

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

The logo of the Universidade Federal da Paraíba is centered in the background. It features three lit torches on top of a shield. The shield is blue with a yellow fleur-de-lis in the center and a banner at the bottom with the motto 'SAPIENTIA AEDIFICAT'.

ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO
DE MICRORREDE TRIFÁSICA COM
PV E BATERIA INCLUINDO O
CORTE DE CARGA BASEADO NA
TENSÃO DO BARRAMENTO CC

Luana Crispim Santiago Soares

João Pessoa
Novembro - 2022

LUANA CRISPIM SANTIAGO SOARES

**ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO DE
MICRORREDE TRIFÁSICA COM PV E BATERIA
INCLUINDO O CORTE DE CARGA BASEADO NA
TENSÃO DO BARRAMENTO CC**

Exame de Defesa Final apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito final para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Camila Mara Vital Barros

Coorientador: Prof. Dr. Luciano Sales Barros

João Pessoa - PB

2022

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

S676e Soares, Luana Crispim Santiago.

Estratégia de gerenciamento de microrrede trifásica com PV e bateria incluindo o corte de carga baseado na tensão do barramento CC / Luana Crispim Santiago Soares. - João Pessoa, 2022.

84 f. : il.

Orientação: Camila Mara Vital Barros.

Coorientação: Luciano Sales Barros.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Engenharia elétrica. 2. Microrrede trifásica - Operação - Gerenciamento. 3. Rede - Controle formador - Controle seguidor. 4. Geração híbrida fotovoltaica - Bateria. 5. Corte de carga. I. Barros, Camila Mara Vital. II. Barros, Luciano Sales. III. Título.

UFPB/BC

CDU 621.3(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA - UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS - CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA -
PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

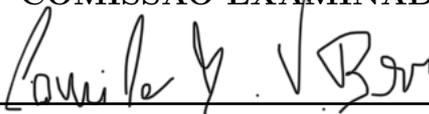
**ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO DE
MICRORREDE TRIFÁSICA COM PV E BATERIA
INCLUINDO O CORTE DE CARGA BASEADO NA
TENSÃO DO BARRAMENTO CC**

Elaborada por

LUANA CRISPIM SANTIAGO SOARES

como requisito final para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA



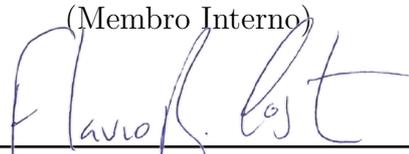
Prof^ª. Dr^ª. **Camila Mara Vital Barros - UFPB/PPGEE**
(Orientadora - Presidente da Banca)



Prof. Dr. **Luciano Sales Barros - UFPB/CI**
(Coorientador)



Prof. Dr. **Fabiano Salvadori - UFPB/PPGEE**
(Membro Interno)



Prof. Dr. **Flávio Bezerra Costa - Michigan Technological
University**
(Membro Externo)

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus amados pais, Maria e Luiz.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por sempre me fortalecer para não desistir em meio a tantos obstáculos.

Agradeço à minha mãe, Maria José, e ao meu pai, Luiz, por estarem comigo em todos os momentos, alegres e tristes, e por serem símbolos de força e perseverança. Obrigada por todo o amor, carinho, confiança e apoio que é me dado.

Agradeço à minha orientadora Camila Mara e ao meu coorientador Luciano Barros por todo conhecimento, paciência e disponibilidade, me proporcionando esta oportunidade de crescimento.

Agradeço aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPB que deixaram sua contribuição e ensinamentos para meu desenvolvimento. Obrigada por todo direcionamento e orientação.

Agradeço aos amigos do mestrado, por todo aprendizado, pela torcida, pelos momentos de sufoco e pelos bons momentos que passamos juntos. Vocês são incríveis.

Agradeço à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pela bolsa de estudos e auxílio financeiro que possibilitou a dedicação integral ao programa de pós-graduação e operacionalização do estudo.

Por fim, agradeço a todos os amigos e familiares que tiveram a compreensão necessária quando precisei me ausentar para a execução deste trabalho e que sempre torceram para sua conclusão.

"Se você encontrar um caminho sem obstáculos, ele provavelmente não leva a lugar nenhum". (Frank Clark)

Resumo

Microrredes baseadas em geração fotovoltaica não têm capacidade de regulação de tensão e frequência durante a operação ilhada. Em vista disso, baterias são inseridas para auxiliar na regulação da microrrede por apresentarem resposta rápida e controlável. As baterias podem ser conectadas de forma individual ou junto à geração fotovoltaica formando uma unidade híbrida, tendo esta última configuração a vantagem do melhor custo-benefício. Elas operam em ciclo de carga quando a geração fotovoltaica é maior do que a carga e em ciclo de descarga quando a carga é maior do que a geração fotovoltaica. No entanto, esta capacidade de regulação é limitada em situações de limite de carga, limite de descarga, SoC máximo e SoC mínimo. Isto dá origem a vários estados de operação:

1. Quando a demanda de carga da microrrede é menor que a geração fotovoltaica, a bateria absorve o excedente de potência; ou quando a demanda de carga da microrrede é maior que a geração fotovoltaica, a bateria injeta o déficit de potência;
2. Quando a demanda de carga da microrrede é menor que a geração fotovoltaica e a bateria está na potência limite de carga, o corte de geração fotovoltaica é realizado;
3. Quando a demanda de carga da microrrede é menor que a geração fotovoltaica e a bateria está em SoC máximo, o corte de geração fotovoltaica é realizado;
4. Quando a demanda de carga da microrrede é maior que a geração fotovoltaica e a bateria está na potência limite de descarga, o corte de carga é realizado;
5. Quando a demanda de carga da microrrede é maior que a geração fotovoltaica e a bateria está em SoC mínimo, o corte de carga é realizado.

No estado 1 a bateria é responsável por regular a tensão do barramento CC ao injetar ou absorver potência, enquanto a fotovoltaica trabalha em MPPT. Nos estados 2 e 3, a bateria se torna incapaz de regular a tensão do barramento CC, assim, a fotovoltaica sai do MPPT e se torna responsável por regular esta tensão. Nos estados 4 e 5, a bateria se torna incapaz de regular a tensão do barramento CC e a geração fotovoltaica deve se manter em MPPT, portanto, para controlar o barramento CC e manter o equilíbrio da microrrede, deve-se realizar o corte de carga. Em contraste com os métodos existentes na literatura, neste trabalho é proposto um método para corte de cargas baseado na tensão do barramento CC, permitindo que o controle não dependa da estimativa de frequência baseada em PLL que apresenta desvantagens em sistemas onde são necessários alto desempenho e alta confiabilidade. Portanto, o método proposto apresenta a vantagem em depender apenas de medição de tensão local. Para implementar e testar a estratégia de corte de carga proposta, fez-se necessário o desenvolvimento da modelagem da fonte de geração fotovoltaica e da

bateria, assim como a de seus conversores boost e buck-boost bidirecional. Da mesma maneira, foram modelados o filtro de rede e o VSI, além das cargas, baseadas no modelo de impedância constante. Por fim, foi implementada a estratégia de controle para atender os diferentes estados de operação da microrrede. A eficácia do método proposto é validada sob diferentes condições através de simulações no *software* MATLAB/Simulink.

Palavras-chave: Microrrede trifásica; geração híbrida fotovoltaica/bateria; controle formador de rede; controle seguidor de rede; corte de carga.

Abstract

Microgrids based on photovoltaic generation do not have the capability to regulate voltage and frequency during islanded operation. In view of this, batteries are inserted to assist in the regulation of the microgrid as they present a quick and controllable response. The batteries can be connected individually or together with the photovoltaic generation, forming a hybrid unit, with the latter configuration having the advantage of being more cost-effective. They operate in a charge cycle when the PV generation is higher than the load and in a discharge cycle when the load is higher than the PV generation. However, this regulation capability is limited in charge limit, discharge limit, maximum SoC and minimum SoC situations. This gives rise to several operating states:

1. When the load demand of the microgrid is lower than the photovoltaic generation, the battery absorbs the excess power; or when the microgrid load demand is higher than the photovoltaic generation, the battery injects the deficit power;
2. When the load demand of the microgrid is lower than the photovoltaic generation and the battery is at the charge limit power, photovoltaic generation curtailment is performed;
3. When the load demand of the microgrid is lower than the photovoltaic generation and the battery is at maximum SoC, photovoltaic generation curtailment is performed;
4. When the load demand of the microgrid is higher than the photovoltaic generation and the battery is at the discharge limit power, load shedding is performed;
5. When the load demand of the microgrid is higher than the photovoltaic generation and the battery is at minimum SoC, load shedding is performed.

In state 1, the battery is responsible for regulating the DC-bus voltage by injecting or absorbing power, while the photovoltaic works in MPPT. In states 2 and 3, the battery becomes unable to regulate the DC-bus voltage, thus, the photovoltaic leaves the MPPT and becomes responsible for regulating this voltage. In states 4 and 5, the battery becomes unable to regulate DC-bus voltage and the photovoltaic generation must remain in MPPT, therefore, to control the DC-bus and maintain the balance of the microgrid, load shedding must be performed. In contrast to the existing methods in the literature, this work proposes a method for load shedding based on the DC-bus voltage, allowing the control not to depend on the frequency estimation based on PLL, which has disadvantages in systems where high performance and high reliability are needed. Therefore, the proposed method has the advantage of relying only on local voltage measurement. To implement and test the proposed load shedding strategy, it was necessary to develop the modeling of the

photovoltaic generation source and the battery, as well as its boost and bidirectional buck-boost converters. In the same way, the grid filter and the VSI were modeled, in addition to the loads, based on the constant impedance model. Finally, the control strategy was implemented to meet the different operating states of the microgrid. The effectiveness of the proposed method is validated under different conditions through simulations in MATLAB/Simulink software.

Keywords: Three-phase microgrid; photovoltaic/battery hybrid generation; grid-forming control; grid-following control; load shedding.

Lista de Figuras

Figura 1 – Topologia de microrrede.	16
Figura 2 – Topologia da microrrede utilizada.	31
Figura 3 – Modelo de diodo único para célula fotovoltaica.	32
Figura 4 – Curva característica $I - V$ de uma célula fotovoltaica.	33
Figura 5 – Curva $I - V$ característica de um painel fotovoltaico real e seus três principais pontos.	34
Figura 6 – Circuito equivalente modificado para um módulo formado por $N_p \times N_s$ células.	35
Figura 7 – Modelo do BESS de íons de lítio.	37
Figura 8 – Circuito característico de um conversor boost.	37
Figura 9 – Formas de onda do conversor boost em MCC.	39
Figura 10 – Circuito característico de um conversor bidirecional buck-boost.	40
Figura 11 – Circuito característico de um conversor buck.	41
Figura 12 – Formas de onda do conversor buck.	42
Figura 13 – VSI trifásico.	43
Figura 14 – Formas de onda das tensões de saída por fase para o modo de condução a 180°	45
Figura 15 – Modulação por largura de pulsos senoidal.	46
Figura 16 – Estrutura do filtro LCL com amortecimento passivo.	46
Figura 17 – Representação do transformador.	47
Figura 18 – Controle geral da microrrede.	49
Figura 19 – Controle atuante no modo conectado à rede.	51
Figura 20 – Diagrama de blocos do PLL.	51
Figura 21 – Estrutura do controle seguidor de rede do VSI.	53
Figura 22 – Estrutura do controle formador de rede do VSI.	54
Figura 23 – Curvas $P - f$ e $Q - V$ do controle droop tradicional.	55
Figura 24 – Curvas $P - f$ e $Q - V$ conforme atuação do controle droop secundário.	56
Figura 25 – Estrutura do controle proporcional ressonante.	57
Figura 26 – Estrutura do controle do conversor boost.	59
Figura 27 – Algoritmo do método de MPPT P&O.	60
Figura 28 – Estrutura do controle do conversor bidirecional buck boost.	62
Figura 29 – Esquema do RoCoF.	65
Figura 30 – Fluxograma do método utilizado para o corte de carga.	67
Figura 31 – Cenário: Modo Conectado e Ilhamento.	69
Figura 32 – Cenário: Operação Normal em Aumento de Carga.	71
Figura 33 – Cenário: Operação Normal em Diminuição de Carga.	71

Figura 34 – Cenário: BESS em Limite de Carga.	72
Figura 35 – Cenário: BESS em SoC Máximo.	73
Figura 36 – Cenário: BESS em Limite de Descarga.	74
Figura 37 – Cenário: BESS em Limite de Descarga com Corte de Carga Baseado em Frequência.	74
Figura 38 – Cenário: BESS em SoC Mínimo.	75
Figura 39 – Cenário: BESS em SoC Mínimo com Corte de Carga Baseado em Frequência.	76

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Principais referências analisadas.	25
Tabela 2 – Estados das chaves IGBTs em cada intervalo.	44
Tabela 3 – Parâmetros da microrrede.	68
Tabela 4 – Cargas no cenário de operação normal.	70

