair, enquanto ao conectar uma carga que demande pouca corrente, a tensão será mais elevada. Na Figura 2.1 são mostradas as curvas que relacionam a tensão e a corrente (I-V), assim como a tensão e a potência (P-V) em um painel fotovoltaico. Pode-se citar alguns pontos importantes nessa figura (ARAÚJO; LOPES; MOREIRA, 2020).

- V_{OC} : tensão de circuito aberto que representa a máxima tensão obtida nos painéis quando seus terminais se encontram abertos, ou seja, com corrente zero;
- I_{SC} : corresponde à corrente de curto-circuito das células e representa a máxima corrente que o painel consegue fornecer quando os terminais são curto-circuitados, ou seja, com

tensão zero;

- P_{MP} : Condição na qual o painel fornece a máxima potência;
- I_{MP} : Corrente na qual se obtém a máxima potência do painel;
- V_{MP} : Tensão nos terminais de saída na qual se obtém a máxima potência do painel;

Figura 2.1 – Curvas características I-V e P-V de um painel fotovoltaico.



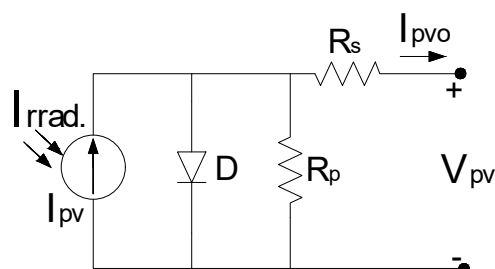
Fonte: Elaborado pelo autor.

Utilizando um conversor eletrônico, é possível controlar a tensão ou a corrente do painel a fim de rastrear o ponto de máxima potência. Dentre os principais métodos de MPPT propostos na literatura, pode-se citar os métodos perturbe & observe, condutância incremental, da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito. Além disso, alguns métodos mais sofisticados utilizando lógica fuzzy e redes neurais também foram propostos (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015).

2.1.1 Circuito equivalente dos painéis fotovoltaicos

A fim de modelar o comportamento de um painel fotovoltaico, para fins de simulação e projeto dos controladores, pode-se utilizar o circuito equivalente mostrado na Figura 2.2. O circuito equivalente é composto por uma fonte de corrente (I_{PV}), pelas resistências série e *shunt* (R_s e R_p) e por um diodo (D) diretamente polarizado, usado para representar a característica não linear da junção p-n semicondutora da célula. O valor de I_{PV} sofre influência direta da irradiação solar e da temperatura. O valor de R_p afeta a corrente de curto-circuito do painel, enquanto R_s altera a tensão de circuito aberto V_{oc} (ALMEIDA, 2011).

Figura 2.2 – Circuito elétrico equivalente de um painel fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Além dos painéis fotovoltaicos, outro componente fundamental para o funcionamento da microrrede CC proposta são as baterias, cujos princípios básicos de funcionamento serão abordados a seguir.

2.2 Sistemas de armazenamento de energia

Uma bateria é um dispositivo que transforma a energia química de seus materiais ativos em energia elétrica por meio de uma reação eletroquímica de oxidação e redução. Durante essa reação, os elétrons são transferidos dos materiais que se oxidam, perdem elétrons, para os que se reduzem, ganham elétrons, através de um circuito elétrico fechado. O processo de carga ocorre quando se insere uma fonte de energia nesse circuito fechado, que se dá de forma inversa ao descrito anteriormente (KUMAR et al., 2023).

Nas microrredes isoladas, a geração de energia e o consumo nem sempre coincidem, devido às características intermitentes e aleatórias da irradiação solar e a imprevisibilidade da carga em alguns casos. Por esse motivo, é necessário o uso de sistemas de armazenamento para proporcionar um fornecimento constante de energia, evitando o desperdício na geração quando o consumo é baixo. Além disso, esses sistemas asseguram energia suficiente para os períodos em que a geração é menor que o consumo.

As baterias podem ser agrupadas em série ou em paralelo, dependendo das necessidades de cada projeto. Ao conectar baterias em série, obtém-se um maior nível de tensão, mas a capacidade de fornecimento de corrente depende da bateria com menor capacidade de fornecimento em Ah. Ao conectar as baterias em paralelo, somam-se as correntes individuais de cada bateria, mantendo-se a tensão no valor nominal das baterias, que devem apresentar a mesma tensão nominal para essa conexão. Outra possibilidade é a junção das conexões série e

paralelo, aumentando tanto os níveis de tensão quanto de corrente (WANG et al., 2020).

As baterias de chumbo-ácido são amplamente utilizadas para diversas aplicações cotidianas, como em automóveis, sistemas de segurança, Fontes Ininterruptas de Energia (*Uninterruptable Power Supply*) (UPS), entre outros. Elas geralmente apresentam menor custo, porém sua vida útil não é tão elevada e sua capacidade energética é inferior à das baterias de íons de lítio. O processo de carga e descarga de uma bateria recarregável pode ocorrer centenas de vezes. No entanto, para uma bateria de chumbo-ácido, o número de ciclos de carga e descarga é inversamente proporcional à profundidade da descarga, ou seja, quanto mais a bateria for descarregada antes de ser carregada novamente, menor será o número total de ciclos que ela suportará. Outro fator crucial para a maximização da vida útil da bateria é a temperatura de operação. Temperaturas elevadas podem reduzir drasticamente sua vida útil (BASTOS, 2013).

As baterias de íons de lítio têm uma vida útil mais longa que as de chumbo-ácido e podem suportar centenas a milhares de ciclos de carga e descarga antes de perder parte significativa de sua eficiência. São aplicadas em eletrônicos portáteis, veículos elétricos e armazenamento de energia renovável. Como vantagens em relação às baterias de chumbo-ácido, pode-se destacar a maior densidade de energia; vida útil mais longa; maior eficiência de carga e descarga; e a baixa manutenção. Como desvantagens, destacam-se o maior custo; a sensibilidade a temperaturas extremas, apresentando risco de explosão; e a baixa eficiência em ambientes com temperaturas elevadas (MICHELINE, 2020).

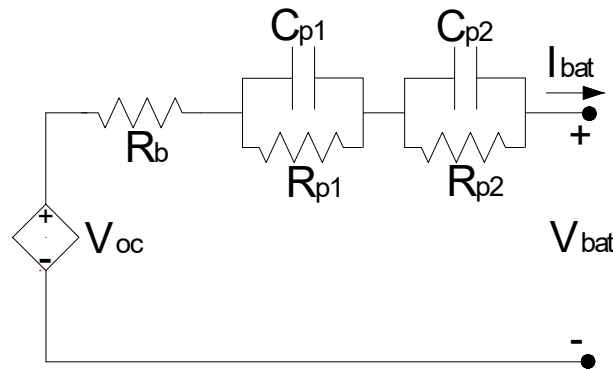
2.2.1 Circuito equivalente das baterias

Assim como os painéis fotovoltaicos, as baterias também podem ser representadas por um circuito equivalente. Hinz (2019) classifica em quatro categorias os modelos de baterias, com diferentes objetivos e complexidade: eletroquímico, matemático, térmico e elétrico. Como o próprio nome evidencia, o modelo elétrico será utilizado para fins de simulação e projeto de controladores. Entre os modelos elétricos de baterias, os principais tipos são: modelos simplificados, modelos baseados no circuito equivalente de Thévenin, modelos baseados em impedância, modelos baseados em tempo de execução e modelos combinados (TAMILSELVI et al., 2021).

Neste trabalho será adotado o modelo baseado no circuito equivalente de Thévenin, com uma resistência série e duas redes RC, mostrado na Figura 2.3. Além de amplamente utilizado, esse modelo apresenta facilidade na obtenção dos parâmetros através de ensaios e

processos analíticos (HENTUNEN; LEHMUSPELTO; SUOMELA, 2014). O número de pares RC influencia diretamente na precisão da resposta dinâmica do modelo. Quanto mais pares RC forem adicionados ao modelo, melhor será a representação da dinâmica da bateria. Entretanto, isso aumenta significativamente a complexidade da modelagem e o número de variáveis que devem ser estimadas (ROCHA, 2020).

Figura 2.3 – Circuito equivalente de Thévenin da bateria com uma resistência série e duas redes RC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

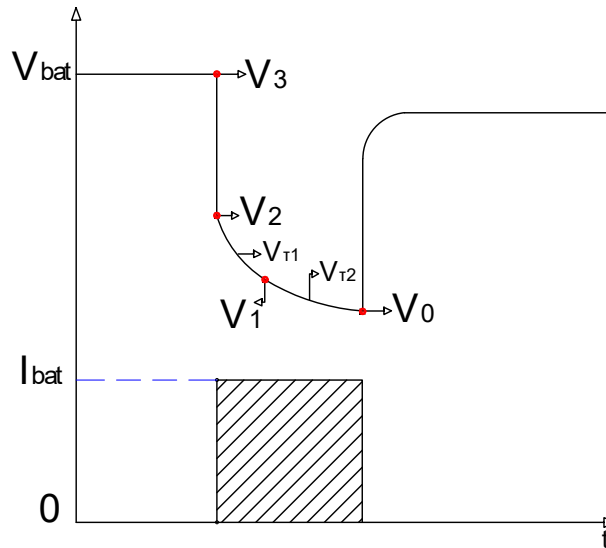
A tensão de circuito aberto (V_{oc}) é a tensão medida nos terminais da bateria em regime permanente ou em equilíbrio químico, sendo variável e devendo ser monitorada continuamente. A resistência (R_b) representa a queda de tensão interna da bateria quando submetida a uma carga, também podendo ser referida como a queda de tensão no eletrólito da bateria. A primeira ramificação, composta pelos elementos (R_{p1} e C_{p1}), é responsável por descrever a resposta rápida do transitório da bateria, enquanto a segunda ramificação, composta por (R_{p2} e C_{p2}), é responsável por descrever o comportamento lento da bateria (HINZ, 2019).

2.2.2 Determinação dos parâmetros da bateria

Os parâmetros do circuito equivalente da bateria podem ser determinados através de ensaios em laboratório. Adotando a metodologia proposta por Gurjer, Chaudhary e Verma (2019) e também descrita em (ROCHA, 2020), é necessário que a bateria esteja inicialmente carregada e em equilíbrio químico. O método consiste em realizar uma sequência de descargas da bateria com pulsos de corrente constante e analisar o comportamento da tensão e da corrente ao longo do tempo. Quanto maior for a quantidade de pulsos de descarga, maior será a precisão do modelo. O tempo de relaxamento, que é o tempo necessário para a bateria atingir o regime permanente após a aplicação da descarga, também é de suma importância.

A Figura 2.4 ilustra o processo para obtenção dos parâmetros da bateria. Na primeira etapa, obtém-se a tensão de circuito aberto V_{oc} medindo a tensão nos terminais da bateria em aberto, quando a mesma se encontra em equilíbrio.

Figura 2.4 – Curva característica para obtenção dos parâmetros do circuito equivalente de uma bateria.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No gráfico acima, pode-se observar que:

$$V_{oc} = V_3. \quad (2.1)$$

A resistência interna R_b representa a queda de tensão na bateria quando submetida a um processo de descarga, sendo calculada como:

$$R_b = \frac{\Delta V}{\Delta I} = \frac{V_3 - V_2}{I_{bat}}. \quad (2.2)$$

Já os valores das resistências de cada ramificação são calculados levando em consideração a corrente de descarga e os valores das tensões analisadas, da seguinte forma:

$$R_{p1} = \frac{V_2 - V_1}{I_{bat}} \quad (2.3)$$

e

$$R_{p2} = \frac{V_1 - V_0}{I_{bat}}. \quad (2.4)$$

Para determinar os valores das capacitâncias C_{p1} e C_{p2} , é necessário analisar a constante de tempo $\tau = RC$, cujo valor representa 63,2% da tensão total analisada. Dessa forma, deve-se

determinar o valor da tensão que representa 63,2%, sendo calculada por:

$$V_{\tau_1} = V_2 - 0,632(V_2 - V_1) \quad (2.5)$$

e

$$V_{\tau_2} = V_1 - 0,632(V_1 - V_0). \quad (2.6)$$

Uma vez obtidas as tensões que representam 63,2% da tensão analisada nas curvas exponenciais, pode-se determinar os valores das constantes de tempo τ_1 e τ_2 :

$$\tau_1 = t(V_{\tau_1}) - t(V_2) \quad (2.7)$$

e

$$\tau_2 = t(V_{\tau_2}) - t(V_1). \quad (2.8)$$

De posse dos valores das resistências das ramificações e de suas respectivas constantes de tempo, determinam-se as capacitâncias C_{p1} e C_{p2} :

$$C_{p1} = \frac{\tau_1}{R_{p1}} \quad (2.9)$$

e

$$C_{p2} = \frac{\tau_2}{R_{p2}}. \quad (2.10)$$

De forma análoga ao equacionamento anterior, onde foi analisada a curva ao inserir o degrau de corrente, pode-se analisar a retirada do degrau de carga e o comportamento do sistema no tempo de relaxamento. Dessa forma, com um único degrau, obtêm-se parâmetros para dois Estados De Carga (*State Of Charge*) (SOC) diferentes. Para cada SOC, são anotados os valores dos componentes, permitindo a geração de uma curva que mostra a variação dos parâmetros (R_b , V_{oc} , C_{p1} , C_{p2} , R_{p1} e R_{p2}) em função do SOC. Para fins de simplificação da simulação, poderá ser utilizado o valor médio de tal grandeza.