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTO	15
1.2	OBJETIVO	20
1.2.1	Objetivos Específicos	20
1.3	CONTRIBUIÇÕES	20
1.3.1	Lista de Trabalhos Aceitos ou Submetidos	21
1.4	METODOLOGIA	22
1.5	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	23
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
3	MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA MICRORREDE	31
3.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	32
3.2	BESS	35
3.3	CONVERSORES CC-CC	36
3.3.1	Conversor Boost	37
3.3.2	Conversor Bidirecional Buck-Boost	40
3.4	VSI	43
3.4.1	PWM	44
3.5	FILTRO LCL	45
3.6	MODELO DE CARGA	47
3.7	TRANSFORMADOR	47
4	SISTEMAS DE CONTROLE	49
4.1	CONTROLE DO VSI	50
4.1.1	Modo Conectado à Rede	50
4.1.1.1	Phase Locked Loop	50
4.1.1.2	Controle das Potências Ativa e Reativa	52
4.1.2	Modo Ilhado	54
4.1.2.1	Cálculo de Potências	54
4.1.2.2	Controle Droop	55
4.1.2.3	Controle Proporcional Ressonante	57
4.2	CONTROLE DO CONVERSOR BOOST	58
4.2.1	MPPT	58
4.2.2	Controle do SoC Máximo	61
4.2.3	Controle do Barramento CC	62

4.3	CONTROLE DO CONVERSOR BIDIRECIONAL BUCK-BOOST . .	62
4.3.1	Operação Normal	63
4.3.2	Controle do SoC Mínimo	64
4.3.3	Controle das Correntes de Carga e Descarga	64
4.4	RoCoF	65
4.5	CORTE DE CARGA	65
5	RESULTADOS	68
5.1	MODO CONECTADO E ILHAMENTO	69
5.2	OPERAÇÃO NORMAL	70
5.3	CORTE DE GERAÇÃO	71
5.3.1	BESS em Limite de Carga	71
5.3.2	BESS em SoC Máximo	72
5.4	CORTE DE CARGA	73
5.4.1	BESS em Limite de Descarga	73
5.4.2	BESS em SoC Mínimo	75
6	CONCLUSÃO	77
6.1	CONCLUSÕES	77
6.2	TRABALHOS FUTUROS	78
	REFERÊNCIAS	79

1 Introdução

1.1 CONTEXTO

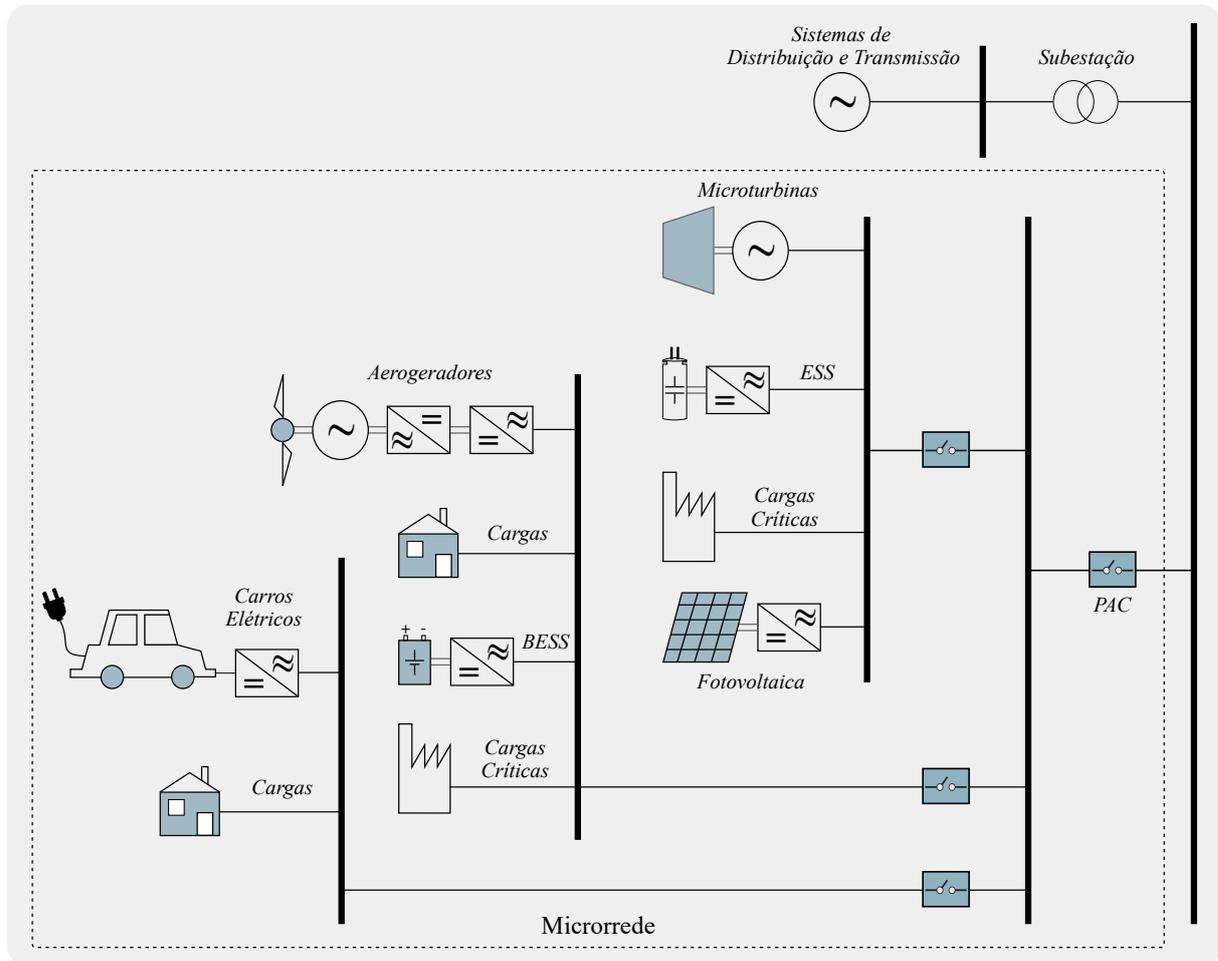
De acordo com ONS (2022), o percentual de potência instalada de centrais geradoras de energia por fonte eólica e solar no Brasil está em expansão, tendo um crescimento de 4.942 MW, cerca de 26,39%, durante o período de janeiro de 2021 a 2022, atingindo 23.664 MW de capacidade instalada.

Ao contrário da geração proveniente de centrais hidrelétricas e térmicas, estas fontes são intermitentes e/ou sazonais, e dependem de fatores naturais como a incidência de luz solar e o deslocamento de massas de ar. Em Gomes (2019), é dito que a implementação de modelos estocásticos para previsão de condições climáticas exige a construção de um amplo banco de dados históricos de diferentes regiões, não estando disponível ainda para a radiação solar. Consequentemente, a dificuldade em prever a geração por meio dessa fonte dificulta o planejamento e a operação dos sistemas de potência. Estudos mostram que, à medida que as fontes de energia renovável se tornam mais prevalentes, a operação diária dos sistemas elétricos enfrenta desafios como a regulação de tensão, de frequência e o gerenciamento de carga (EFTEKHARNEJAD *et al.*, 2013).

Uma grande vantagem destas gerações é a possibilidade de serem instaladas junto ao centro consumidor, e a esta configuração de sistema chamamos de geração distribuída (GD). A geração distribuída é composta por fontes alternativas, com alta capacidade instalada ou não, que vem sendo amplamente difundida nos mais diversos lugares. De acordo com Pontes (2021), tal mudança, gerada pelo aumento significativo da inserção de fontes de geração distribuída, ocasionou um paradigma no fluxo unidirecional de potência. Ainda, afirma-se que muitas das redes elétricas que possuem fluxo unidirecional de potência passaram a ter um fluxo bidirecional.

A partir do momento que uma rede de distribuição de energia possui uma unidade de geração distribuída conectada à ela, esta poderá ser classificada como uma microrrede (DIAS, 2019). As microrredes podem ser compreendidas como sistemas de potência em menor escala que visam facilitar a integração de GD no sistema elétrico (LASSETER, 2002), conforme ilustrado na Figura 1. Portanto, são um sistema autossuficiente que pode combinar cargas, fontes de energia renovável e sistemas de armazenamento de energia, fornecendo eletricidade de forma confiável, flexível e inteligente. Devido à alta penetração de geradores distribuídos, especialmente a geração fotovoltaica (do inglês *Photovoltaics* - PV), as microrredes tornam-se mais atraentes e podem ser uma potencial resposta para renovação energética (LIU *et al.*, 2017).

Figura 1 – Topologia de microrrede.



Fonte: Baseado em Silva Júnior (2021).

Estas redes podem operar tanto de forma isolada, conhecido por modo de operação ilhado, como conectadas à rede principal (ZHANG; GAO; LU, 2018). Além disso, a microrrede deve apresentar uma transição satisfatória entre os dois modos operacionais, mantendo a operação do sistema dentro dos padrões exigidos (LIU *et al.*, 2017). Em seu modo de ilhamento, a microrrede opera de forma independente, sendo responsável por balancear sua geração de energia com suas cargas conectadas. Já no modo conectado, há a conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN) e, havendo excedente de geração ou de carga, este excesso será transmitido para a rede ou coletado dela (OLIVARES *et al.*, 2014). Ainda, as microrredes podem apresentar configuração monofásica e/ou trifásica, baseado na demanda e requisitos de geração, de corrente contínua (CC) ou alternada (CA) (KARIMI; ORAEE; GUERRERO, 2017).

A priori, as microrredes em sua maioria traziam em sua composição o uso de geradores síncronos para que, em situações de ilhamento, pudessem ter referências de tensão e frequência. Entretanto, uso de reservas girantes acarreta em um alto custo devido à implantação da geração descentralizada conciliado ao aumento da reserva operativa. Sem

o auxílio desta geração, as estratégias de controle da microrrede precisam ser mais eficazes para realizar o gerenciamento de potência e, portanto, a regulação de tensão e frequência. Além disso, a microrrede deverá realizar o compartilhamento de potência ativa e reativa entre as suas fontes, um despacho econômico do sistema, sincronização, entre outras. Tais requisitos exigem ações de controle para diferentes modos de atuação (GUERRERO *et al.*, 2011).

Conforme Cesar (2017), o gerenciamento de potência na microrrede ilhada se torna difícil por passar a operar com recursos finitos e, como o balanço de potência deve ser sempre satisfeito, isto acarreta alguns problemas. Ainda, de acordo com Cesar (2017), o balanço de potências implica que a potência gerada deverá ser igual à potência consumida pela carga, portanto, em modo ilhado, se não houver o correto balanço entre a potência gerada e a potência consumida, e não existir a possibilidade de armazenar o excedente, a tensão do barramento CC irá subir até que se atinja o equilíbrio do sistema. Em contrapartida, se houver excesso de carga, a tensão no barramento CC irá diminuir. Quando o balanceamento ocorre, não há problemas em relação ao bom funcionamento.

Em sua maioria, a geração a partir de fontes renováveis utiliza inversores de eletrônica de potência que trabalham no modo de rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês *maximum power point tracking* - MPPT), sendo insensíveis às variações de tensão e frequência. Para auxiliar na confiabilidade desses sistemas, parte da energia produzida é armazenada e utilizada em momentos em que é necessário balancear a geração e a demanda de carga. Este armazenamento, além de contribuir no balanceamento entre geração e carga, oferece maior qualidade de energia, mitiga flutuações de tensão e regula a frequência da rede (ADREES; ANDAMI; MILANOVIĆ, 2016). Existem no mercado várias opções para armazenamento de energia, que se diferenciam em desempenho, durabilidade e capacidade (VAZQUEZ *et al.*, 2010).

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (do inglês *battery energy storage system* - BESS) são eficientes sistemas devido à rápida resposta a perturbações e auxiliam na regulação da microrrede através de sua carga ou descarga. A dinâmica do BESS é muito mais rápida do que geradores a diesel, por exemplo, fornecendo energia ativa rapidamente para manter a frequência e tensão da microrrede (REIHANI *et al.*, 2018). Para garantir uma operação segura, os parâmetros internos da bateria precisam ser monitorados. Um dos importantes estimadores para monitoramento da bateria é conhecido como estado de carga (do inglês *State-of-Charge*, SoC), que compara a capacidade atual da bateria com a sua capacidade máxima. O BESS na microrrede geralmente é conectado diretamente através de um conversor CC/CC. Junto à PV, o BESS pode ser conectado ao mesmo barramento CC formando uma configuração híbrida. Além disso, também pode ser conectado como uma unidade individual, mas a configuração híbrida possui a vantagem de ter melhor custo-benefício (KARIMI; ORAEE; GUERRERO, 2017).

De acordo com DIAS (2019), o controle dos conversores estáticos pode ser caracterizado por diferentes estratégias. No modo ilhado, este controle pode ser realizado através do gerenciamento de potência de forma centralizada ou descentralizada. A estratégia de controle centralizado necessita de comunicação entre as unidades e as cargas da microrrede, o que reduz a confiabilidade do sistema. Em contrapartida, o método descentralizado de controle requer apenas medições locais, como o controle droop, para atingir objetivos como restaurar variações de tensão e frequência (GUERRERO *et al.*, 2011). Para operar no modo ilhado, o controle deve manter o equilíbrio de geração e demanda de carga, regular a tensão e a frequência e proteger as baterias de descarga profunda ou sobrecarga (GOLSORKHI *et al.*, 2017).

O controle droop é uma das estratégias mais abordadas e aplicadas ao funcionamento de microrredes. Este método é efetivo para compartilhamento de potência e se torna atrativo por não depender de comunicação entre os inversores das diferentes unidades, caracterizando-se assim como um método descentralizado. Isto faz com que a operação se torne menos complexa, melhorando a maleabilidade e redundância do sistema, flexibilizando ampliações da microrrede pela sua característica *plug-and-play* (NETTO MOURA, 2019). O funcionamento do controle droop se dá por reproduzir o comportamento de máquinas de geração síncrona, aumentando ou diminuindo a frequência e magnitude da tensão de acordo com a variação de potência ativa e reativa da rede (LI *et al.*, 2021).

No modo de operação conectado, o VSI (do inglês *Voltage Source Inverter*) trabalha como seguidor de rede. Essa técnica utiliza o PLL (do inglês *Phase Locked Loop*) para estimação do ângulo das tensões senoidais no ponto de acoplamento comum (PAC) e controla as correntes no referencial estacionário odq , de forma que sigam as tensões dos seus terminais (SILVA JÚNIOR, 2021). No modo de operação ilhado, o VSI trabalha como formador de rede, ou seja, impõe a frequência e a tensão no PAC. Essa estratégia utiliza o controle droop junto ao controle proporcional-ressonante (PR) para regular as tensões senoidais de referência para o conversor.

Em modo ilhado, a microrrede poderá operar em cinco diferentes estados: operação normal, BESS em limite de carga, BESS em SoC máximo, BESS em limite de descarga e BESS em SoC mínimo. No estado de operação normal, a bateria é responsável por regular a tensão do barramento CC ao injetar ou absorver potência, enquanto a fotovoltaica trabalha em MPPT. Nos estados em que o BESS está em limite de carga ou em SoC máximo, a bateria se torna incapaz de regular a tensão do barramento CC, assim, a fotovoltaica sai do MPPT e se torna responsável por regular esta tensão. Nos estados em que o BESS está em limite de descarga ou em SoC mínimo, a bateria se torna incapaz de regular a tensão do barramento CC e a fotovoltaica deve se manter em MPPT, portanto, para manter o equilíbrio da microrrede, deve-se realizar o corte de carga.

Uma quantidade suficiente de reserva de geração deve ser fornecida no modo de

operação ilhado para compensar o desequilíbrio de potência ativa; caso contrário, com base em suas prioridades, algumas cargas devem ser cortadas para evitar o *blackout* da microrrede (KEIVANIMEHR *et al.*, 2021). Essa falha no sistema de energia afetará um grande número de consumidores, trazendo enormes infortúnios monetários e enormes efeitos sobre a sociedade, como interrupção no fornecimento de instalações de saúde como hospitais, acidentes devido a problemas de controle de tráfego e falhas nos sistemas de comunicação (BAKAR *et al.*, 2017). El-Sadek (1998) afirma que a maior causa para falta de energia é a instabilidade de tensão devido à sobrecarga do sistema de transmissão.

O esquema operacional deve garantir que as cargas cruciais da microrrede recebam prioridade no serviço. Na prática, a carga não-crítica é notificada como uma carga controlável e torna-se a primeira candidata para o corte de carga. A estratégia de corte de carga geralmente é implementada e supervisionada pelo controlador de gerenciamento de energia da microrrede (BAKAR *et al.*, 2017). A importância das cargas, a quantidade de potência não fornecida e a incidência de interrupções são critérios utilizados para determinar a prioridade dessas cargas (KEIVANIMEHR *et al.*, 2021).

As técnicas dos esquemas tradicionais são divididas em dois tipos: corte de carga por subfrequência (do inglês *under frequency load shedding* - UFLS) e corte de carga por subtensão CA (do inglês *under voltage load shedding* - UVLS) (LAGHARI *et al.*, 2013). O objetivo do UFLS é distinguir rapidamente a insuficiência de geração dentro de qualquer sistema e automaticamente descartar a menor quantidade de carga até que a frequência nominal seja restaurada, sendo simples, rápido e decisivo. Um sinal de corte de carga é reconhecido por um relé de subfrequência, que emite um sinal de *trip* para o disjuntor quando a frequência do sistema estiver abaixo do ajuste de frequência nominal. Semelhante ao esquema UFLS, o esquema UVLS é implementado utilizando técnicas inteligentes principalmente para avaliar o melhor esquema de corte de carga possível e evitar colapso de tensão e apagão do sistema. O objetivo do UVLS é restaurar a tensão ao seu valor nominal usando a abordagem de rejeição de carga (AMRAEE; MOZAFARI; RANJBAR, 2006). Em muitos casos, o UVLS irá desarmar a mesma carga que a execução do UFLS (TAYLOR; NASSIEF; CRESAP, 1981).

Em contraste com os métodos existentes, este trabalho propõe o corte de carga baseado na tensão no barramento CC, o que permite que a microrrede não dependa da estimativa de frequência quando for necessário desconectar cargas. Este método proposto é a principal contribuição deste trabalho, à medida que apresenta uma estratégia de gerenciamento de potência para uma microrrede trifásica baseada em geração PV e BESS que coordena a operação de conversores CC-CC na presença de restrições, incluindo limite de corrente de carga e descarga do BESS e limites de SoC. São realizadas análises em cenários de variações de carga para observar os diferentes estados em que a microrrede trabalha.

1.2 OBJETIVO

Desenvolver e simular o gerenciamento de microrrede trifásica baseada em fonte híbrida com geração solar fotovoltaica e bateria através do controle da operação dos conversores CC-CC e do VSI em frente a variações de carga, incluindo a redução da geração e corte de carga quando necessário.

1.2.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos esperados na realização deste trabalho são:

- Modelar uma microrrede trifásica baseada em geração fotovoltaica e bateria;
- Implementar o controle seguidor de rede para o VSI no modo conectado à rede;
- Implementar o controle formador de rede para o VSI no modo ilhado;
- Implementar o controle do conversor bidirecional buck-boost de forma a permitir os cenários de carga e descarga da bateria;
- Implementar o controle do conversor boost da PV de forma a permitir que trabalhe em MPPT, além de possibilitar a redução da geração quando necessário;
- Desenvolvimento de metodologia baseada na tensão do barramento CC para o corte de carga;
- Simular e analisar o desempenho da microrrede diante de cenários de variações de cargas.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

A principal contribuição desta dissertação é propor uma estratégia de gerenciamento de potência no contexto de microrredes ilhadas possuindo as seguintes características:

- Capacidade de realizar o balanceamento entre geração e demanda de carga, regulando a tensão do barramento CC e controlando a frequência e tensão CA da microrrede;
- Capacidade da PV reduzir sua geração quando a demanda de carga for menor que a geração PV e a bateria estiver em potência limite de carga ou em seu SoC máximo;
- Capacidade da microrrede realizar o corte de carga quando a demanda de carga for superior que a geração PV e a bateria estiver em potência limite de descarga ou em seu SoC mínimo;

- Proposta de método para corte de carga que utiliza a tensão do barramento CC como variável para detecção da necessidade de corte de carga e posterior desconexão das cargas.

1.3.1 Lista de Trabalhos Aceitos ou Submetidos

Alguns dos resultados apresentados nesta dissertação foram aceitos ou submetidos para publicação em anais de congresso, conferência e revista, e seguem apresentados a seguir:

1. Soares, L. C. S.; Alcântara, P. A. de; Lima, L. R. de; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **Performance Analysis of Frequency and Voltage Control from PV/BESS Unit in Islanded Microgrid Towards Load Changes.** *Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2022)*. pp. 1-7, 2022.
2. Soares, L. C. S.; Alcântara, P. A. de; Lima, L. R. de; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **Load Change Case Study of Islanded Photovoltaic-Battery Microgrid with Power Management by Grid-Forming Droop Control.** *2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (GM)*. pp. 1-5, 2023.
3. Soares, L. C. S.; Alcântara, P. A. de; Lima, L. R. de; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **A DC-Link-Based Load Shedding Scheme Applied in a Power Management Strategy for a Hybrid Islanded Microgrid.** *Electric Power Systems Research Journal*. pp. 1-7, 2023.

E os trabalhos relacionados, aceitos e submetidos para congresso nacional e conferência internacional:

1. Alcântara, P. A. de; Soares, L. C. S.; Lima, L. R. de; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **Performance Analysis of Photovoltaic/Battery Unit Voltage and Frequency Control in Islanded Microgrid Under Several Load Unbalances.** *Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2022)*. pp. 1-8, 2022.
2. Lima, L. R. de; Soares, L. C. S.; Alcântara, P. A. de; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **Performance Comparison Between Boost-based Closed-loop and Open-loop Maximum Power Point Tracking Techniques of Photovoltaic in Islanded Microgrid Environment.** *Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2022)*. pp. 1-7, 2022.
3. Alcântara, P. A. de; Soares, L. C. S.; Lima, L. R. de; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **Performance Analysis of a Decentralized Power Management Control in Photovoltaic/Battery-Based Islanded Microgrid Under Several Load**

Unbalance. *2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (GM)*. pp. 1-5, 2023.

4. Lima, L. R. de; Alcântara, P. A. de; Soares, L. C. S.; Barros, C. M. V.; Barros, L. S. **Performance Analysis of Three DC-DC Converters Topologies Based on the Traditional Buck-Boost Converter in Islanded Microgrid.** *2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (GM)*. pp. 1-5, 2023.

1.4 METODOLOGIA

Inicialmente, realizou-se uma revisão bibliográfica relacionada às obras que abordam o contexto de microrredes junto aos problemas que surgem quando se encontram em modo de ilha. Verificou-se a possibilidade de reproduzir a microrrede trazida em uma dessas obras, trazendo todos os seus aspectos de controle descentralizado e, acrescentando à isto, melhoria em sua estratégia de controle sob a ótica dos modos de operação.

Diante disto, o desenvolvimento do trabalho teve início utilizando a plataforma de simulação MATLAB/Simulink. O primeiro passo foi modelar um sistema de armazenamento de energia por baterias e, para isto, utilizou-se o modelo de estimação do estado de carga por tensão terminal de circuito aberto trazido por Mégel, Mathieu e Andersson (2013), aliado às curvas apresentadas por Baronti *et al.* (2014a).

Em seguida, foi realizada a modelagem do painel fotovoltaico, tomando como base o método apresentado em Villalva, Gazoli e Filho (2009). Com isto, o rastreamento do ponto de máxima potência foi implementado pelo algoritmo perturba & observa. Logo após, foram também projetados os conversores boost e bidirecional buck-boost (MAHMOOD; MICHAELSON; JIANG, 2015), sendo este último necessário para a conexão com o BESS, de forma a permitir seu funcionamento em modo de carga e descarga, acionando o modo buck ou boost, respectivamente. Dessa forma, o BESS está conectado ao barramento CC através do conversor bidirecional buck-boost e a PV através do conversor boost. Em seguida, o VSI, baseado em Barbi (2007), foi modelado e conectado ao PAC através do filtro LCL, que ajuda a garantir que a impedância de saída da unidade seja predominantemente indutiva.

Uma vez que todos os elementos da microrrede foram modelados, os sistemas de controle dos conversores foram projetados para atuar em ambos os modos de operação: conectado e ilhado. Inicialmente, o seguidor de rede para controle do VSI no modo conectado foi implementado de acordo com (BARROS; BARROS, 2017a; BARROS; BARROS, 2017b). Neste, é apresentado o controle para ser aplicado em VSI trifásicos através das componentes $0dq$ das tensões de fase da rede, obtidas por meio da transformada de Clarke. Além disso, para haver o sincronismo entre o VSI e a rede, precisou-se implementar a estrutura do PLL. O controle é responsável por gerar as tensões de referência que serão enviadas ao

PWM (do inglês *Pulse Width Modulation*), utilizando a técnica de modulação por largura de pulso senoidal.