2.2.3 Métodos de carregamento de baterias

A energia disponível em uma bateria é frequentemente quantificada pelo SOC. O SOC é definido como a relação entre a carga disponível na bateria e a capacidade de carga total da mesma, o que resulta em um valor entre zero e um (HENTUNEN; LEHMUSPELTO; SUOMELA, 2014):

$$SOC = \frac{Q}{Q_{total}}, \quad (2.11)$$

em que Q e Q_{total} são a carga disponível e a capacidade de carga total da bateria.

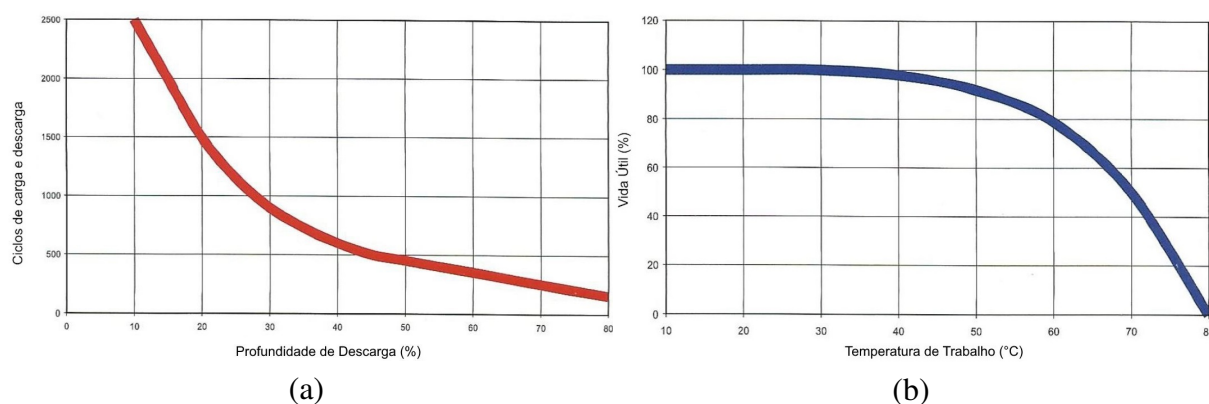
O SOC de uma bateria pode ser rastreado a partir do método da contagem de coulombs, calculando-se a integral da corrente:

$$SOC = SOC_0 - \frac{1}{Q_{total}} \int i_{bat} dt, \quad (2.12)$$

em que SOC_0 é o estado de carga inicial e i_{bat} é a corrente da bateria.

O processo de carga e descarga de uma bateria influencia diretamente em sua vida útil. Quanto maior é a Profundidade De Descarga (*Depth Of Discharge*) (DOD) adotada, menor são o número de ciclos de carga e descarga suportados pela bateria ao longo de sua vida útil, conforme mostrado no gráfico da Figura 2.5 (a). Além disso, a temperatura de trabalho, influenciada pelas correntes de carga e descarga, também reduz a vida útil da bateria, conforme ilustrado na Figura 2.5 (b). Nesse sentido, é fundamental utilizar um método de carregamento adequado, a fim de preservar a vida útil da bateria.

Figura 2.5 – Curvas características da vida útil em relação à profundidade de descarga e à temperatura de trabalho das baterias de chumbo ácido.



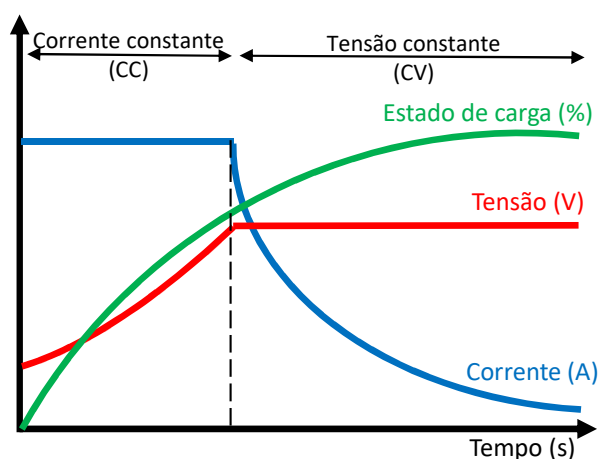
Fonte: Manual técnico de baterias estacionárias Freedom by Heliar.

O processo de carga pode ser feito utilizando diferentes métodos, dos quais destacam-se: carregamento por corrente constante, por tensão constante, carregamento por tensão constante em várias etapas, carregamento por pulsos de corrente e carregamento Corrente Constante-Tensão Constante (CC-CV) (HUSSEIN; BATARSEH, 2011). O método CC-CV é amplamente utilizado em controladores de carga comerciais, além de ser recomendado por alguns fabricantes, uma vez que atende a uma vasta gama de baterias, incluindo as de íons de lítio e de chumbo-ácido.

Na Figura 2.6 é ilustrado o processo de carga pelo método CC-CV. Nesse método, a bateria é carregada com corrente constante até que a tensão em seus terminais atinja um valor

próximo ao nominal, quando passa a ser carregada com tensão constante e a corrente diminui lentamente. Utilizando valores de corrente e tensão adequados, conforme indicado no manual do fabricante, esse método garante que o SOC de 100 % seja alcançado sem superaquecimento.

Figura 2.6 – Curvas de tensão, corrente e estado de carga de uma bateria durante o carregamento CC-CV.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o objetivo de acelerar o processo de carga durante a etapa de tensão constante, outros métodos são investigados na literatura, utilizando ferramentas como algoritmo genético, otimização por colônia de formigas, otimização por enxame de partículas, entre outros (KUMAR et al., 2023). Entretanto, alguns métodos propostos necessitam de medições adicionais, como temperatura, densidade do eletrólito, etc. Devido à relativa facilidade de implementação, já que requer apenas medições de tensão e corrente, o método CC-CV é adotado nesse trabalho.

2.3 Conversores CC-CC

De acordo com o que foi apresentado no Capítulo 1, a microrrede CC investigada (Figura 1.10) possui conversores CC-CC para conexão dos painéis fotovoltaicos e das baterias ao barramento CC. As cargas CC podem ser conectadas diretamente ao barramento, ou então utilizarem um conversor CC-CC para adequar o nível de tensão. No caso das cargas CA, é necessário um inversor para sintetizar tensões alternadas com amplitude e frequência adequadas. Embora possam ser utilizados conversores junto às cargas, o controle desses dispositivos tem como objetivo garantir condições de funcionamento adequadas para as cargas, sem influenciar no gerenciamento das fontes de energia da microrrede.

Os painéis fotovoltaicos, conforme já mencionado, produzem energia em CC e sua tensão de saída varia em função da irradiação solar, temperatura, entre outros fatores. Dessa forma, é necessário um conversor CC-CC para ajustar o nível de tensão e possibilitar a conexão ao barramento (FERREIRA, 2015). Além disso, o conversor pode ser usado para controlar a corrente ou a tensão dos painéis, a fim de rastrear o ponto de máxima potência. É importante ressaltar que o fluxo de potência nos painéis fotovoltaicos é unidirecional, o que aumenta as possibilidades de topologias de conversores a serem utilizadas.

O conversor CC-CC usado para controlar a carga e a descarga das baterias, deve ajustar os níveis de tensão da bateria e do barramento, permitindo assim a conexão entre as partes. Além disso, esse conversor deve regular a tensão e a corrente durante o carregamento da bateria. Nos momentos em que os painéis não produzem energia suficiente para atender a carga, as baterias precisam descarregar e complementar o fornecimento, o que implica na utilização de um conversor bidirecional (JING et al., 2018).

Seja para painéis fotovoltaicos ou para baterias, as topologias dos conversores CC-CC podem ser isoladas ou não isoladas. Elas se diferenciam pela utilização ou não de um transformador, normalmente acionado com média ou alta frequência, responsável pelo isolamento galvânico entre fonte e carga, além de proporcionar um ganho de tensão adicional, além daquele promovido pelo conversor em si (COSTA et al., 2019). Em sistemas de grande porte, a isolamento galvânica entre as partes é fundamental, preservando a integridade do sistema em caso de faltas. Contudo, a utilização de transformadores eleva o custo, o peso e o volume dos conversores (BASTOS, 2013).

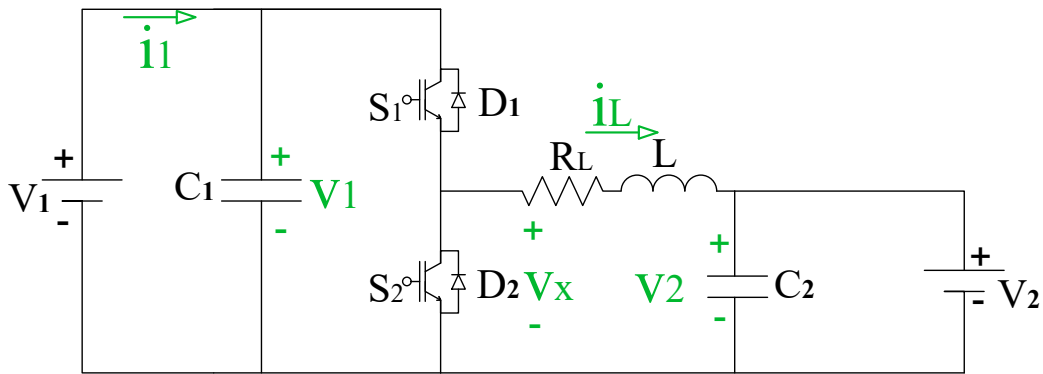
Nesse trabalho, por se tratar de um sistema de pequeno porte, será adotada uma topologia não isolada. Entretanto, é importante ressaltar que a estratégia de controle proposta, com droop de tensão baseado em impedância virtual, em nada é afetada pela topologia dos conversores, podendo ser aplicada em um sistema com conversores isolados, ou até mesmo com os dois tipos de conversores presentes na microrrede. A seguir serão apresentados os princípios de funcionamento do conversor CC-CC meia-ponte, que será usado na microrrede proposta (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 2003).

2.3.1 Conversor CC-CC meia-ponte

Na Figura 2.7 é mostrada a topologia do conversor CC-CC meia-ponte. Esse conversor utiliza dois transistores, que podem ser do tipo Transistor de Efeito de Campo Metal-Óxido-

Semicondutor (*Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistor*) (MOSFET) ou Transistor Bipolar com Porta Isolada (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*) (IGBT). Cada transistor utiliza um diodo em antiparalelo, o que permite o fluxo de corrente no sentido contrário quando os diodos estiverem diretamente polarizados. Os interruptores devem funcionar sempre de forma complementar, ou seja, quando um conduz, o outro deve bloquear. Na configuração ilustrada na Figura 2.7, são utilizadas fontes de tensão ideais nos dois lados do conversor, além de um indutor e dois capacitores, com o objetivo de filtrar as componentes harmônicas provenientes do chaveamento (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

Figura 2.7 – Circuito do conversor CC-CC meia-ponte.