Para o modo ilhado, a estratégia formadora de rede é aplicada com base em Karimi *et al.* (2017) e Vazquez *et al.* (2010). Este controle compreende: cálculo de potência (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984), controle droop (ZHANG; GAO; LU, 2018), controle PR (VASQUEZ *et al.*, 2013) e PWM. O droop convencional $P - f$ e $Q - E$ é aplicado para realizar o controle de frequência e tensão na microrrede. O controle droop primário é responsável por fornecer a referência de frequência e tensão, enquanto que o secundário lida com a restauração dos desvios de frequência e amplitude de tensão (GUERRERO *et al.*, 2013; GUERRERO *et al.*, 2011).

Em paralelo com o desenvolvimento do controle do VSI, foram implementadas estratégias para controle dos conversores CC-CC. Baseado em Mahmood, Michaelson e Jiang (2012), o controle do conversor boost foi desenvolvido levando em consideração os momentos em que a PV trabalha em MPPT e nos cenários em que precisa reduzir sua geração, regulando o barramento CC. Já o controle do conversor bidirecional buck-boost foi implementado de forma que faça a regulação do barramento CC no modo de operação normal da microrrede e que induza a corrente do BESS à zero em momentos que não seja capaz de injetar ou absorver potência, limitando sua participação no funcionamento da microrrede.

Logo após, foi desenvolvida uma estratégia para realizar o corte de carga em momentos que a demanda de carga é superior à geração. O método elaborado utiliza a tensão do barramento CC como principal variável de análise para realizar o corte de carga, visto que é a mais sensível ao desbalanceamento na microrrede ao passo que a frequência é bem regulada pelo controle droop.

Por fim, a estratégia para gerenciamento de potência na microrrede foi implementada, e tem por objetivo alcançar o balanceamento entre a geração e a demanda de carga de forma autônoma. A partir disso, cenários de variação de carga foram conduzidos a fim de analisar o desempenho da microrrede.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Esta dissertação, além do capítulo introdutório, está composta pelos capítulos:

Capítulo 2: Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é apresentado a revisão bibliográfica acerca do tema, na qual é vista uma síntese dos trabalhos mais relevantes, deixando claro o espaço em que está alocada a contribuição da pesquisa.

Capítulo 3: Modelagem da Microrrede

Neste capítulo, descreve-se o modelo matemático dos diversos elementos que constituem a microrrede, trazendo a estrutura, modelos e parâmetros adotados para a microrrede de baixa tensão.

Capítulo 4: Sistemas de Controle

Neste capítulo é abordada a base teórica para a implementação dos sistemas de controle em ambos os modos de operação.

Capítulo 5: Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a microrrede conectada à rede como também de forma ilhada. No ilhamento são apresentados os seguintes cenários da microrrede: operação normal, regulação do SoC máximo e SoC mínimo do BESS e potência limite de carga e descarga do BESS. Como consequência desses cenários, pode ocorrer a redução da geração da PV como também o corte de cargas conectadas à microrrede.

Capítulo 6: Conclusão

As considerações finais e as propostas para a continuação da pesquisa são feitas no Capítulo 6.

2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo é dedicado a discutir a revisão da literatura estudada para motivar este trabalho. A revisão foi baseada no contexto de microrredes baseadas em geração PV com baterias e segue resumida na Tabela 1. Nesta, podem ser vistas microrrede de arquitetura monofásica, trifásica ou híbrida, que operam no modo conectado, ilhado ou em ambos, realizando testes de transição. Seus sistemas de controle podem ser baseados em métodos descentralizados, centralizados ou distribuídos.

Referência	Microrrede	Controle	Modo de Operação	Corte de Carga
Karimi, Oraee e Guerrero (2017)	Híbrida	Descentralizado	Ilhado	Não
Karimi, Oraee e Guerrero (2017b)	Monofásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Mahmood e Jiang (2019)	Trifásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Qi et al. (2018)	Trifásica	Distribuído	Ilhado	Não
Pinthurat e Hredzak (2020)	Trifásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Yu et al. (2020)	Trifásica	Distribuído	Ilhado	Não
Mahmood, Michaelson e Jiang (2015)	Trifásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Liu et al. (2016)	Monofásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Jeong et al. (2017)	Monofásica	Distribuído	Ilhado	Não
Zhang e Kang (2019)	Monofásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Yi, Dong e Etemadi (2017)	Trifásica	Centralizado	Ambos	Não
Phurailatpam et al. (2015)	Monofásica	Centralizado	Ilhado	Não
Mahmood e Jiang (2018)	Trifásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Shah, Abolhassani e Malki (2017)	Trifásica	Descentralizado	Ambos	Não
Mahmood, Michaelson e Jiang (2012)	Monofásica	Descentralizado	Ilhado	Não
Golsorkhi et al. (2017)	Monofásica	Distribuído	Ilhado	Sim
Keivanimehr et al. (2021)	Monofásica	Descentralizado	Ilhado	Sim
Mahmood, Michaelson e Jiang (2017)	Trifásica	Centralizado	Ilhado	Sim
Shatakshi, Singh e Mishra (2018)	Trifásica	Descentralizado	Ambos	Não
Hennane et al. (2021)	Trifásica	Distribuído	Ambos	Não
Oufqir et al. (2020)	Monofásica	Descentralizado	Ilhado	Não

Tabela 1 – Principais referências analisadas.

Karimi, Oraee e Guerrero (2017) propõem um novo método descentralizado de gerenciamento de potência e compartilhamento de carga para uma microrrede monofásica/trifásica composta por um sistema híbrido com unidades PV e baterias. O proposto

método não está limitado aos sistemas com PV e bateria em unidade separadas e o fluxo de potência entre as diferentes fases é realizado de forma automática através das unidades trifásicas. Além disso, leva em consideração a potência fotovoltaica disponível como também as condições das baterias das diferentes unidades de forma a compartilhar carga entre elas. Neste trabalho, a operação de cada unidade da microrrede é dividida em sete estados e as funções do controle droop são modificadas de acordo com cada estado operacional. A frequência da microrrede é utilizada como gatilho para alternar entre os estados. Esta proposta foi validada experimentalmente sob diferentes condições de carga, geração PV e estado das baterias. Entretanto, este trabalho não leva em consideração as situações em que o corte de carga é necessário em virtude da alta demanda de carga na microrrede, como também a situação em que a bateria atinge seu estado de carga máximo.

Em Karimi *et al.* (2017), uma proposta similar é apresentada, sendo aplicada a uma microrrede monofásica com geração híbrida PV e baterias. Neste trabalho, a operação de cada unidade da microrrede é dividida em cinco estados e as funções do controle droop são modificadas de acordo com cada estado operacional. Desta vez, não há necessidade de realizar o controle do fluxo de potência entre fases, visto que a microrrede é monofásica. Esta proposta foi validada experimentalmente sob diferentes condições de carga, geração PV e estado das baterias. No entanto, situações em que o corte de carga é exigido não foram abordadas.

Em Mahmood e Jiang (2019), uma estratégia para gerenciamento de energia descentralizada é proposta para múltiplas unidades droop, PV e bateria em uma microrrede ilhada. A estratégia de controle é desenvolvida para lidar com qualquer combinação dessas unidades sem modificar seus sistemas de controle. A operação de cada unidade é coordenada de forma autônoma para manter o equilíbrio entre geração e demanda de carga, garantindo a carga e descarga controlada das baterias na microrrede. O sistema de controle de cada unidade é capaz de alternar de forma autônoma e em tempo real entre o controle de potência e a regulação de frequência baseado na geração PV disponível, no estado de carga das baterias e a carga total na microrrede. Neste trabalho, a estratégia é projetada e implementada utilizando controladores multi-loop e é validada experimentalmente. Todavia, este trabalho não considera unidades híbridas com geração PV e baterias conectadas a um barramento CC em comum, como também não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

A estratégia vista em Qi *et al.* (2018) propõe um controle ótimo distribuído do BESS em uma microrrede ilhada para fornecer o desempenho ideal desejado do controle, apresentando uma rápida recuperação de frequência. A estratégia de controle proposta é implementada por meio de um sistema multi-agente baseado em algoritmo de consenso, que requer apenas informações coletadas por meio de uma rede de comunicação local. Além disso, a medição do descompasso entre geração e demanda de carga é substituído

pelo sinal de controle obtido de um controlador suplementar com algoritmo de rejeição de perturbação ativa melhorado linearmente. A estabilidade da frequência da microrrede pode ser aprimorada por meio dessa melhoria, validada por estudos apresentados neste artigo. No entanto, situações em que o corte de carga é exigido não foram abordadas.

Em Pinthurat e Hredzak (2020), é proposto um sistema de controle de frequência descentralizado composto de três partes. A primeira parte fornece controle droop adaptativo de frequência com seu coeficiente droop em função do estado de carga da bateria em tempo real enquanto a segunda parte fornece a restauração da frequência de forma descentralizada. Na terceira parte, uma emulação de inércia virtual melhora a resiliência da microrrede. Os resultados demonstram que o controle proposto melhora a resiliência da microrrede como também mitiga o desvio de frequência quando comparado ao controle droop convencional. Todavia, este trabalho não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Yu *et al.* (2021) desenvolvem um novo algoritmo de controle cooperativo distribuído para microrredes CA baseadas em multi-agentes utilizando uma rede de comunicação de baixa largura de banda. O esquema proposto pode coordenar inversores para eliminar qualquer desvio da frequência nominal em BESSs, de forma a obter taxas ótimas de carga e descarga, bem como operar de forma econômica. Restrições práticas para a taxa de carga/descarga, o SoC e o ciclo de carga/descarga são impostos para projetar o protocolo de controle. Cada agente é um equipamento com um controlador totalmente distribuído, no qual apenas suas próprias informações e as de seus vizinhos mais próximos são adquiridas por meio de enlaces de comunicação de baixa largura. A condição de estabilidade assintótica global é estabelecida usando a teoria do ponto de equilíbrio. Os resultados são analisados por simulações para verificar a eficácia do método, porém, situações em que o corte de carga é exigido não foram abordadas.

Mahmood, Michaelson e Jiang (2015) trazem uma microrrede baseada em controle droop formada por uma unidade híbrida PV/BESS e “n” unidades droop. A estratégia fornece o gerenciamento de energia descentralizado da unidade híbrida com base em um multi-segmento adaptativo de curva $P - f$ característica, proporcionando transições suaves e autônomas entre os cenários operacionais. Isto faz com que a microrrede ilhada combine a demanda de carga e geração, mantendo o equilíbrio da microrrede e considerando os limites do SoC. Ao contrário das abordagens comuns que consideram a PV como uma fonte de corrente, esta estratégia controla a PV como uma fonte de tensão. O desempenho do sistema é validado experimentalmente em uma microrrede de 3.5 kVA, todavia, este trabalho não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Liu *et al.* (2016), é proposto um esquema de droop aprimorado para um sistema PV de dois estágios que utiliza a mesma estrutura de controle nos modos conectado à rede e ilhado, que juntamente com os sincronizadores devidamente sintonizados, permite que a

transferência de modo seja acionada. Além disso, o esquema adapta-se às flutuações da rede PV interna e externa, sendo mais preciso com o rastreamento. Simulações e resultados experimentais verificam a eficácia do proposto esquema. Entretanto, este trabalho não considera unidades híbridas com geração PV e baterias conectadas a um barramento CC em comum, como também não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Jeong *et al.* (2017) propõem um método de sinalização de barramento CC para o gerenciamento de potência em uma microrrede CC ilhada, aumentando de forma autônoma sua confiabilidade e velocidade de resposta. Este método utiliza a tensão do barramento CC comum às unidades para determinar a operação adequada, não dependendo de comunicação centralizada. O proposto algoritmo de gerenciamento é analisado e verificado através de simulações em um banco de ensaio para a microrrede CC proposta. Contudo, este trabalho não considera situações em que a bateria atinge seus limites de SoC, como também não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Zhang e Kang (2019) são analisadas as características de inversores paralelos em uma microrrede controlada por droop. O artigo aponta um método para identificar o estado de equilíbrio de energia de cada inversor ao detectar a tensão do barramento CC e controla a potência de saída dos inversores ajustando os parâmetros do controle droop. A simulação e os resultados experimentais mostram que a potência de saída de cada inversor pode ser ajustada a tempo com base na capacidade real de energia, e a demanda de carga pode ser atendida. Todavia, situações em que o corte de carga é exigido não foram abordadas como também resultados em que a bateria atinge seus limites operacionais.