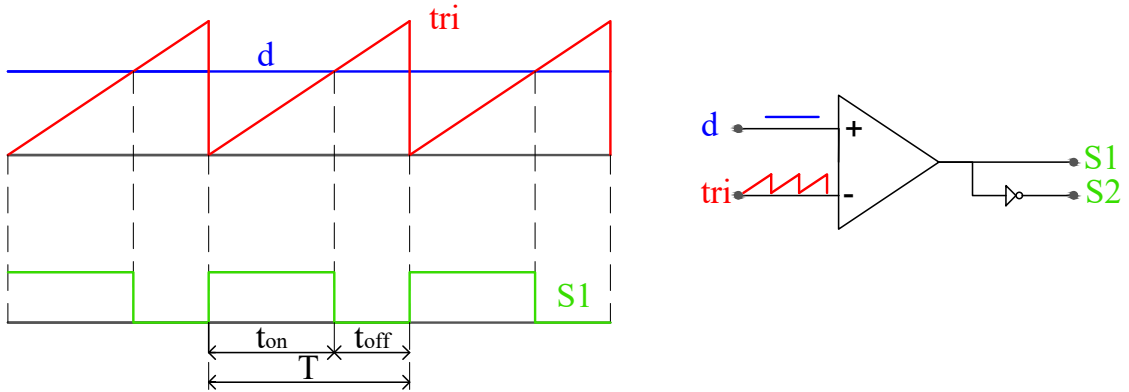
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 2.8 é ilustrada a técnica de Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation*) (PWM), na qual um sinal de referência é comparado com uma portadora triangular a fim de gerar os sinais de disparo dos interruptores do conversor meia-ponte. Considerando uma portadora triangular de período T , o ciclo de trabalho é definido como (HART, 2011):

$$D = \frac{t_{on}}{T}, \quad (2.13)$$

onde t_{on} é o tempo que o transistor S_1 conduz. Se a portadora triangular estiver compreendida entre zero e um, o valor da referência é o próprio ciclo de trabalho.

Figura 2.8 – Comparação entre portadora triangular e ciclo de trabalho na modulação por largura de pulso.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tendo em mente o circuito da Figura 2.7, a forma de onda da tensão v_x é a mesma do sinal de disparo mostrado na Figura 2.8, porém com valores zero e V_1 , conforme o estado dos interruptores. Nesse sentido, a tensão média nos terminais de baixa tensão do conversor é dada por:

$$V_x = DV_1. \quad (2.14)$$

Como o conversor meia-ponte é bidirecional, é interessante analisar o ganho de tensão em dois modos de operação: abaixador (*buck*) e elevador (*boost*), como será discutido a seguir.

2.3.2 Meia-ponte operando como abaixador (*buck*)

Considerando o fluxo de potência da fonte V_1 para a fonte V_2 , e desprezando as perdas por chaveamento, pode-se dizer que a potência fornecida pela fonte V_1 é igual à potência injetada na fonte V_2 mais as perdas no indutor. Dessa forma, pode-se escrever:

$$V_1 I_1 = V_2 I_L + R_L I_L^2. \quad (2.15)$$

Sabendo que $I_1 = DI_L$ e considerando uma resistência equivalente R para a potência consumida pela fonte V_2 , pode-se descrever o ganho de tensão estático para o conversor abaixador como:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{D}{1 + \frac{R_L}{R}}. \quad (2.16)$$

2.3.3 Meia-ponte operando como elevador (*boost*)

Considerando agora o fluxo de potência da fonte V_2 para a fonte V_1 , e desprezando as perdas por chaveamento, pode-se dizer que a potência fornecida pela fonte V_2 é igual à potência injetada na fonte V_1 mais as perdas no indutor. Dessa forma, pode-se escrever:

$$V_2 I_L = V_1 I_1 + R_L I_L^2. \quad (2.17)$$

É importante ressaltar que o ciclo de trabalho do conversor elevador está relacionado ao tempo em que a chave S_1 fica fechada, pois pode-se encontrar na literatura uma análise diferente, onde é considerado o tempo em que a chave S_2 fica fechada. Com base no exposto acima, pode-se utilizar novamente a relação $I_1 = DI_L$ e agora considerando uma resistência equivalente R para a potência consumida pela fonte V_1 , pode-se descrever o ganho de tensão estático para o conversor elevador como:

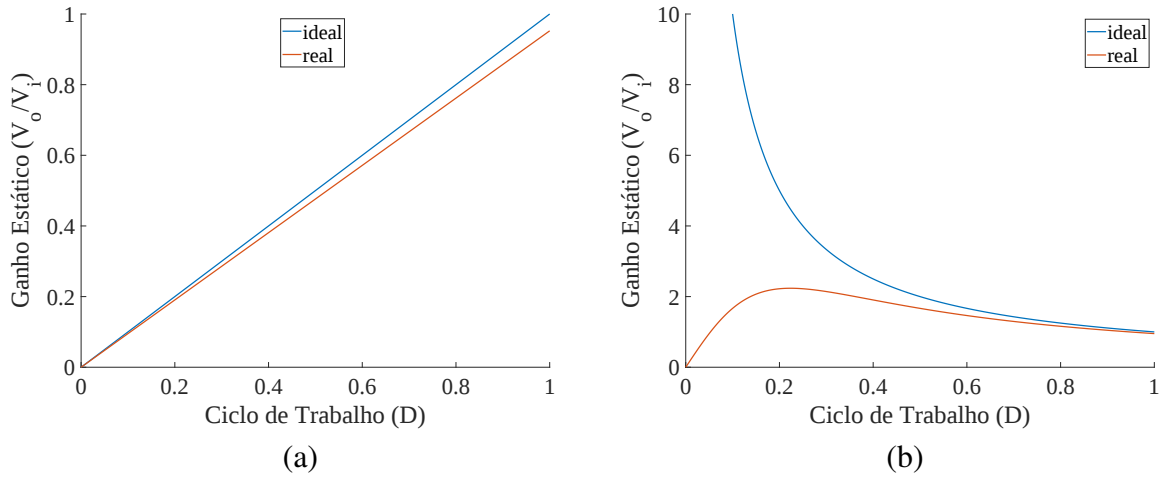
$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{1}{D + \frac{R_L}{DR}}. \quad (2.18)$$

Em ambos os casos, nota-se que o ganho de tensão é influenciado pela resistência do indutor e pela carga, diferindo do ganho ideal descrito em (2.14). Na Figura 2.9 (a) e na Figura 2.9 (b) são mostradas as curvas do ganho estático ideal e real, em relação ao ciclo de trabalho, para os modos de operação como abaixador e elevador, respectivamente. Em ambos os casos, foi considerada uma resistência de carga de 10Ω e resistência do indutor de $0,5 \Omega$. Quando conversor opera como abaixador, a resistência do indutor reduz o ganho. Já para a operação como elevador, existe um ganho máximo, limitado pela resistência do indutor.

Além dos ganhos estáticos, a análise do conversor em regime permanente permite projetar os valores de indutância e capacitância de acordo com a ondulação (*ripple*) desejada para a corrente no indutor e a tensão nos capacitores. De acordo com Hart (2011), o indutor pode ser projetado como:

$$L = \frac{V_2(1 - D)}{f \Delta i_L}, \quad (2.19)$$

Figura 2.9 – Ganhos estáticos ideal e real do conversor meia-ponte operando como: (a) abaixador e (b) elevador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

em que f é a frequência de chaveamento, Δi_L é a ondulação máxima desejada na corrente do indutor e D pode ser considerado o ciclo de trabalho nas condições nominais de operação do sistema.

Ainda segundo Hart (2011), os capacitores C_1 e C_2 (Figura 2.7) podem ser projetados considerando os modos de operação como elevador e abaixador, respectivamente:

$$C_1 = \frac{1 - D}{R(\Delta v_1/V_1)f} \quad (2.20)$$

e

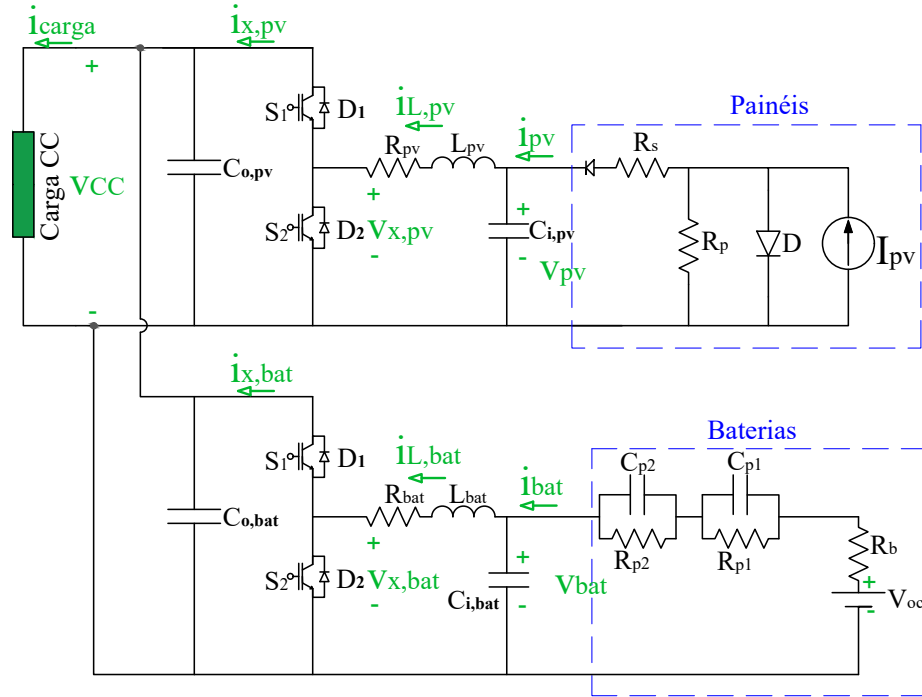
$$C_2 = \frac{1 - D}{8L(\Delta v_2/V_2)f^2}, \quad (2.21)$$

em que V_1 e V_2 são os valores médios e Δv_1 e Δv_2 são as ondulações nas tensões dos capacitores C_1 e C_2 , respectivamente, e R é a resistência equivalente de carga na operação como elevador.

Na Figura 2.10 é ilustrada a topologia da microrrede CC proposta com os conversores meia-ponte detalhados. Nela, são mostrados os conversores que conectam o banco de baterias e os painéis fotovoltaicos ao barramento CC. Os painéis fotovoltaicos e as baterias são representados por seus circuitos equivalentes, apresentados anteriormente. Observe que na saída dos painéis é utilizado um diodo em série, o que impede o fluxo reverso de corrente.

Tendo em mente o diagrama da Figura 2.10, a seguir serão apresentadas as estratégias de controle utilizadas para cada conversor, considerando as características particulares dos painéis e das baterias.

Figura 2.10 – Diagrama esquemático da microrrede CC com os circuitos equivalentes dos painéis fotovoltaicos, das baterias e dos conversores meia-ponte.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.4 Controle de corrente

Considerando inicialmente as tensões do barramento CC e dos painéis constantes, a dinâmica da corrente no indutor do conversor meia-ponte conectado aos painéis fotovoltaicos (Figura 2.10) pode ser descrita como:

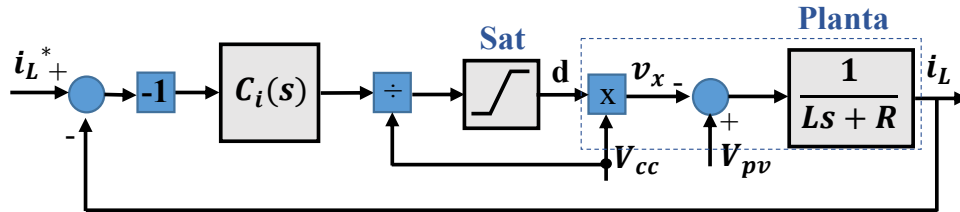
$$L_{pv} \frac{di_{L,pv}}{dt} + R_{pv} i_{L,pv} = v_{pv} - v_x, \quad (2.22)$$

em que L_{pv} e R_{pv} são a indutância e resistência do filtro, respectivamente, $i_{L,pv}$ é a corrente no indutor, v_{pv} é a tensão do arranjo de painéis e v_x é a tensão nos terminais de baixa tensão do conversor.

Sabendo que a tensão v_x é uma função do ciclo de trabalho, dada por (2.14), e aplicando a transformada de Laplace em (2.22), pode-se construir o diagrama de blocos da Figura 2.11. Nesse diagrama, com base no princípio do modelo interno, a saída do controlador é dividida pela tensão do barramento CC (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Além disso, um bloco de saturação é

utilizado para que o ciclo de trabalho, que será utilizado no PWM, permaneça entre zero e um. O bloco -1 que antecede o controle de corrente deve-se às características da planta e à forma como as correntes foram adotadas.

Figura 2.11 – Diagrama de blocos do controle de corrente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como a corrente dos painéis e das baterias são contínuas, pode-se utilizar um controlador PI, com a seguinte função de transferência:

$$C_i(s) = k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s}, \quad (2.23)$$

na qual k_{pi} e k_{ii} são os ganhos proporcional e integral, respectivamente. Considerando a tensão dos painéis v_{PV} como um distúrbio nesse diagrama e ignorando por enquanto o bloco de saturação, a função de transferência de malha aberta é dada por:

$$MA_i(s) = \frac{k_{pi} \left(s + \frac{k_{ii}}{k_{pi}} \right)}{sL_{pv} \left(s + \frac{R_{pv}}{L_{pv}} \right)}. \quad (2.24)$$

Escolhendo os ganhos para que o zero do controlador cancele o polo da planta, a função de transferência de malha fechada pode ser descrita como:

$$MF_i(s) = \frac{1}{1 + \left(\frac{L_{pv}}{k_{pi}} \right) s}. \quad (2.25)$$

Comparando $MF_i(s)$ com a forma canônica de primeira ordem $G_1(s) = 1/(1 + \tau s)$, onde τ é a constante de tempo do sistema em malha fechada (OGATA; YANG, 2002), pode-se projetar os ganhos da seguinte forma:

$$k_{pi} = \frac{L_{pv}}{\tau} \quad (2.26)$$

e

$$k_{ii} = \frac{R_{pv}}{\tau}. \quad (2.27)$$

O mesmo raciocínio pode ser aplicado para o conversor das baterias, porém os valores de indutância e resistência devem ser substituídos por L_{bat} e R_{bat} no projeto dos ganhos. Além disso, a constante de tempo τ escolhida não precisa ser necessariamente a mesma dos painéis.

2.5 Controle de tensão das baterias

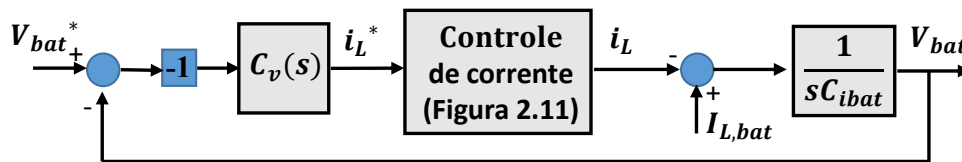
Conforme discutido na Subseção 2.2.3, o método de carregamento de baterias CC-CV foi adotado nesse trabalho, no qual a bateria é carregada com corrente constante até que a tensão em seus terminais atinja um determinado valor, quando a bateria passa a ser carregada com tensão constante. Para isso, é necessário projetar um sistema de controle para a tensão nos terminais das baterias.

Tendo em mente o diagrama da Figura 2.10, a dinâmica da tensão nos terminais das baterias pode ser descrita como:

$$C_{i,bat} \left(\frac{dv_{bat}}{dt} \right) = i_{bat} - i_{L,bat}, \quad (2.28)$$

em que $C_{i,bat}$ é a capacitância nos terminais da bateria, i_{bat} é a corrente nos terminais do banco de baterias e $i_{L,bat}$ é a corrente no indutor. Aplicando a transformada de Laplace em (2.28), pode-se construir o diagrama de blocos mostrado na Figura 2.12. Nesse diagrama, o controle da tensão é realizado por uma malha externa ao controle de corrente, de forma que o controlador de tensão $C_v(s)$ gera um valor de referência para a corrente no indutor. O bloco -1 que antecede o controle de tensão deve-se às características da planta e à forma como as correntes foram adotadas.

Figura 2.12 – Diagrama de blocos do controle de tensão nos terminais das baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando a corrente da bateria como um distúrbio e assumindo que a constante de tempo da malha interna de controle de corrente é muito menor que da malha externa de tensão, ou seja, assumindo o bloco de controle de corrente como um ganho unitário, a função de

transferência de malha fechada do sistema da Figura 2.12 é dada por:

$$MF_v(s) = \frac{\left(\frac{k_{pv,bat}}{C_{i,bat}}\right)s + \left(\frac{k_{iv,bat}}{C_{i,bat}}\right)}{s^2 + \left(\frac{k_{pv,bat}}{C_{i,bat}}\right)s + \left(\frac{k_{iv,bat}}{C_{i,bat}}\right)}, \quad (2.29)$$

em que $k_{pv,bat}$ e $k_{iv,bat}$ são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão, respectivamente.

Essa função de transferência pode ser comparada com a forma canônica de segunda ordem, cujo denominador é $s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2$, em que ξ é o coeficiente de amortecimento e ω_n é a frequência natural não amortecida do sistema em malha fechada. Escolhendo esses dois parâmetros adequadamente, pode-se projetar os ganhos do controlador da seguinte forma:

$$k_{pv,bat} = 2\xi\omega_n C_{i,bat} \quad (2.30)$$

e

$$k_{iv,bat} = \omega_n^2 C_{i,bat}. \quad (2.31)$$

O mesmo raciocínio pode ser usado para os painéis fotovoltaicos, caso seja necessário controlar a tensão v_{pv} nos terminais do arranjo, porém considerando-se a capacitância $C_{i,pv}$.

2.6 Droop de tensão com impedância virtual

Como foi apresentado ao longo do trabalho, a principal proposta consiste no controle com droop de tensão baseado em impedância virtual para a microrrede CC em questão. O controlador de droop é implementado como uma malha externa ao controle de corrente dos conversores, tanto nos painéis como nas baterias. Porém, ao contrário do controle de tensão nos terminais das baterias, o controlador de droop não conta com uma referência fixa de tensão no barramento CC, uma vez que isso causaria conflito entre os controles dos conversores.

Tendo em mente o sentido das correntes indicadas no circuito da Figura 2.10 e ignorando inicialmente a presença do conversor das baterias, a dinâmica da tensão no barramento CC pode ser descrita como:

$$\frac{dv_{cc}}{dt} = \frac{1}{C_{eq}}(i_{x,pv} - i_{carga}), \quad (2.32)$$

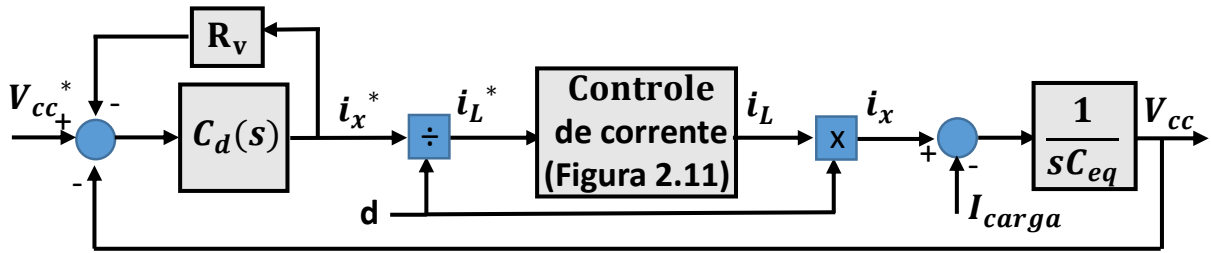
em que $C_{eq} = C_{o,pv} + C_{o,bat}$ é a capacitância equivalente do barramento CC, i_{carga} é a corrente consumida pela carga e $i_{x,pv}$ é a corrente de saída do conversor dos painéis, relacionada com a corrente no indutor através do ciclo de trabalho, conforme Equação 2.33:

$$i_{x,pv} = d \cdot i_{L,pv}, \quad (2.33)$$

em que d indica o ciclo de trabalho variante no tempo.

Aplicando-se a transformada de Laplace em (2.32), pode-se construir o diagrama de blocos da Figura 2.13. Junto ao controlador, existe uma malha de realimentação adicional com ganho R_v , que produz uma queda de tensão em v_{cc}^* , emulando o comportamento de uma impedância, de acordo com o valor da corrente de saída do conversor $i_{x,pv}$.

Figura 2.13 – Diagrama de blocos do controle com droop de tensão baseado em impedância virtual.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Desconsiderando inicialmente a malha da impedância virtual e considerando que o bloco do controle de corrente tenha uma constante de tempo menor que a malha externa, ou seja, considerando-o como um ganho unitário, a função de transferência de malha fechada do sistema da Figura 2.13 é dada por:

$$MF_d(s) = \frac{\left(\frac{k_{pd}}{C_{eq}}\right)s + \left(\frac{k_{id}}{C_{eq}}\right)}{s^2 + \left(\frac{k_{pd}}{C_{eq}}\right)s + \left(\frac{k_{id}}{C_{eq}}\right)}, \quad (2.34)$$

em que k_{pd} e k_{id} são os ganhos proporcional e integral do controlador de droop, respectivamente.

Essa função de transferência pode ser comparada com o denominador da forma canônica de segunda ordem, a fim de escolher ξ e ω_n adequadamente, o que permite projetar os ganhos do controlador como:

$$k_{pd,pv} = 2\xi\omega_n C_{eq} \quad (2.35)$$

e

$$k_{id,pv} = \omega_n^2 C_{eq}. \quad (2.36)$$

Para projetar a impedância virtual, deve-se considerar uma condição extrema, na qual o conversor fornece a máxima corrente quando a tensão do barramento atinge seu valor mínimo. A corrente máxima na saída do conversor $I_{x,max}$, depende do quanto os painéis conseguem fornecer. Já a tensão mínima do barramento $V_{cc,min}$, pode ser estipulada pelo projetista, considerando por

exemplo um critério de 5 a 10% de referência V_{cc}^* . Dessa forma, pode-se projetar a impedância virtual como:

$$R_v = \frac{V_{cc}^* - V_{cc,min}}{I_{x,max}}. \quad (2.37)$$

É importante observar que o mesmo raciocínio pode ser aplicado ao conversor das baterias, sendo que os ganhos do controlador podem ser os mesmos, devido à capacitância equivalente do barramento ser comum aos conversores, ou então podem ser diferentes, a fim de forçar respostas com velocidades diferentes nos conversores. Já a impedância virtual deve levar em consideração os limites de operação da bateria, ou seja, as correntes máxima de carregamento e descarga.

2.7 Transição entre os modos de controle nas baterias

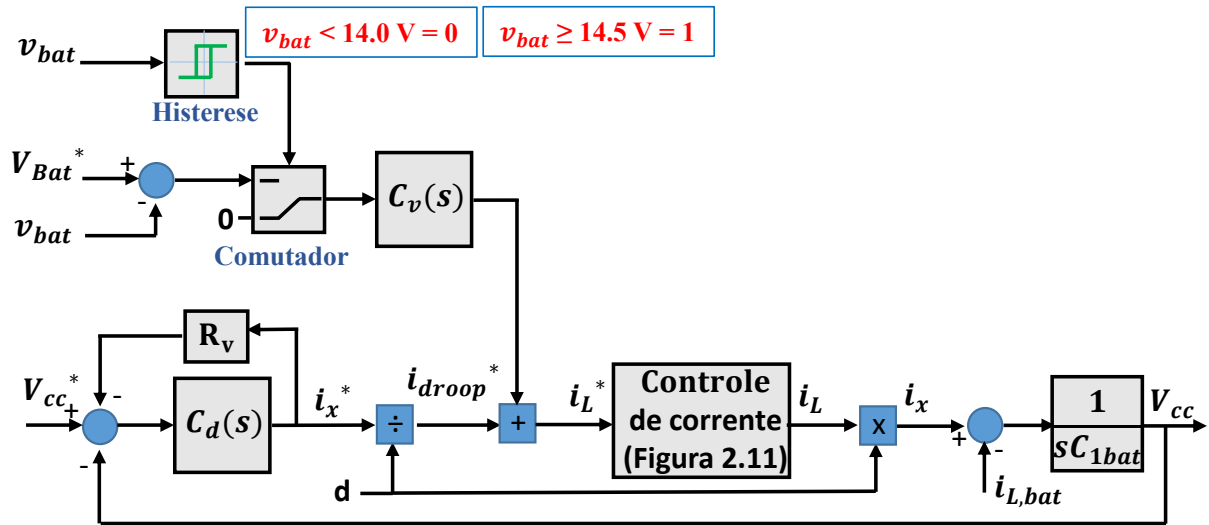
Uma vez apresentados os diagramas de blocos dos controles de tensão e de corrente da bateria e dos controladores de droop, é necessário explorar o carregamento da bateria. O método de carga, conforme já apresentado na Subseção 2.2.3, é o método CC-CV, o qual consiste em carregar com corrente constante até atingir a tensão máxima de carga, quando então é alternado para o controle por tensão constante. A Figura 2.14 mostra o diagrama de blocos do controle CC-CV. Considerando inicialmente a bateria descarregada, ou seja $v_{bat} < V_{Bat}^*$, a saída do bloco Histerese é zero, o que resulta em um erro nulo na entrada do controlador $C_{v,(s)}$, o qual terá como resultado uma corrente nula na saída. Dessa forma, a corrente de referência para o bloco Controle de corrente será somente a corrente determinada pelo droop da bateria.