Yi, Dong e Etemadi (2018) propõem uma abordagem para gerenciamento de potência em microrredes híbridas baseadas em geração PV e bateria com barramentos CA e CC, tanto para o modo conectado como ilhado. A proposta se apresenta eficiente em regular as tensões e frequência da microrrede, equilibrando também os fluxos de potência de forma autônoma sob diferentes condições de operação. Simulações e resultados experimentais verificam o desempenho do método. Todavia, este trabalho não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Phurailatpam *et al.* (2015) é vista uma microrrede composta por geração PV, eólica e bateria, e traz um sistema de gerenciamento de potência com a finalidade de manter a estabilidade de microrrede através da ação do BESS. A metodologia de controle proposta é validada através de simulações sob diversas condições de funcionamento. Todavia, este trabalho não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Mahmood e Jiang (2018), uma estratégia de controle é desenvolvida para alcançar o gerenciamento totalmente autônomo de várias unidades híbridas PV e bateria em microrredes ilhadas. Além disso, a estratégia desenvolvida tem a capacidade de coordenar autonomamente com unidades controladas por droop despacháveis. A potência fornecida

por essas unidades é autonomamente determinada baseada na potência PV disponível em todas as unidades, na demanda total de carga e no SoC. Além disso, o esquema descentralizado prioriza o carregamento de baterias com SoC mais baixo e permite que as unidades híbridas importem energia de outras unidades para carregamento de suas baterias. A estratégia é validada através de resultados experimentais, entretanto, não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Shah, Abolhassani e Malki (2017) é apresentada uma transição suave entre os modos de operação conectado e ilhado da microrrede. Neste artigo, o conversor de fonte de tensão da PV opera em controle PQ nos dois modos de operação, enquanto que o conversor do BESS opera no modo de controle PQ durante o modo conectado e alterna para o modo de controle VF durante o ilhamento com auxílio de um controlador de lógica *fuzzy*. Os resultados da simulação comprovam o funcionamento ideal do controle proposto. Entretanto, ainda que apresente os modos de operação conectado e ilhado da microrrede como vantagem aos artigos citados anteriormente, este trabalho não considera unidades híbridas com geração PV e baterias conectadas a um barramento CC em comum, como também não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Mahmood, Michaelson e Jiang (2012) é vista a principal estratégia de gerenciamento de potência utilizada nesta dissertação. Neste artigo é vista uma microrrede híbrida que utiliza conversores DC-DC para conexão da geração PV e bateria ao barramento CC comum. A estratégia de controle apresentada gerencia o fluxo de energia entre os conversores e a carga para manter o equilíbrio de potência no sistema e permitir que a bateria dê suporte à geração PV quando esta se torna insuficiente para atender a carga. Uma estratégia multi-loop é utilizada para controlar os conversores levando em conta os limites da taxa de carga da bateria e as restrições do SoC. Os resultados experimentais são apresentados, validando a estratégia proposta. Contudo, o controle desenvolvido neste trabalho não contempla o controle do SoC quando atinge seu limite mínimo, como também não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Golsorkhi *et al.* (2017) é proposta uma nova estrutura de controle cooperativo para coordenação de unidades de armazenamento de energia, PVs e unidades de carga controláveis em microrredes monofásicas de baixa tensão. Uma estratégia distribuída é introduzida para regular a tensão e gerenciar o SoC e a potência entre as unidades de armazenamento de energia. Os controladores distribuídos são coordenados com base em uma estrutura líder-seguidor, onde o líder restaura a tensão ao valor nominal e os seguidores gerenciam o compartilhamento de potência entre as unidades de armazenamento de energia para equilibrar os SoCs. Resultados experimentais são apresentados a fim de demonstrar a eficácia do método proposto.

Em Keivanimehr *et al.* (2021) é apresentado um controlador *fuzzy* descentralizado para corte de carga em uma microrrede ilhada. O controlador proposto, que é instalado

separadamente para cada centro de carga, utiliza uma abordagem de controlador *fuzzy* hierárquico para tomar a melhor decisão. Resultados de simulação em uma microrrede com vários barramentos de carga mostram eficácia do método proposto, contudo, a microrrede utilizada não apresenta em sua configuração unidades híbridas com geração PV e bateria, possuindo um inversor para cada interconexão ao barramento CA.

A proposta trazida por Michaelson, Mahmood e Jiang (2017) é aplicada em microrredes ilhadas com geração híbrida PV e bateria e utiliza uma abordagem preditiva para definir cronogramas operacionais para minimizar interrupções em todo o sistema da microrrede, especificamente por meio do corte de carga preventivo. A abordagem também apresenta limites no estado de carga da bateria para levar em conta as incertezas na estimativa da energia armazenada. A abordagem foi validada por meio de simulações e experimentos que demonstram sua viabilidade e potencial, entretanto, sua abordagem de controle centralizada torna a microrredes mais suscetível a falhas durante a operação.

Uma configuração de microrrede trifásica baseada em geração PV e bateria é apresentada em Shatakshi, Singh e Mishra (2018), onde é visto a microrrede atuar em ambos os modos de operação, conectado e ilhado. A estratégia de controle descentralizado fornece operação adequada utilizando o suporte da bateria. A estratégia de controle para um conversor de fonte de tensão é implementada para permitir a carga da bateria e controle da qualidade de energia, a depender do modo de operação. Um controle adaptativo dos mínimos quadrados médios é usado para que as correntes da rede sejam sempre mantidas equilibradas e livres de harmônicos, de acordo com os padrões IEEE 519. O desempenho do trabalho é validado por meio de simulações, entretanto, não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

Em Hennane *et al.* (2021) é vista uma estratégia de controle para geradores distribuídos baseado em controle droop. Consiste em uma técnica de controle não linear distribuído para garantir uma sincronização segura e compartilhamento de energia ativa e reativa para ambos os modos de operação da microrrede. A microrrede ilhada, que possui múltiplos PAC, é inspirada no barramento de teste IEEE 9 e foi verificada através de simulações e resultados experimentais. Contudo, não considera unidades híbridas com geração PV e baterias conectadas a um barramento CC em comum, como também não aborda situações em que o corte de carga na microrrede é exigido.

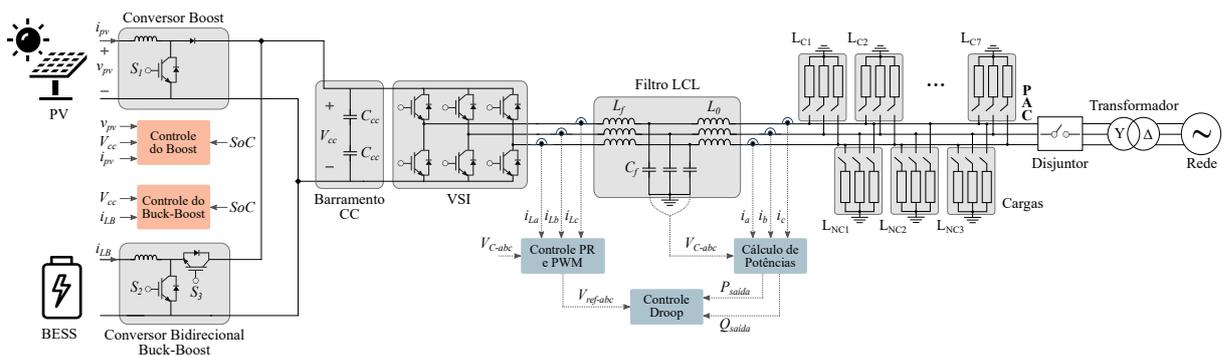
Por fim, Oufqir *et al.* (2020) apresenta uma configuração de microrrede monofásica formada por geração híbrida operando em modo ilhado. Sua estratégia garante o nível de tensão do barramento CC em um valor predefinido, porém não considerada situações de alta demanda de carga. Os resultados da simulação apresentados neste artigo mostram que o sistema baseado em PV autônomo garante, em diferentes situações de operação, frequência constante e tensão de carga RMS com um bom valor de THD.

3 Modelagem dos Elementos da Microrrede

Neste capítulo é abordada a modelagem dos elementos mais relevantes para a compreensão deste trabalho. Inicialmente, apresenta-se os modelos matemáticos e circuitos equivalentes utilizados para modelagem da geração PV e BESS. Em seguida, os conversores CC-CC são discutidos, apresentando o dimensionamento de seus elementos estruturais e circuitos equivalentes. Logo após, é apresentado o VSI utilizado, junto à sua estratégia PWM. Por fim, são abordados o filtro LCL e o modelo de carga utilizados. Toda a modelagem da microrrede foi realizada no *software* MATLAB/Simulink.

Na Figura 2 é ilustrada a microrrede trifásica adotada para este trabalho, que consiste em unidade híbrida baseada em geração PV e BESS.

Figura 2 – Topologia da microrrede utilizada.



Fonte: Autoria própria.

Observa-se que o conversor boost faz a conexão da geração PV ao barramento CC, assim como o conversor bidirecional buck-boost conecta o BESS ao mesmo barramento CC.

Na configuração escolhida, o capacitor do barramento CC é dividido de forma que cada saída para o inversor tenha um capacitor em vez de um único grande capacitor. Este barramento é ligado ao VSI, responsável por realizar a conversão CC-CA, que por sua vez está conectado ao PAC através do filtro LCL, que ajuda a garantir que a impedância de saída da unidade seja predominantemente indutiva.

A microrrede híbrida alimenta cargas conectadas ao barramento CA trifásico no PAC. Neste ponto, a microrrede faz sua conexão com a rede principal através um disjuntor trifásico. Este disjuntor tem a função de alternar entre os modos de operação, possibilitando que a microrrede opere de forma conectada à rede ou ilhada. Após o disjuntor, observa-se o transformador conectado em delta-estrela, elevando a tensão de 127 V para 13,8 kV.

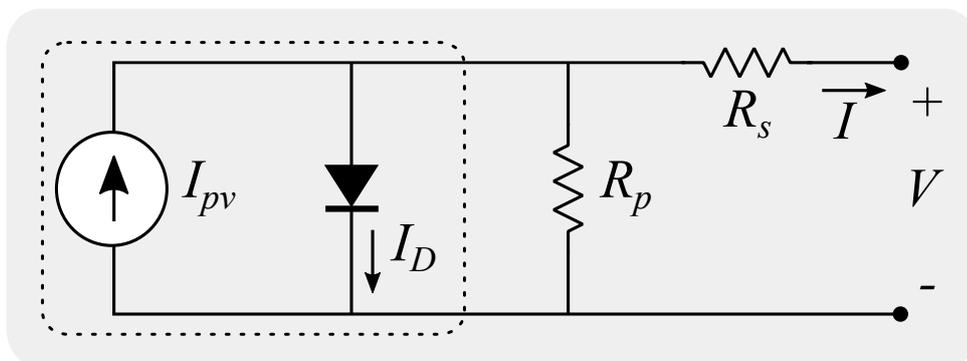
3.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Um sistema fotovoltaico é responsável por transformar energia solar em energia elétrica, sendo há muito tempo visto como uma tecnologia de energia limpa e sustentável, que se baseia na fonte renovável de energia mais abundante e amplamente disponível no planeta. Conforme Tavares (2015), o uso da energia solar oferece uma maior independência dos seus utilizadores face aos preços da energia, além de evitar emissões de CO₂ para a atmosfera. Em razão disso, existem políticas públicas para apoiar o uso deste tipo de geração.

O elemento básico de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica, que podem se agrupar para formar painéis ou módulos. Estes são então utilizados para formar grandes *arrays* fotovoltaicos. De acordo com Villalva, Gazoli e Filho (2009), o termo *array* é empregado para descrever um painel fotovoltaico, composto por diversas células conectadas em série e/ou paralelo, como também para descrever um grupo de painéis. A energia gerada por estes painéis podem alimentar diretamente alguns elementos, como pequenas cargas e motores. Já algumas aplicações exigem a presença de conversores com a finalidade de regular a tensão e corrente para a carga, controlar o fluxo de potência e de grande importância, rastrear o ponto de máxima potência (MPP) do dispositivo (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Os *arrays* fotovoltaicos apresentam também uma característica $I-V$ não linear com vários parâmetros que precisam ser ajustados a partir de dados experimentais de dispositivos práticos. De acordo com Moreira *et al.* (2019), existem várias formas para modelar células fotovoltaicas. Neste trabalho, foi utilizado o modelo de diodo único, ilustrado na Figura 3, que fornece uma excelente aproximação com o modelo real (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Figura 3 – Modelo de diodo único para célula fotovoltaica.



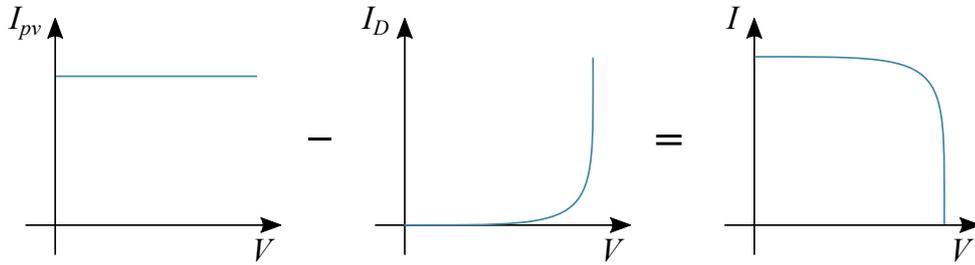
Fonte: Baseado em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

A equação básica da teoria dos semicondutores (RAUSCHENBACH, 1980) que descreve matematicamente a característica I-V de uma célula fotovoltaica ideal é dada por:

$$I = I_{pv,cel} - \underbrace{I_{0,cel} \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right]}_{I_D} \quad (3.1)$$

onde $I_{pv,cel}$ [A] é a corrente gerada pela incidência solar imposta no painel, I_D [A] é a equação do diodo de Shockley, $I_{0,cel}$ [A] é a saturação reversa ou corrente de fuga do diodo, q é a carga elementar do elétron [$1.60217663 \cdot 10^{-19}$ C], k é a constante de Boltzmann [$k = 1.38064903 \cdot 10^{-23}$ J/K], T [K] é a temperatura da junção p-n e a é a constante de idealidade do diodo. A Figura 4 apresenta a curva característica $I - V$ de um painel fotovoltaico gerada a partir de (3.1).