Quando $v_{bat} \geq V_{Bat}^*$, a saída do bloco Histerese será 1 e o bloco Comutador passará fornecer, ao invés de zero, o erro entre a tensão de referência e a tensão atual da bateria. Dessa forma, a corrente do droop será somada com a corrente do bloco $C_{v,(s)}$, que será negativa para $v_{bat} > V_{Bat}^*$, e assim a corrente de carga irá se reduzindo à medida que a tensão se mantém constante. O Bloco Histerese permanecerá em nível alto até que a bateria comece a descarregar e atinja uma tensão de 14,0 V. Nesse momento, deixará de operar no modo CV e passará a operar no modo de controle por corrente constante (CC).

2.8 Conclusões parciais

Neste capítulo, foram apresentados os princípios de funcionamento dos painéis fotovoltaicos, das baterias e do conversor meia-ponte. Além disso, os componentes da microrrede

Figura 2.14 – Diagrama de blocos do controle de tensão e de corrente do método CC-CV nos terminais das baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

CC foram modelados matematicamente, o que permitiu projetar os controladores de corrente, tensão e de droop.

A partir do projeto dos controladores, ficou evidenciado que o controle descentralizado com droop de tensão baseado em impedância virtual não necessita de comunicação entre os conversores. Isso permite a expansão modular dos elementos da microrrede, basta o barramento CC ser projetado para suportar o aumento inerente das correntes. Além disso, o projeto do controlador de droop permite estipular uma faixa de valores aceitáveis para o barramento CC.

No capítulo seguinte serão apresentados detalhes sobre a implementação prática da microrrede e do sistema de controle proposto, assim como os resultados obtidos com o protótipo experimental.

3 IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA E RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Nesse capítulo são apresentados detalhes sobre a implementação prática da microrrede CC, na qual foi testada a estratégia de controle proposta. Além disso, são apresentados os resultados experimentais obtidos com o protótipo submetido a diferentes situações, como variações de carga e de irradiação, sombreamento do painel e mudança no modo de carregamento da bateria.

3.1 Protótipo da microrrede CC

Nas Figuras 3.1 (a) e (b) são mostradas, respectivamente, a bancada experimental e o painel fotovoltaico fixado no telhado do Prédio 6 do CEFET-MG *Campus* Leopoldina, acima do laboratório 6-308, onde foi implementado o protótipo.

Os conversores meia-ponte foram implementados a partir do módulo BOOSTXL-3PHGANINV, que é um inversor trifásico com interruptores de nitreto de gálio (GaN). O sistema de controle dos conversores foi implementado na placa de desenvolvimento LAUNCHXL-F28379D, comumente denominada Processador Digital de Sinais (*Digital Signal Processor*) (DSP). Foram usadas uma bateria de 12 V e 7 Ah e um painel de 60 W com 36 células de silício policristalino.

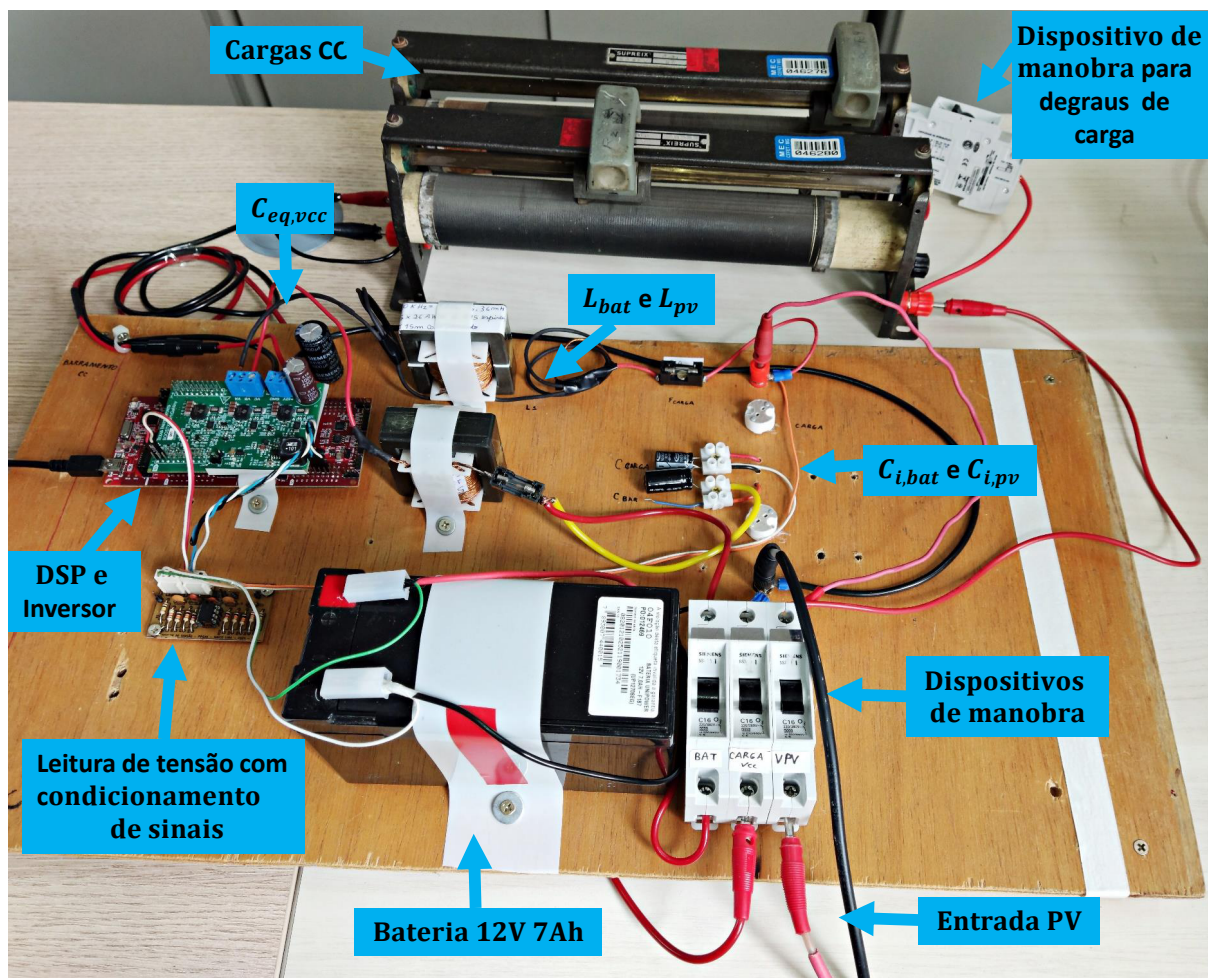
Além disso, foram utilizados sensores de tensão com condicionamento de sinais integrado, capacitores, indutores, fusíveis e disjuntores como dispositivos de manobra. Para implementação das cargas do barramento CC, foram usados reostatos.

3.2 Inversor e DSP

Nas Figuras 3.2 (a) e (b) são mostrados o DSP LAUNCHXL-F28379D e o inversor trifásico BOOSTXL-3PHGANINV, respectivamente. O inversor BOOSTXL-3PHGANINV possui tensão nominal no barramento CC de 48 V e valor máximo de 60 V. A corrente máxima em cada fase é de 10 A de pico. Em cada fase há um sensor de corrente tipo *shunt*, além de sensores de tensão nas fases e no barramento CC.

O DSP possui quatro conjuntos de vinte pinos, incluindo Conversores Analógico-Digital (*Analog-to-Digital Converter*) (ADC) de 16 ou 12 bits, Conversores Digital-Analógico (*Digital-to-Analog Converter*) (DAC) de 12 bits, filtros e saídas com PWM. Também possui conexão

Figura 3.1 – Protótipo em pequena escala de uma microrrede CC: (a) bancada no laboratório e (b) painel fixado no telhado.



(a)

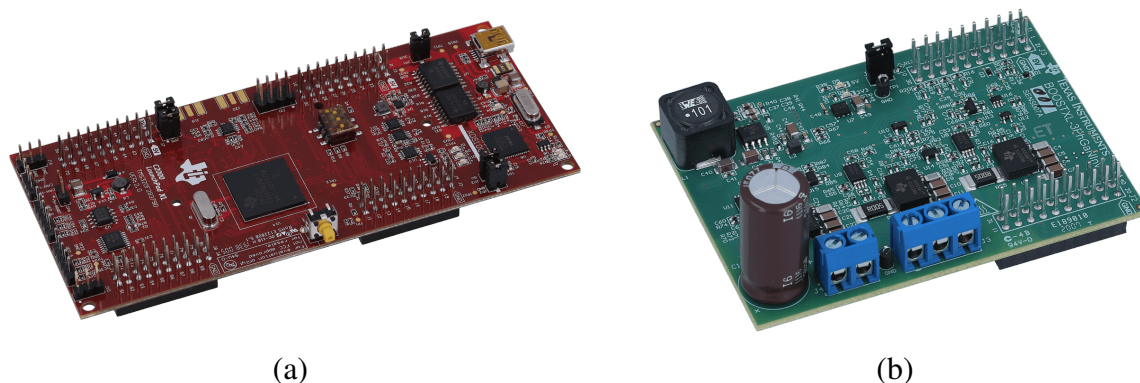


(b)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

USB isolada para depuração e programação em tempo real, além de um processador de 200 MHz com dupla CPU e memória flash de 1 MB. A pinagem das duas placas permite que o

Figura 3.2 – Fotografias da placa de desenvolvimento LAUNCHXL-F28379D e do inversor trifásico BOOSTXL-3PHGANINV da *Texas Instruments*.



Fonte: <<https://www.ti.com/tool/LAUNCHXL-F28379D>> <<https://www.ti.com/tool/BOOSTXL-3PHGANINV>>

LAUNCHXL-F28379D seja conectado diretamente a até dois inversores BOOSTXL-3PHGANINV simultaneamente.

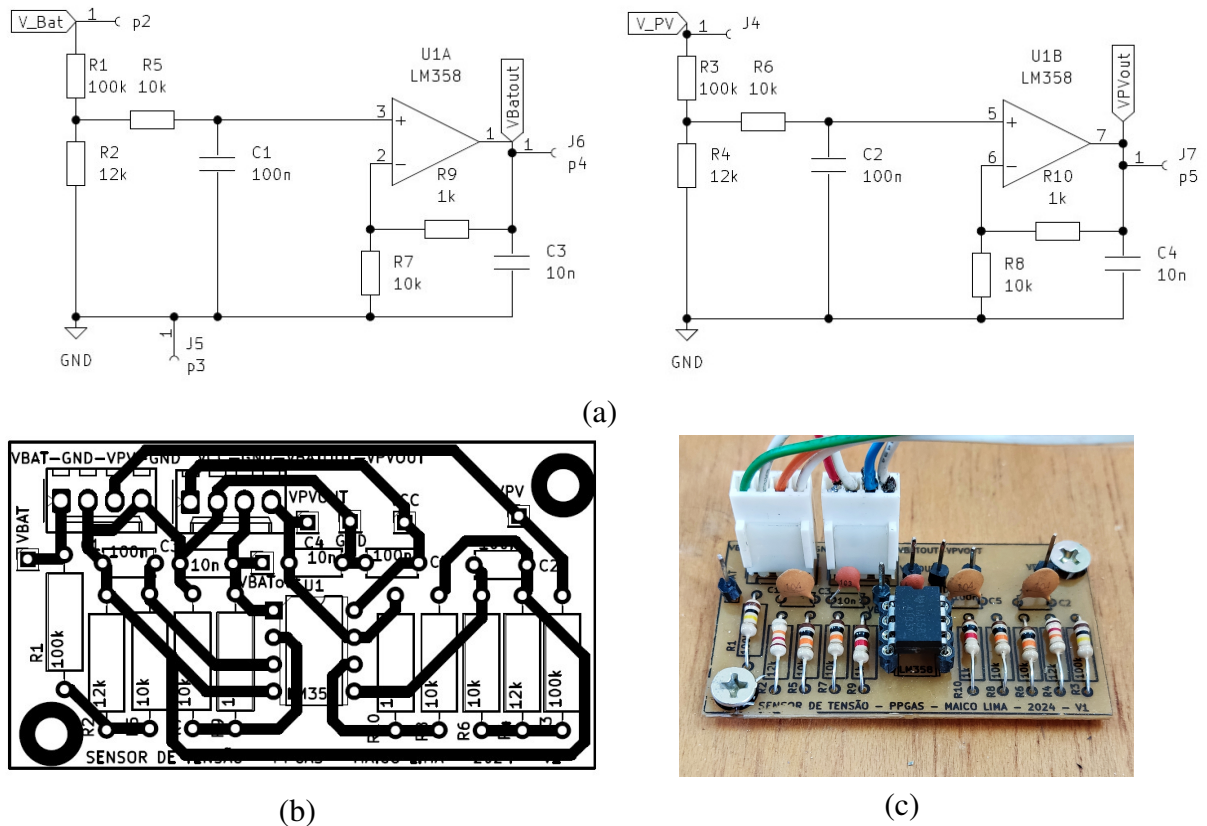
Como interface de programação, pode-se utilizar *softwares* como Code Composer Studio ou C2000Ware, através do software PLECS. Neste trabalho, optou-se por utilizar o PLECS versão 4.8.4, uma vez que permite programação em blocos e apresenta recursos suficientes para a implementação. É válido ressaltar que o PLECS é um software pago, porém o CEFET detém licença para utilização do mesmo.