Figura 4 – Curva característica $I - V$ de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Baseado em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Entretanto, a Equação 3.1 não representa a característica I-V de um *array* fotovoltaico real, visto que não leva em consideração as resistências que simulam quedas de tensão ou perdas por corrente. Para tal, é necessário incluir parâmetros à equação básica, conforme (3.2):

$$I = I_{pv} - \underbrace{I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right]}_{I_D} - \left(\frac{V + R_s I}{R_p}\right) \quad (3.2)$$

onde I_{pv} e I_0 [A] são as correntes fotovoltaicas e de saturação do arranjo, $V_t = N_s k T / q$ [V] é a tensão termal do arranjo com N_s células conectadas em série, R_s [Ω] é a resistência série equivalente e R_p [Ω] é a resistência paralela equivalente. Em painéis onde as células estão conectadas em paralelo, a corrente será maior, e quando estão dispostas em série, a tensão de saída será maior. Se o arranjo for composto por N_p células conectadas em paralelo, as correntes fotovoltaica e de saturação serão expressas por: $I_{pv} = I_{pv,cel} \cdot N_p$, $I_0 = I_{0,cel} \cdot N_p$.

A corrente I_{pv} é fortemente influenciada pela temperatura ambiente e é linearmente dependente da irradiação solar. Assim, é descrito pela Equação (3.3):

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (3.3)$$

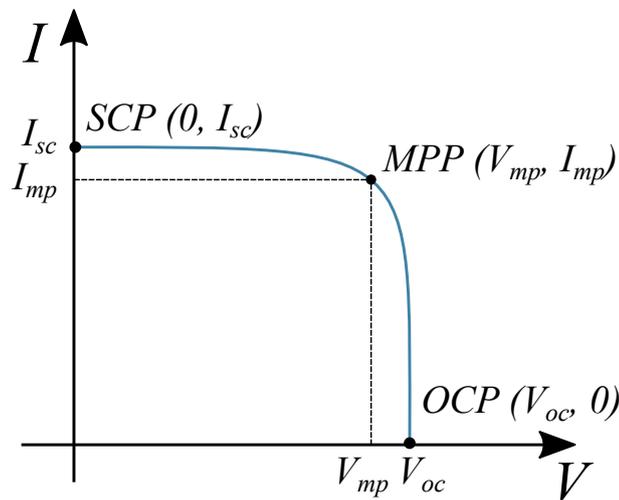
onde $I_{pv,n}$ [A] é a corrente gerada sob condições normais (25°C e 1000 W/m²), K_I é o coeficiente de corrente de curto circuito por temperatura, $\Delta_T = T - T_n$ [K], sendo T e T_n as temperaturas atual e nominal, respectivamente; G [W/m²] é a irradiação na superfície do arranjo e G_n é a irradiação nominal.

A curva característica de um diodo é definida por uma função exponencial. Portanto, de acordo com a teoria dos semicondutores, a corrente I_D é definida pela Equação (3.4):

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_{ta}} \right) - 1 \right] \quad (3.4)$$

Uma vez conhecido o modelo matemático que descreve o módulo fotovoltaico, é possível obter sua curva característica $I - V$, ilustrada na Figura 5. Da curva característica resultante, três pontos principais são destacados: ponto de curto-circuito (do inglês *short circuit point* - SCP), ponto de potência máxima (do inglês *maximum power point* - MPP) e ponto de circuito aberto (do inglês *open circuit point* - OCP). O primeiro representa o ponto onde se obtém a maior corrente do módulo fotovoltaico (I_{sc}), e $V = 0$. O segundo representa o ponto onde se obtém a máxima potência, composta pela tensão de máxima potência (V_{mp}) e pela corrente de máxima potência (I_{mp}). O terceiro ponto representa o local onde se obtém a maior tensão do módulo (V_{oc}), e $I = 0$.

Figura 5 – Curva $I - V$ característica de um painel fotovoltaico real e seus três principais pontos.



Fonte: Baseado em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

De acordo com Villalva, Gazoli e Filho (2009), a corrente de saturação do diodo I_0 e sua dependência da temperatura pode ser expressa através de (3.5):

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.5)$$

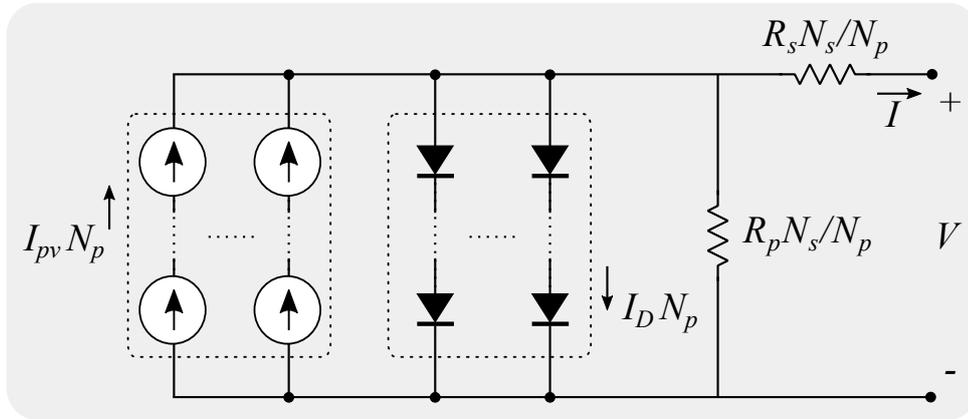
onde E_g é a energia *bandgap* do semicondutor e $I_{0,n}$ é a corrente de saturação nominal dada por (3.6):

$$I_{0,n} = \frac{I_{sc,n}}{\exp\left(\frac{V_{oc,n}}{aV_t}\right) - 1} \quad (3.6)$$

Conforme dito anteriormente, o módulo fotovoltaico é constituído por células fotovoltaicas conectadas em série ou paralelo. Um grupo de módulos configura um arranjo fotovoltaico, que também podem ser conectados em série ou paralelo.

Dessa forma, um conjunto de N_s células em série e N_p células em paralelo formam o circuito equivalente modificado ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Circuito equivalente modificado para um módulo formado por $N_p \times N_s$ células.



Fonte: Baseado em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

E a Equação (3.2) é modificada para (3.7):

$$I = I_{pv}N_p - I_0N_p \left[\exp\left(\frac{V + R_s\left(\frac{N_s}{N_p}\right)I}{V_t a N_s}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s\left(\frac{N_s}{N_p}\right)I}{R_p\left(\frac{N_s}{N_p}\right)} \quad (3.7)$$

3.2 BESS

Baterias são constituídas por uma ou mais células eletroquímicas conectadas em série ou paralelo que convertem reações eletroquímicas em energia elétrica (JONGERDEN; HAVERKORT, 2008). É de suma importância monitorar os parâmetros internos das baterias, com a finalidade de investigar a vida útil da bateria e seu desempenho.

As baterias de íon-lítio vêm sendo amplamente utilizadas em sistemas de geração distribuída por apresentarem alta densidade de energia, sendo caracterizadas por baixa tensão de operação e tensão de circuito aberto (V_{oc}) plana quando o estado de carga se encontra entre 20% a 80% (BARONTI *et al.*, 2013). O estado de carga, ou SoC, é a razão entre a carga armazenada na bateria dividida por seu valor máximo, informando o quão carregada a bateria se encontra. Dessa forma, esta variável indica que a bateria está totalmente carregada quando for igual a 0% e totalmente descarregada quando for 100%.

Por questões de segurança, as baterias são lacradas e seus componentes não podem ser acessados. Em razão disso, são feitas estimativas para determinar seus parâmetros. O SoC é um importante indicador para o sistema da bateria, e existem diferentes modelos para sua estimativa. Para este trabalho, o modelo utilizado para estimativa do SoC será o da tensão de circuito aberto, visto em Baronti *et al.* (2013), Baronti *et al.* (2014a) e Baronti *et al.* (2014b). Nestas referências, foram realizados testes para estimar a curva da tensão de circuito aberto em função do estado de carga. Como resultado desses testes, é possível observar que as curvas geradas para carga e descarga não são semelhantes, e possuem formato similar à curva de histerese magnética (ZHANG; CHOW, 2010). Para este trabalho, tomou-se como referência o ponto médio entre as duas curvas, omitindo o efeito da histerese, conforme Silva Júnior, Barros e Barros (2021). Neste modelo, a tensão de circuito aberto é função dinâmica do estado de carga, permitindo monitorar o estado da bateria com a finalidade de otimizar o uso desse sistema, sem prejudicar sua vida útil.

Através deste modelo é possível observar o comportamento não linear da tensão durante a carga e descarga do BESS. De acordo com Mégel, Mathieu e Andersson (2013), a relação estimada entre SoC e a potência da bateria é dada por (3.8):

$$SoC(k+1) = SoC(k) - \frac{\Delta k \begin{cases} \frac{1}{\eta_d} p(k) & \text{se } p(k) > 0, \\ \eta_c p(k) & \text{se não} \end{cases}}{E_b} \quad (3.8)$$

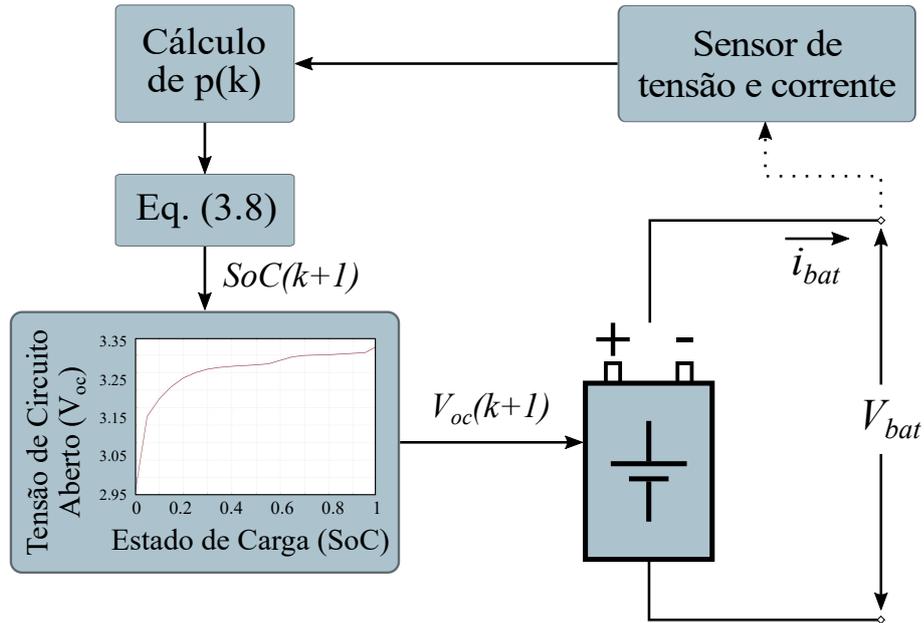
onde η_c e η_d são os rendimentos de carga e descarga, respectivamente, E_b é a capacidade de energia do BESS e Δk é o passo de tempo. Ao observar que a variação da potência entregue à bateria é maior que zero, assume-se que a bateria está injetando energia na rede, ou seja, descarregando. Na situação oposta, ou seja, quando a potência for menor que zero, a bateria estará carregando ao absorver potência excedente da microrrede.

O desenvolvimento e construção do modelo da bateria foi baseado em Silva Júnior, Barros e Barros (2021), em que a célula utilizada possui capacidade nominal de 20 Ah e tensões de corte de carga e descarga são 3.65 V e 2.85 V, respectivamente. O circuito equivalente da bateria segue ilustrado na Figura 7.

3.3 CONVERSORES CC-CC

Na unidade híbrida da microrrede trabalhada neste artigo, estão presentes dois tipos de conversores CC-CC: conversor boost e conversor bidirecional buck-boost. O papel do conversor boost é elevar a tensão de saída do terminal fotovoltaico, enquanto faz a interface de conexão com o barramento CC. Já o conversor bidirecional buck-boost permite o fluxo de potência bidirecional entre o BESS e a microrrede ao trabalhar no modo elevador ou abaixador, além de interconectar o BESS ao barramento CC comum. Esta seção aborda

Figura 7 – Modelo do BESS de íons de lítio.