3.3 Sensores de tensão

Além das medições integradas à placa do inversor, são necessárias as medições de tensão do painel e da bateria. Para isso, foi projetada uma Placa de Circuito Impresso (PCI) que tem como entrada as tensões do painel e das baterias e como saída os sinais condicionados entre 0 V e 3,3 V para leitura dos ADC presentes no DSP. Nas Figuras 3.3 (a), (b) e (c) são mostrados o circuito da PCI, o projeto de roteamento das trilhas e uma fotografia da PCI usinada e com os componentes soldados.

Como é possível observar no circuito da Figura 3.3 (a), foram utilizados divisores de tensão que permitem um fundo de escala na medição de 48 V. Foi selecionado também um amplificador operacional modelo LM358, na configuração amplificador não-inversor, alimentado com 0 e 5 V. O circuito amplificador tem o objetivo de limitar a tensão aplicada na entrada dos ADC. Além disso, foram utilizados capacitores para filtragem de ruídos provenientes da medição.

Figura 3.3 – PCI leitura de tensão da bateria e do painel fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Parâmetros da microrrede e dos controladores

Tendo em mente o circuito equivalente da microrrede mostrado na Figura 2.10, nas Tabelas 3.1 e Tabela 3.2 são listados os parâmetros do painel fotovoltaico em Condições de Teste Padrão (*Standard Test Conditions*) (STC) e os parâmetros da bateria, respectivamente. Além disso, são listados os valores de resistência, indutância e capacitância dos circuitos equivalentes do painel e da bateria, assim como dos filtros utilizados nos conversores. Na Tabela 3.3 são mostrados os parâmetros utilizados para projetar os ganhos dos controladores de corrente, tensão e de droop, conforme o que foi proposto no Capítulo 2.

A fim de testar a performance do protótipo mostrado na Figura 3.1, o mesmo foi submetido a diferentes testes, cujos resultados serão apresentados e discutidos nas seções a seguir:

1. Carregamento da bateria pelo método CC-CV;
2. Variação de carga com bateria operando isolada;

3. Variação de carga com painel operando isolado;
4. Variação de carga com painel e baterias;
5. Variação de irradiação solar.

Tabela 3.1 – Parâmetros do painel fotovoltaico Resun RSM060P em STC.

Descrição	Variável	Valor	Unidade
Potência nominal	P_{pv}	60	W
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	22,68	V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	3,75	A
Tensão de máxima potência	V_{MP}	18,54	V
Corrente de máxima potência	I_{MP}	3,36	A
Resistência série	R_s	0,374	Ω
Resistência paralela	R_p	83,65	Ω
Capacitância de entrada do conversor	C_{ipv}	1000	μF
Indutância do conversor	L_{pv}	5,37	mH
Resistência do indutor	R_{pv}	1,55	Ω
Capacitância do barramento CC	C_{eq}	1220	μF

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 3.2 – Parâmetros da bateria de chumbo ácido VRLA Unipower UP1270SEG (12 V/7 Ah).

Descrição	Variável	Valor	Unidade
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	13,68	V
Resistência série	R_b	87	mF
Capacitância da 1ª ramificação	C_{p1}	36,8	F
Resistência da 1ª ramificação	R_{p1}	62,5	m Ω
Capacitância da 2ª ramificação	C_{p2}	51,3	F
Resistência da 2ª ramificação	R_{p2}	234	m Ω
Capacitância de entrada do conversor	C_{ibat}	1000	μF
Indutância do conversor	L_{bat}	5,2	mH
Resistência do indutor	R_{bat}	1,3	Ω
Capacitância do barramento CC	C_{eq}	1220	μF

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 3.3 – Parâmetros de projeto e ganhos dos controladores.

Descrição	Variável	Valor	Unidade
Frequência de chaveamento	f_{sw}	20	kHz
Coefficiente de amortecimento (todos)	ξ	1,0	
Constante de tempo - controle de corrente do painel	τ_{pv}	1,8	ms
Ganho proporcional - controle de corrente do painel	$k_{pi,pv}$	2,98	V/A
Ganho integral - controle de corrente do painel	$k_{ii,pv}$	861	V/(As)
Constante de tempo - controle de corrente da bateria	τ_{bat}	1,5	ms
Ganho proporcional - controle de corrente da bateria	$k_{pi,bat}$	3,47	V/A
Ganho integral - controle de corrente da bateria	$k_{ii,bat}$	867	V/(As)
Freq. natural não-amortecida - controle de tensão da bateria	$\omega_{n,bat}$	168,42	rad/s
Ganho proporcional - controle de tensão da bateria	$k_{pv,bat}$	0,34	A/V
Ganho integral - controle de tensão da bateria	$k_{iv,bat}$	28,36	A/(Vs)
Freq. natural não-amortecida - controle de droop do painel	$\omega_{n,dpv}$	266,66	rad/s
Ganho proporcional - controle de droop do painel	$k_{p,dpv}$	0,65	A/V
Ganho integral - controle de droop do painel	$k_{i,dpv}$	86,76	A/(Vs)
Freq. natural não-amortecida - controle de droop da bateria	$\omega_{n,dbat}$	266,66	rad/s
Ganho proporcional - controle de droop da bateria	$k_{p,dbat}$	0,65	A/V
Ganho integral - controle de droop da bateria	$k_{i,dbat}$	86,76	A/(Vs)
Impedância virtual (painel e bateria)	R_v	0,01	Ω
Corrente máxima de carga da bateria	$I_{bat,max}$	1	A
Tensão máxima de carga da bateria	$V_{bat,max}$	14,5	V
Tensão de referência barramento CC	$V_{ref,droop}$	24	V
Tensão máxima admitida no barramento CC	$V_{cc,max}$	26	V
Tensão mínima admitida no barramento CC	$V_{cc,min}$	22	V

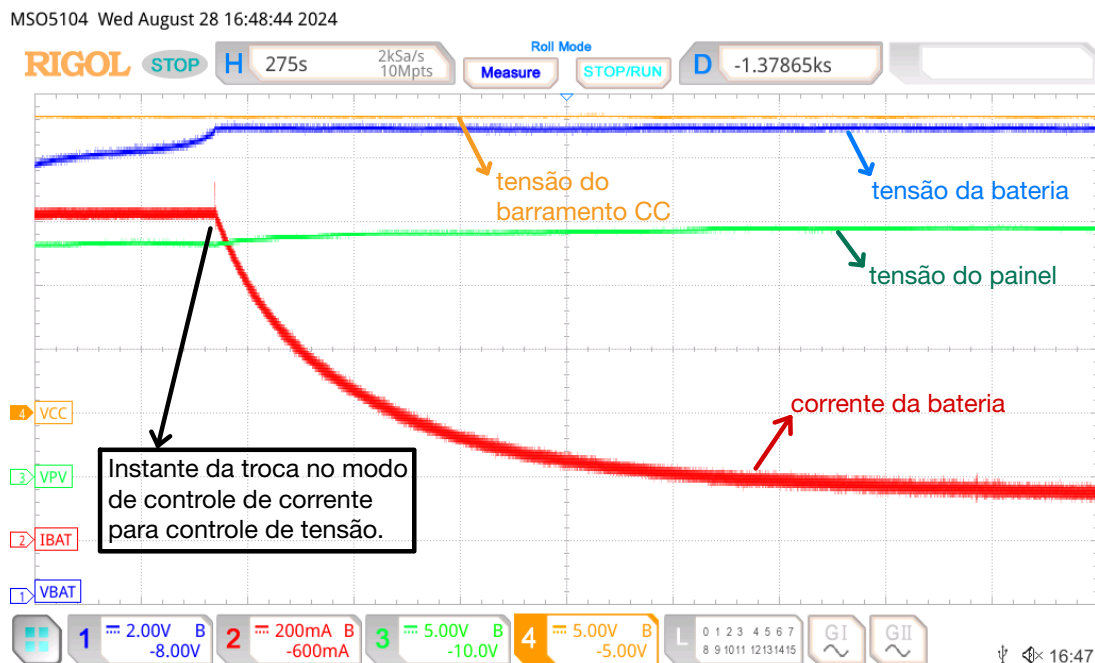
Fonte: elaborado pelo autor.

3.5 Teste 1: carregamento da bateria pelo método CC-CV

Na Figura 3.4 são mostradas as curvas de tensão no barramento CC (V_{cc}), tensão no painel (V_{pv}), corrente (I_{bat}) e tensão (V_{bat}) na bateria. Esse teste foi realizado com o objetivo de observar o processo de carregamento no qual, inicialmente, a bateria é carregada com corrente constante de 1 A até que sua tensão atinja 14,5 V. Nesse instante, o modo de controle muda de corrente constante para tensão constante, e o processo de carga continua até que a corrente atinja o valor de regime permanente.

As curvas mostradas na Figura 3.4 permitem observar que a tensão do barramento CC permanece maior que 23 V durante todo o processo de carregamento. Além disso, após o controlador da bateria mudar para o modo controle de tensão, a tensão da bateria permanece rastreando o valor de referência de 14,5 V. Além disso, a corrente da bateria tende ao valor de

Figura 3.4 – Carregamento da bateria pelo método CC-CV: curvas da tensão no barramento CC (V_{cc}), tensão no painel (V_{pv}), corrente (I_{bat}) e tensão (V_{bat}) na bateria.



Fonte: Elaborado pelo autor.

manutenção, que nesse caso é menor que 200 mA. Por fim, a tensão do painel fotovoltaico sofre um acréscimo de 1,5 V após a mudança no modo de controle da bateria, pois passa a fornecer menos potência com a bateria finalizando o carregamento.

Na Figura 3.5 são mostradas as curvas de tensão no barramento CC (V_{cc}), tensão no painel (V_{pv}), corrente (I_{bat}) e tensão (V_{bat}) na bateria, assim como na Figura 3.4. Entretanto, na situação mostrada na Figura 3.5, logo após o sistema iniciar o modo controle de tensão na bateria, o painel fotovoltaico passa por um intervalo de sombreamento provocado por nuvens.

Durante o sombreamento, que ocorre de forma irregular, o painel não é capaz de fornecer a corrente demandada pela bateria a fim de manter sua tensão constante. Apesar de impedir o carregamento da bateria com tensão constante, o sombreamento não compromete a estabilidade da microrrede. É importante observar que, mesmo com as oscilações na geração fotovoltaica, a tensão do barramento CC permanece próxima de 23 V, ou seja, dentro da faixa de valores especificada no projeto dos controladores ($22\text{ V} < V_{cc} < 26\text{ V}$).

Figura 3.5 – Carregamento da bateria pelo método CC-CV com variação de irradiação solar devido à presença de nuvens: curvas da tensão no barramento CC (V_{cc}), tensão no painel (V_{pv}), corrente (I_{bat}) e tensão (V_{bat}) na bateria.