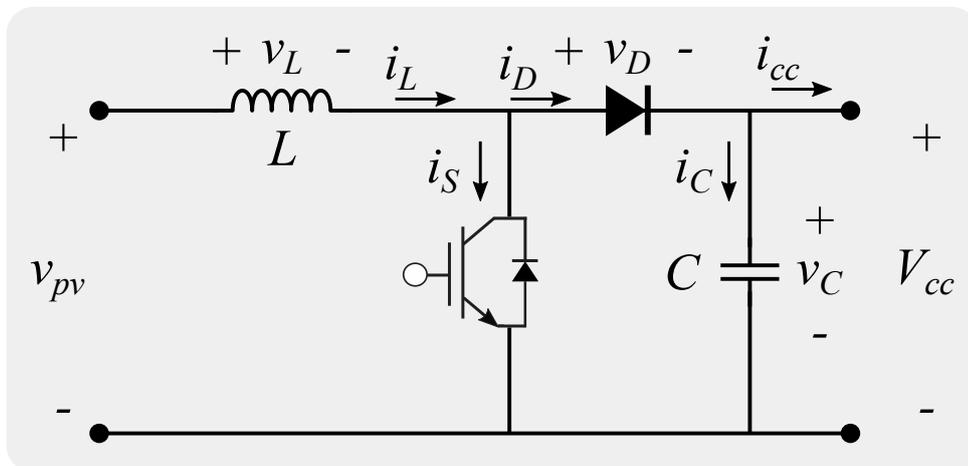
Fonte: Adaptado de Silva Júnior, Barros e Barros (2021).

a modelagem matemática e o dimensionamento dos elementos utilizados para construir os conversores CC-CC.

3.3.1 Conversor Boost

Em um regulador boost, a tensão de saída é maior que a tensão de entrada, ilustrado pelo circuito da Figura 8. Como pode ser visto, é composto por um indutor (L), um capacitor (C), um diodo e por uma chave representada por um IGBT (do inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor*). Ainda, o sinal de entrada é a tensão de saída dos terminais da PV e a saída é a tensão do barramento CC.

Figura 8 – Circuito característico de um conversor boost.



Fonte: Baseado em (KAZIMIERCZUK, 2015).

O princípio de funcionamento pode ser dividido em dois modos: modo de condução contínuo (MCC) e modo de condução descontínuo (MCD). O MCC considera uma corrente inicial do indutor não nula, pois L é considerado grande o suficiente para não permitir que a corrente do indutor (i_L) atinja valor zero antes de terminar o período de comutação T . Em contrapartida, a corrente inicial do indutor é zero no MCD pois i_L atinge zero antes de terminar o período de comutação. Em ambos os modos, o diodo e a chave IGBT nunca são ligados ao mesmo tempo (KAZIMIERCZUK, 2015).

Pelo fato do modelo do painel fotovoltaico ser construído com base em uma fonte de corrente controlada, considera-se que i_L não atinge zero dentro de um período T . Portanto, o MCC é utilizado para dimensionar os componentes do conversor boost. Para isso, é importante compreender as formas de onda da corrente e tensão no MCC.

Inicialmente, considera-se o período de operação T , onde o IGBT está ligado por uma parte do tempo igual a t_{on} e desligado por um tempo igual a t_{off} . Assim, o ciclo de trabalho do boost é dado por:

$$D_{boost} = \frac{t_{on}}{T} = \frac{1 - t_{off}}{T} \quad (3.9)$$

No momento em que o IGBT está ligado, o diodo está bloqueado, então sua tensão é igual a $v_D = -V_{cc}$, a tensão do indutor é $v_L = v_{pv}$ e a corrente do IGBT é igual a i_L . Consequentemente, i_L aumenta em uma inclinação igual a v_{pv}/L até atingir i_{Lmax} . Quando o IGBT está desligado, L opera como uma fonte de corrente permitindo a passagem de corrente pelo diodo. Neste caso, $v_D = 0$, a tensão no indutor é $v_L = v_{pv} - V_{cc}$ e i_L diminui em uma inclinação igual a $(v_{pv} - V_{cc})/L$ até atingir seu valor inicial. A Figura 9 ilustra as formas de onda do conversor boost em MCC.

Considerando i_L aumentando de seu valor inicial até i_{Lmax} durante t_{on} , e diminuindo de i_{Lmax} até seu valor inicial durante t_{off} , é possível concluir que:

$$v_{pv} = L \cdot \frac{\Delta i_L}{t_{on}} \quad (3.10)$$

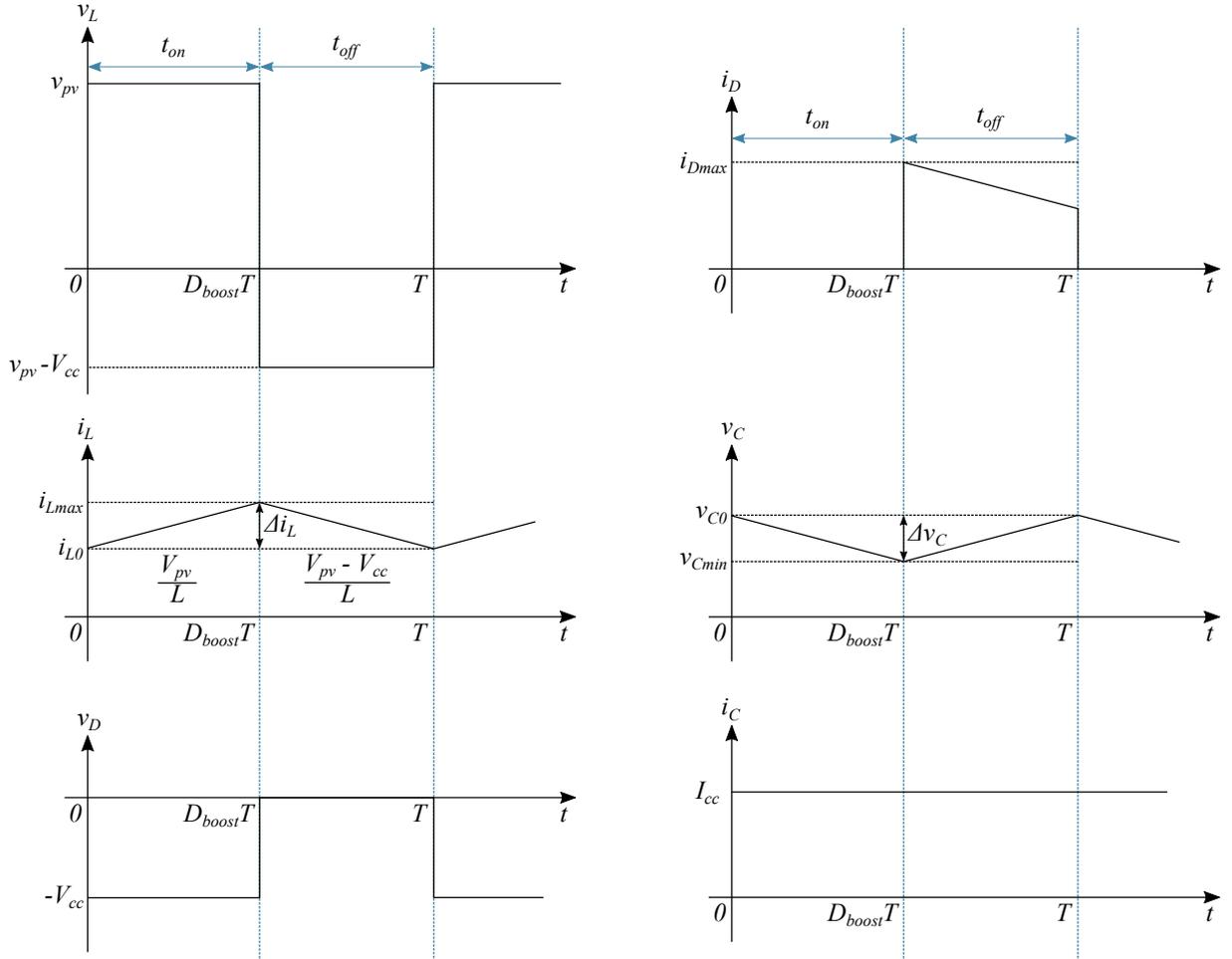
$$V_{cc} - v_{pv} = -L \cdot \frac{\Delta i_L}{t_{off}} \quad (3.11)$$

Ao isolar Δi_L em (3.10) e (3.11) e igualando-as:

$$\frac{v_{pv} \cdot t_{on}}{L} = \frac{(v_{pv} - V_{cc}) \cdot t_{off}}{L} \quad (3.12)$$

Substituindo (3.9) em (3.12):

Figura 9 – Formas de onda do conversor boost em MCC.



Fonte: Baseado em Rashid (2014).

$$D_{boost} = \frac{V_{cc} - v_{pv}}{V_{cc}} \quad (3.13)$$

Das Equações (3.10) e (3.11) é possível obter (3.14) e (3.15):

$$t_{on} = L \cdot \frac{\Delta i_L}{v_{pv}} \quad (3.14)$$

$$t_{off} = L \cdot \frac{\Delta i_L}{V_{cc} - v_{pv}} \quad (3.15)$$

Sabendo que $T = t_{on} + t_{off}$, e utilizando (3.13), (3.14) e (3.15), é possível obter a indutância L do conversor boost:

$$L = \frac{v_{pv} \cdot D_{boost} \cdot T}{\Delta i_L} \quad (3.16)$$

Por fim, considerando que o capacitor C está inicialmente carregado, a tensão do capacitor v_C diminui do seu valor inicial v_{C0} até v_{Cmin} durante t_{on} . Quando o IGBT está

ligado, a corrente do capacitor i_C é igual à corrente I_{cc} . A partir de seus valores médios, a capacitância C pode ser dada por (3.18):

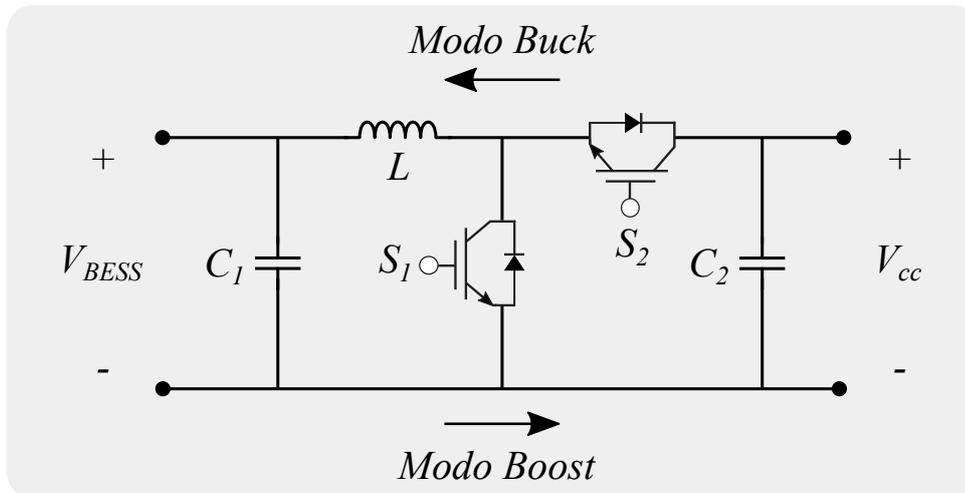
$$\Delta v_C = \frac{1}{C} \int_0^{D_{boost}T} I_c dt = \frac{1}{C} \int_0^{D_{boost}T} I_{cc} dt = \frac{I_{cc} \cdot D_{boost} \cdot T}{C} \quad (3.17)$$

$$C = \frac{I_{cc} \cdot D_{boost} \cdot T}{\Delta v_C} \quad (3.18)$$

3.3.2 Conversor Bidirecional Buck-Boost

Em um conversor bidirecional buck-boost, ilustrado pelo circuito da Figura 10, a tensão de saída pode ser maior ou menor que a tensão de entrada. É possível observar que o conversor é composto por dois conversores: o buck e o boost. Com isso, o conversor opera no modo boost quando o BESS precisa descarregar e no modo buck quando precisa carregar. No modo boost, S_1 é comutado enquanto S_2 permanece aberto, enquanto no modo buck S_1 permanece aberto e S_2 é comutado.

Figura 10 – Circuito característico de um conversor bidirecional buck-boost.