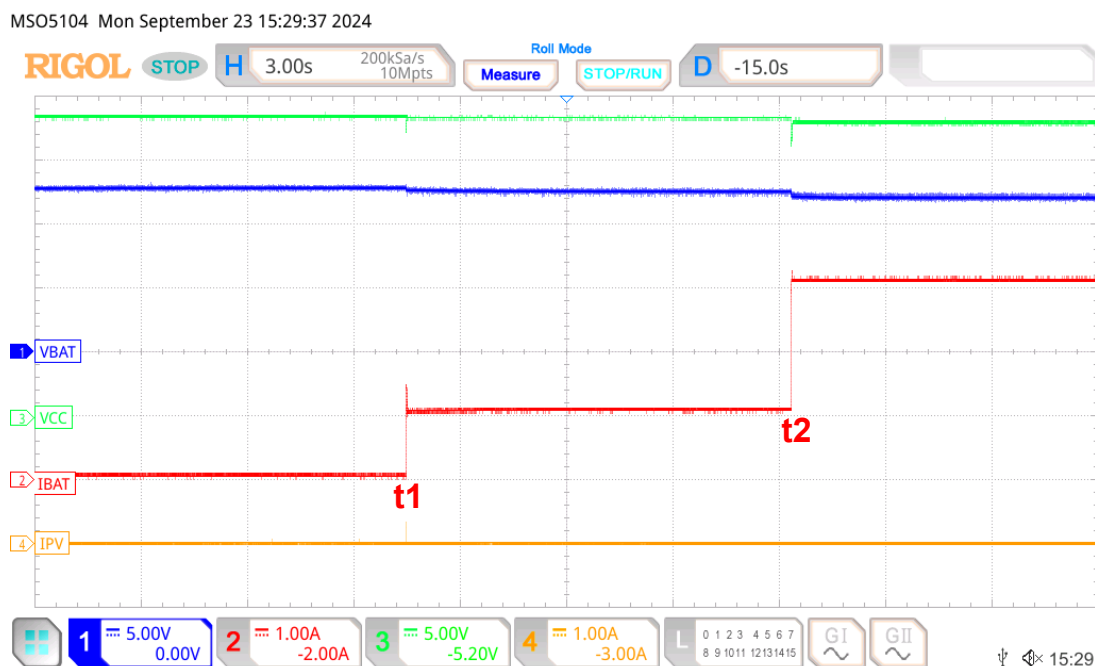
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.6 Teste 2: variação de carga com bateria operando isolada

Na Figura 3.6 são mostradas as formas de onda das tensões no barramento CC (V_{cc}) e na bateria (V_{bat}), assim como as correntes da bateria (I_{bat}) e do painel (I_{pv}). Nesse teste, o painel permanece desconectado da microrrede, portanto a corrente I_{pv} permanece nula durante todo o tempo. Inicialmente, nenhuma carga é conectada ao barramento CC, de forma que a corrente da bateria é igual a zero. No instante t_1 , indicado na Figura 3.6, uma carga resistiva de 50Ω é conectada ao barramento CC. Nesse instante, a bateria passa a fornecer 1 A de corrente. No instante t_2 , também indicado na Figura 3.6, uma nova carga resistiva de 25Ω é conectada ao barramento CC, fazendo com que a carga total seja de aproximadamente $16,7 \Omega$ e a bateria forneça 3 A.

Em cada instante (t_1 e t_2) em que ocorrem as entradas de carga, é possível observar uma redução de 0,5 V na tensão da bateria, decorrente de sua queda de tensão interna. A tensão do barramento CC se comporta de maneira semelhante, sofrendo reduções de 0,5 V nos momentos de entrada de carga, o que é uma característica do droop de tensão. No entanto, vale ressaltar que a tensão do barramento CC permanece dentro da faixa de valores estipulada em projeto.

Figura 3.6 – Entradas de carga com o sistema alimentado apenas pela bateria.



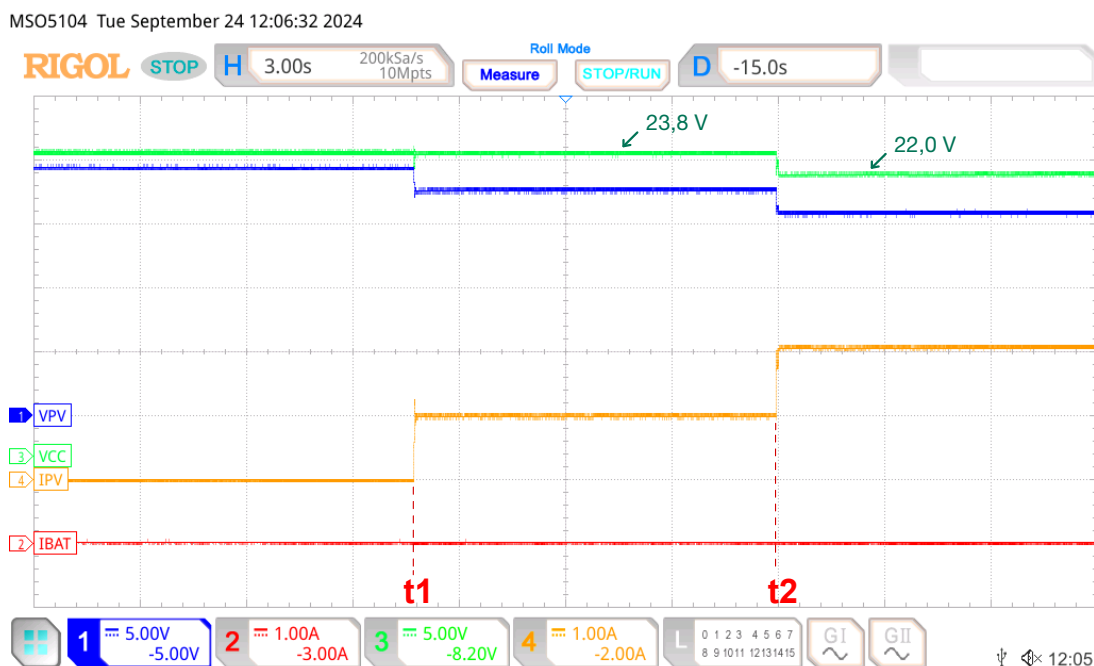
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.7 Teste 3: variação de carga com painel operando isolado

De forma semelhante ao Teste 2, porém com a bateria desconectada da microrrede e o painel conectado, nesse teste o sistema inicia sem carga no barramento CC e posteriormente ocorrem duas entradas de carga consecutivas. Na Figura 3.7 são mostradas as formas de onda das tensões no barramento CC (V_{cc}) e no painel fotovoltaico (V_{pv}), assim como as correntes do painel (I_{pv}) e da bateria (I_{bat}). No instante t_1 , indicado na Figura 3.7, é conectada ao barramento CC uma carga resistiva de $35\ \Omega$, o que resulta na corrente de 1 A fornecida pelo painel fotovoltaico. No instante t_2 , também indicado na Figura 3.7, uma nova carga resistiva de $39\ \Omega$ é conectada ao barramento CC, fazendo com que a carga total seja de aproximadamente $18,4\ \Omega$ e o painel forneça 2 A. Com a bateria desconectada, naturalmente sua corrente permanece nula o tempo todo.

Com a carga total de $18,4\ \Omega$, a máxima potência convertida pelo painel não é suficiente para atender a carga com a mesma tensão anterior ao instante t_2 , próxima de 24 V. Dessa forma, há uma queda de tensão no barramento CC causada pelo droop e a carga passa a ser atendida com 22 V, que é a tensão mínima estipulada no projeto do controlador de droop. Caso fosse inserida uma carga total menor que $18,4\ \Omega$, o painel não conseguiria atender à demanda e o sistema se comportaria desconectando toda a carga para preservar a integridade do sistema.

Figura 3.7 – Entradas de carga com o sistema alimentado apenas pelo painel fotovoltaico.



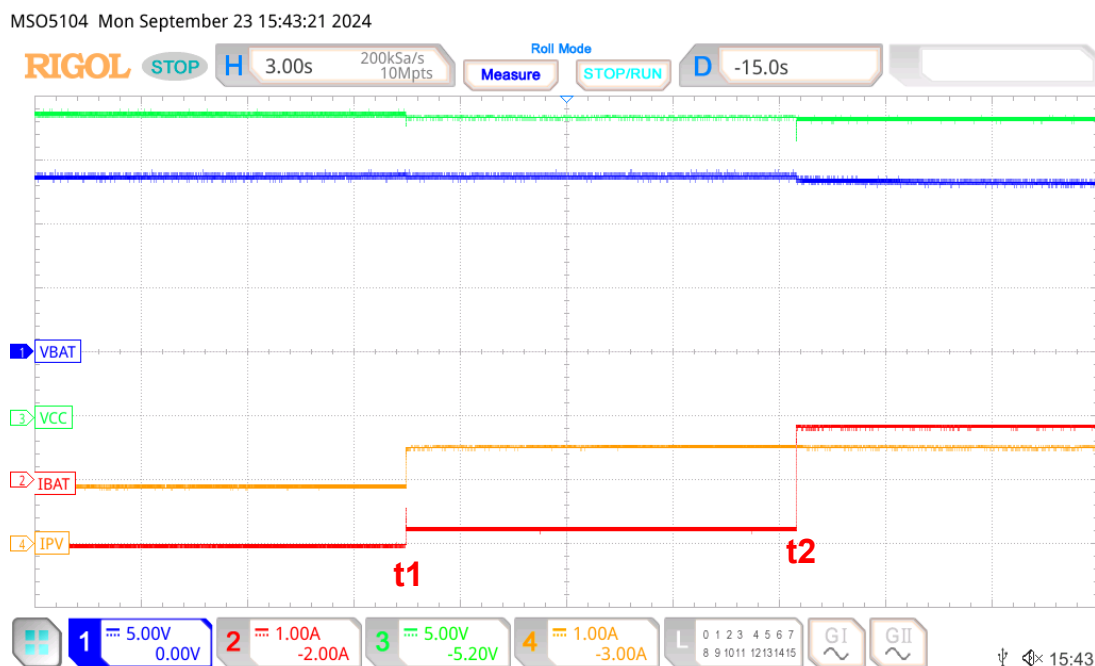
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.8 Teste 4: variação de carga com painel fotovoltaico e bateria

O presente teste foi realizado com todos os elementos conectados à microrrede: painel, bateria e carga. Na Figura 3.8 são mostradas as formas de onda das tensões no barramento CC (V_{cc}) e na bateria (V_{bat}), assim como as correntes da bateria (I_{bat}) e do painel (I_{pv}). Inicialmente, nenhuma carga é conectada ao barramento CC, de forma que a potência fornecida pelo painel é utilizada para o carregamento da bateria. Portanto, antes do instante t_1 observa-se que a corrente na bateria é negativa, igual a 1 A, e a corrente no painel é positiva, pouco menor que 1 A, devido à diferença nos níveis de tensão da bateria e do painel.

Após o instante t_1 , uma carga de 43Ω é conectada ao barramento CC. Nesse caso, o painel é capaz de atender à carga e continuar carregando a bateria, porém com uma corrente menor, igual a 0,8 A. No instante t_2 , uma segunda carga de 31Ω é conectada em paralelo com o barramento CC, totalizando aproximadamente 18Ω . Após esse instante, o painel não é capaz de atender a carga com a mesma tensão, de forma que a bateria passa a fornecer potência para o barramento CC ($I_{bat} = 0,8 \text{ A}$). Dessa forma, o valor da tensão do barramento CC permanece próximo de 24 V, ao contrário do teste anterior sem a bateria.

Figura 3.8 – Entradas de carga no sistema com painel fotovoltaico e bateria.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A fim de complementar os resultados mostrados na Figura 3.8, na Figura 3.9 são mostradas as mesmas formas de onda quando foi realizada a retirada abrupta de toda a carga do barramento CC. Antes da retirada de carga, tanto o painel quanto a bateria fornecem corrente para o barramento CC. Nessa situação, a carga é atendida com aproximadamente 23 V. Após a retirada abrupta da carga, a bateria passa a ser carregada com corrente de 1 A, que é o valor máximo estipulado para o carregamento. Por fim, observa-se que a tensão do barramento CC sofre elevação de 1 V após a retirada de carga, permanecendo próxima de 24 V.

Figura 3.9 – Retirada abrupta de toda a carga do sistema com painel fotovoltaico e bateria.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.9 Teste 5: variação da irradiação solar

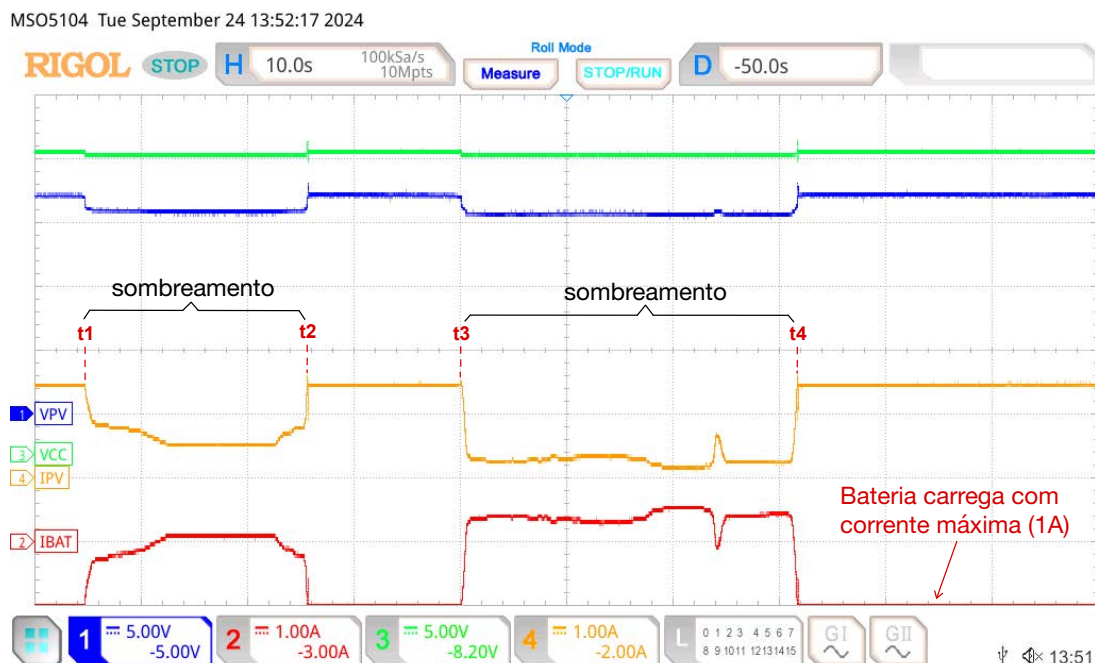
O último teste foi realizado com o objetivo de verificar o comportamento do sistema diante das variações na irradiação solar incidente no painel fotovoltaico. Para isso, a luz incidente no painel foi bloqueada parcialmente através de um anteparo. Esse ensaio foi realizado com uma carga fixa de $58\ \Omega$ conectada ao barramento CC. Na Figura 3.10 são mostradas as formas de onda das tensões no painel fotovoltaico (V_{pv}) e no barramento CC (V_{cc}), assim como das correntes no painel (I_{pv}) e na bateria (I_{bat}).

Inicialmente, até o instante t_1 indicado na Figura 3.10, o painel não é obstruído. Dessa forma, a carga é atendida com tensão próxima de 24 V, enquanto a bateria carrega com corrente máxima de 1 A. No intervalo entre os instantes t_1 e t_2 , o painel passa por um sombreamento. Inicialmente a bateria continua carregando, porém com corrente menor que 1 A, até que começa a fornecer corrente para o barramento CC. No instante t_2 o painel é desobstruído e o sistema retorna à condição inicial, condição que dura até o instante t_3 .

No segundo intervalo de sombreamento, entre os instantes t_3 e t_4 , o painel não gera potência suficiente para que a carga seja atendida com tensão próxima de 24 V. Dessa forma, a bateria precisa fornecer potência para o barramento CC para que a tensão do barramento continue

próxima de 24 V. Após o instante t_4 o sombreamento cessa e o sistema volta a condição inicial com painel atendendo a carga e carregando a bateria com corrente máxima.

Figura 3.10 – Variação da irradiação solar no sistema com painel fotovoltaico e baterias.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.10 Conclusões parciais

Neste capítulo, foram apresentados os detalhes da implementação prática do protótipo em laboratório, juntamente com cinco testes que contemplaram a variação de irradiação, entrada e saída de cargas e carregamento da bateria. A performance do sistema com os ganhos dos controladores projetados foram verificados na prática e o sistema mostrou-se estável diante das perturbações aplicadas. A tensão do barramento CC permaneceu sempre dentro da faixa de valores especificados em projeto, $22\text{ V} < V_{cc} < 26\text{ V}$).

No teste de carregamento completo da bateria, foi possível observar que, mesmo com o sombreamento por nuvens ocorrendo durante o carregamento, o sistema permaneceu estável e o carregamento continuou normalmente após a passagem das nuvens. Nos testes de entrada de carga, o sistema se mostrou capaz de gerenciar a geração fotovoltaica e as baterias, apresentando uma maior variação da tensão no barramento CC no caso em que o sistema opera sem baterias. No teste de variação da irradiação solar, no qual foram provocados sombreamentos no painel, o sistema alternou entre carregamento e fornecimento da bateria da forma esperada.

No capítulo seguinte, serão apresentadas as conclusões gerais sobre o trabalho, além das possibilidades de aprimoramento do projeto, listadas em trabalhos futuros.

4 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Nesse trabalho foi proposta uma estratégia de controle descentralizada para uma microrrede CC com fonte de geração fotovoltaica, sistema de armazenamento de energia em bateria e cargas CC. A estratégia de controle proposta utilizou um controlador com droop de tensão baseado em impedância virtual. Essa estratégia de controle mostrou-se capaz de gerenciar as fontes de geração da microrrede sem a necessidade de comunicação entre elas, ao passo que a tensão do barramento CC pode permanecer dentro de uma faixa de valores estipulada em projeto. Além disso, com a estratégia proposta, é possível expandir de forma modular a microrrede, desde que os cabos do barramento CC sejam projetados para suportar o aumento da potência.

A fim de desenvolver o sistema de controle com droop de tensão, foram apresentados modelos matemáticos dos painéis fotovoltaicos, das baterias e do conversor meia-ponte. A partir desses modelos, foram desenvolvidos os sistemas de controle de corrente dos conversores, da tensão na bateria e, por fim, o controlador de droop. Além disso, foi apresentado o método de carregamento CC-CV para as baterias, com o objetivo de limitar a corrente de carregamento e a tensão limite e assim prolongar a vida útil da bateria. O exposto no Capítulo 2 permitiu projetar os controladores dos conversores usados nos painéis e baterias.

A fim de testar a performance da estratégia de controle proposta, um protótipo em pequena escala da microrrede foi implementado em laboratório e submetido a diferentes testes. Foram analisadas diversas situações com variação de carga no barramento CC, variação da irradiação solar e do processo de carregamento da bateria pelo método CC-CV. Os testes experimentais permitiram observar a robustez do sistema de controle, que manteve a tensão do barramento CC dentro da faixa de valores especificados em projeto em todas as situações, apresentado maior queda de tensão com o painel operando isolado.

Com a crescente demanda por fontes renováveis de energia, a fim de desacelerar a degradação ambiental causada pelo uso de combustíveis fósseis, esse trabalho pôde contribuir com o estudo das microrredes CC, desenvolvendo um sistema de controle descentralizado com droop de tensão baseado em impedância virtual. Uma característica do controle descentralizado é a ausência de um rastreador do ponto de máxima potência nos painéis fotovoltaicos. Apesar desse fator reduzir o aproveitamento da energia solar, com a estratégia de controle proposta, espera-se um aumento da confiabilidade da microrrede, uma vez que a operação dos elementos do sistema não depende de um controlador central. Em outras palavras, ainda que o número de

painéis deva ser sobredimensionado, a microrrede não deixaria de atender a carga por uma falha no controlador central ou na comunicação entre os elementos do sistema.

4.1 Trabalhos futuros

Com base nos resultados obtidos e considerando as diversas possibilidades para o aprimoramento do projeto, destacam-se as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Comparar a performance da microrrede utilizando o sistema de controle proposto e um sistema de controle centralizado, a fim de determinar qual das estratégias permite aproveitar melhor a energia dos painéis;
- Utilizar um inversor trifásico para permitir a alimentação de cargas em corrente alternada, equilibradas e desequilibradas;
- Investigar o impacto de cargas não lineares conectadas ao barramento CC, com presença de harmônicas;
- Analisar o comportamento de outras fontes de geração alternativas, como eólica, diesel e células combustíveis.

REFERÊNCIAS

- AL-ISMAIL, F. S. Dc microgrid planning, operation, and control: A comprehensive review. **IEEE Access**, IEEE, v. 9, p. 36154–36172, 2021.
- AL-ISMAIL, F. S. A critical review on dc microgrids voltage control and power management. **IEEE Access**, IEEE, 2024.
- ALMEIDA, A. O.; ALMEIDA, P. M.; BARBOSA, P. G. Design methodology for the dc link current controller of a series-connected offshore wind farm with a droop control strategy. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, 2024.
- ALMEIDA, P. M. **Modelagem e Controle de Conversores Fonte de Tensão Utilizados em Sistemas de Geração Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição**. Dissertação de Mestrado — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- ARAÚJO, A. L. P. L. de; LOPES, A. V.; MOREIRA, A. B. Topologias em traçador de curva iv para módulos fotovoltaicos. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2020.
- BASTOS, R. F. **Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-Ácido) e para busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos Empregados em Sistemas de Geração Distribuída**. Tese (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.
- BENDIB, B.; BELMILI, H.; KRIM, F. A survey of the most used mppt methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 45, p. 637–648, 2015.
- BHASKARA, S. N.; CHOWDHURY, B. H. Microgrids—a review of modeling, control, protection, simulation and future potential. In: IEEE. **2012 IEEE power and energy society general meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–7.
- COSTA, P. F. et al. Controle de corrente e tensão do conversor dab modificado aplicado à carga de baterias. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2019. v. 1, n. 1.
- Energy Institute. Report, **73rd Statistical Review of World Energy 2024**. 2024.
- EPE, E. de P. E. Relatório Síntese, **Balanço Energético Nacional**. 2024.
- FARRET, F. A. **Aproveitamento De Pequenas Fontes De Energia Elétrica**. 3. ed. [S.l.]: Editora UFSM, 2014.
- FERREIRA, R. A.; RODRIGUES, M. B.; BARBOSA, P. G. Analysis of an adaptive voltage control of dc microgrids using chil real time simulation. In: IEEE. **2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)**. [S.l.], 2017. p. 1–8.
- FERREIRA, R. A. F. **Controle de Microrredes CC baseado em Droop Adaptativo de Tensão - Simulação em Tempo Real com Control-Hardware-in-Loop**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, Minas Gerais, 2015.
- GUERRERO, J. M.; KANDARI, R. **Microgrids: Modeling, Control, and Applications**. [S.l.]: Academic Press, 2021.

GURJER, L.; CHAUDHARY, P.; VERMA, H. Detailed modelling procedure for lithium-ion battery using thevenin equivalent. In: IEEE. **2019 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**. [S.l.], 2019. p. 1–6.

HART, D. W. **Eletrônica de Potência: Análise e Projetos de Circuitos**. 1. ed. [S.l.]: Mc Graw Hill, 2011.

HENTUNEN, A.; LEHMUSPELTO, T.; SUOMELA, J. Time-domain parameter extraction method for thevenin-equivalent circuit battery models. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 29, n. 3, p. 558–566, 2014.

HINZ, H. Comparison of lithium-ion battery models for simulating storage systems in distributed power generation. **MDPI**, v. 4, n. 3, p. 41, 2019.

HUSSEIN, A. A.-H.; BATARSEH, I. A review of charging algorithms for nickel and lithium battery chargers. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, IEEE, v. 60, n. 3, p. 830–838, 2011.

INSTRUMENTS, T. **LAUNCHXL-F28379D**. 2024. Acessado em: 22 de outubro de 2024. Disponível em: <https://www.ti.com/tool/LAUNCHXL-F28379D?keyMatch=LAUNCHXL-F28379D&tisearch=universal_search>.

JING, W. et al. A comprehensive study of battery-supercapacitor hybrid energy storage system for standalone pv power system in rural electrification. **Applied energy**, Elsevier, v. 224, p. 340–356, 2018.

KUMAR, R. R. et al. Advances in batteries, battery modeling, battery management system, battery thermal management, soc, soh, and charge/discharge characteristics in ev applications. **Ieee Access**, IEEE, 2023.

MICHELINE, A. **Baterias de Lítio**. [S.l.]: STA - Sistema de Tecnologia Aplicada, 2020. Disponível em: <<https://www.sta-eletronica.com.br/resources/downloads/ebookbateriasdelitio.pdf>>. Acesso em: 06 de junho de 2024.

MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. **Power electronics: converters, applications, and design**. 3. ed. [S.l.]: John wiley & sons, 2003.

OGATA, K.; YANG, Y. **Modern control engineering**. [S.l.]: Prentice hall India, 2002. v. 4.

OLIVEIRA, H. A. **Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas**. Tese (Doutorado), 03 2017.

PATEL, M. R.; BEIK, O. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation**. 3. ed. [S.l.]: CRC Press, 2021.

PERLIN, J. **Let it shine: the 6,000-year story of solar energy**. [S.l.]: New World Library, 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.]: CEPEL, 2014.

ROCHA, C. R. William G. B. da. Método analítico e automatizado para modelagem de baterias. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1.

TAMILSELVI, S. et al. A review on battery modelling techniques. **Sustainability**, MDPI, v. 13, n. 18, p. 10042, 2021.

UDDIN, M. et al. Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. **Energy Strategy Reviews**, Elsevier, v. 49, p. 101127, 2023.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - conceitos e aplicações**. [S.l.]: Editora Érica, 2012.

WANG, X. et al. Virtual-impedance-based control for voltage-source and current-source converters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 30, n. 12, p. 7019–7037, 2014.

WANG, Y. et al. A comprehensive review of battery modeling and state estimation approaches for advanced battery management systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 131, p. 110015, 2020.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems**: modeling, control, and applications. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.