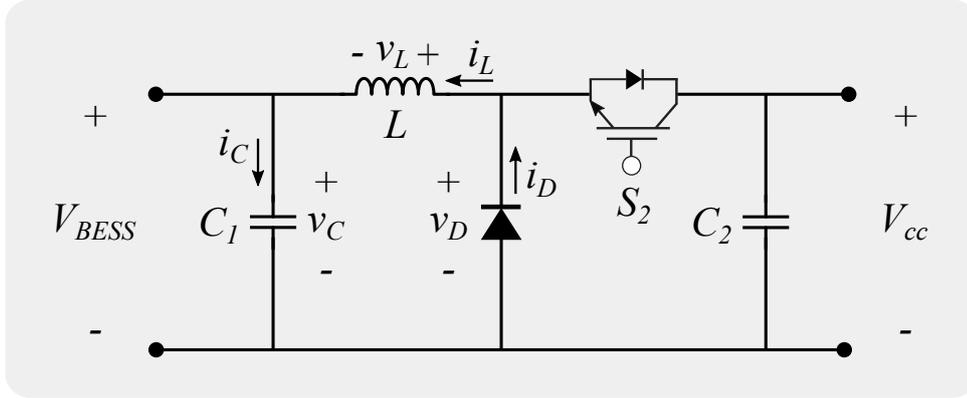


Fonte: Baseado em (KAZIMIERCZUK, 2015).

O modo de operação boost foi descrito na Seção 3.3.1, assim, a indutância L pode ser determinada através da Equação (3.16), substituindo a tensão v_{pv} por V_{BESS} , e a capacitância C_2 através da Equação (3.18). Dessa forma, esta seção irá detalhar o funcionamento do modo buck e como determinar seus parâmetros. O circuito equivalente do conversor buck segue detalhado na Figura 11.

Em um conversor buck, a tensão de saída é sempre menor que a tensão de entrada. Da mesma forma que o conversor boost funciona, o conversor buck pode ser analisado considerando MCC e MCD. Como mencionado anteriormente, o CCM é considerado um modo ideal neste trabalho. Para este modo, considera-se o período de operação T igual a

Figura 11 – Circuito característico de um conversor buck.



Fonte: Baseado em (KAZIMIERCZUK, 2015).

$t_{on} + t_{off}$, onde S_2 é ligado durante t_{on} e desligado durante t_{off} . Assim, o ciclo de trabalho do buck é dado por:

$$D_{buck} = \frac{t_{on}}{T} = \frac{T - t_{off}}{T} \quad (3.19)$$

Durante t_{on} , o diodo está bloqueado uma vez que sua tensão é $v_D = -V_{cc}$. Quando $v_L = V_{cc} - V_{BEES}$, i_L aumenta a uma taxa igual a $(V_{cc} - V_{BEES})/L$ até atingir i_{Lmax} . Quando S_2 é desligado, i_L não é zero, dessa forma, o fluxo da corrente permanece o mesmo visto que L opera como fonte de corrente. Neste caso, $v_D = 0$ e $v_L = -V_{BEES}$. Logo após, i_L diminui a uma taxa igual a $-V_{BEES}/L$ (KAZIMIERCZUK, 2015). A Figura 12 ilustra as formas de onda do conversor buck em MCC.

Considerando i_L aumentando de seu valor inicial i_{L0} até i_{Lmax} durante t_{on} , e diminuindo de i_{Lmax} até seu valor inicial durante t_{off} , é possível concluir que:

$$V_{cc} - V_{BEES} = L \cdot \frac{\Delta i_L}{t_{on}} \quad (3.20)$$

$$-V_{BEES} = -L \cdot \frac{\Delta i_L}{t_{off}} \quad (3.21)$$

Ao isolar Δi_L em (3.20) e (3.21) e igualá-las:

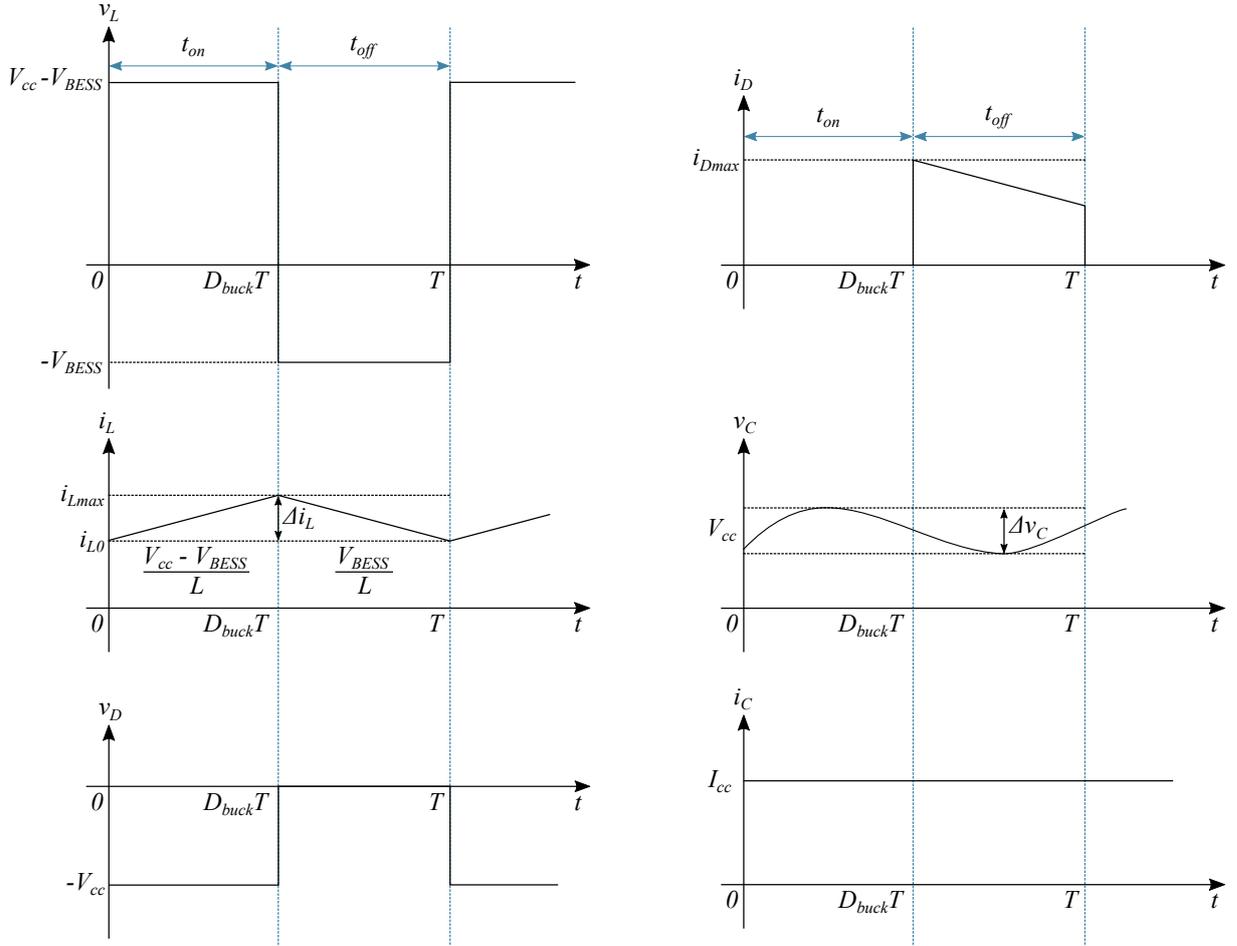
$$\frac{t_{on} \cdot (V_{cc} - V_{BEES})}{L} = \frac{t_{off} \cdot V_{BEES}}{L} \quad (3.22)$$

Substituindo (3.19) em (3.22):

$$D_{buck} = \frac{V_{BEES}}{V_{cc}} \quad (3.23)$$

Das Equações (3.20) e (3.21) é possível obter (3.24) e (3.25):

Figura 12 – Formas de onda do conversor buck.



Fonte: Baseado em Rashid (2014).

$$t_{on} = L \cdot \frac{\Delta i_L}{V_{cc} - V_{BEES}} \quad (3.24)$$

$$t_{off} = L \cdot \frac{\Delta i_L}{V_{BEES}} \quad (3.25)$$

Sabendo que $T = t_{on} + t_{off}$, e utilizando (3.23), (3.24) e (3.25), é possível obter a indutância L do conversor buck:

$$L = \frac{V_{cc} \cdot D \cdot (1 - D) \cdot T}{\Delta i_L} \quad (3.26)$$

Utilizando a primeira lei de Kirchhoff, é possível notar que $i_L = i_C + i_{cc}$. Desconsiderando a variação de i_{cc} , a corrente que flui no circuito durante $T/2$ é expressa por:

$$I_{C1} = \frac{\Delta i_L}{4} \quad (3.27)$$

A variação de tensão em C_1 durante $T/2$ é:

$$\Delta v_C = \frac{1}{C_1} \int i_c dt = \frac{1}{C_1} \int_0^{T/2} I_{C1} dt = \frac{1}{C_1} \int_0^{T/2} \frac{\Delta i_L}{4} dt = \frac{\Delta i_L \cdot T}{8 \cdot C_1} \quad (3.28)$$

Isolando Δi_L na Equação (3.26) e substituindo na Equação (3.28), a capacitância C_1 é determinada:

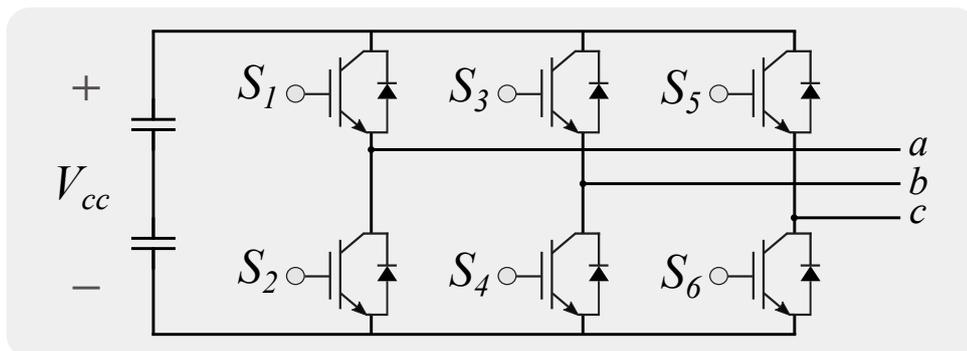
$$\Delta v_C = \frac{V_{cc} \cdot D \cdot (1 - D) \cdot T^2}{8 \cdot L \cdot C_1} \rightarrow C_1 = \frac{V_{cc} \cdot D \cdot (1 - D) \cdot T^2}{8 \cdot L \cdot \Delta v_C} \quad (3.29)$$

3.4 VSI

De acordo com Batschauer (2014), os inversores são conversores estáticos que convertem uma fonte de energia contínua em uma fonte de energia alternada simétrica, de valor médio nulo e com amplitude e frequência controláveis.

O inversor de tensão trifásico adotado para este trabalho, ilustrado na Figura 13, possui três braços inversores em meia ponte, que devem operar de forma complementar, onde cada braço representa uma fase do sistema. Este inversor possui uma fonte de tensão sendo aplicada em seus terminais, e sua referência se localiza no pólo negativo da fonte (BARBI, 2007).

Figura 13 – VSI trifásico.



Fonte: Autoria própria.

A topologia adotada é constituída por chaves IGBTs, que são divididos em grupos positivos e negativos. As chaves S_1 , S_3 e S_5 formam o grupo positivo, enquanto S_2 , S_4 e S_6 compõem o grupo negativo. A conexão de um positivo com um negativo forma um "braço" do inversor, que fornece uma corrente de fase de saída, sendo possível obter as tensões de fase e linha de saída (AHMED, 1999). Além disso, as chaves de um mesmo braço devem ser complementares, ou seja, não devem conduzir ao mesmo tempo.

Essas chaves podem operar em dois modos de condução principais para comutação: condução em 120° ou 180° . No primeiro, cada chave conduz por 120° , então apenas duas

chaves conduzem em um período de chaveamento, uma do grupo positivo e outra do grupo negativo. No segundo, três chaves conduzem em um período de chaveamento, pois cada uma possui um período de condução de 180° , sendo necessário evitar que três chaves do mesmo grupo conduzam simultaneamente (AHMED, 1999). Por ser mais utilizada, esse trabalho opta por utilizar a condução em 180° .

Um ciclo de comutação completo é dividido em seis intervalos de 60° . Como cada chave conduz por 180° , é possível criar um padrão de chaveamento cíclico e obter a forma de onda da tensão de saída, dependendo da distribuição de carga. Este padrão cíclico de comutação aleatória segue apresentado na Tabela 2.

Intervalo	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6
0 - 60°	1	0	0	0	1	1
60° - 120°	1	1	0	0	0	1
120° - 180°	1	1	1	0	0	0
180° - 240°	0	1	1	1	0	0
240° - 300°	0	0	1	1	1	0
300° - 360°	0	0	0	1	1	1

Tabela 2 – Estados das chaves IGBTs em cada intervalo.

Uma vez que cargas são conectadas ao inversor em comutação, as formas de onda das tensões de saída para um período completo são apresentadas na Figura 14.

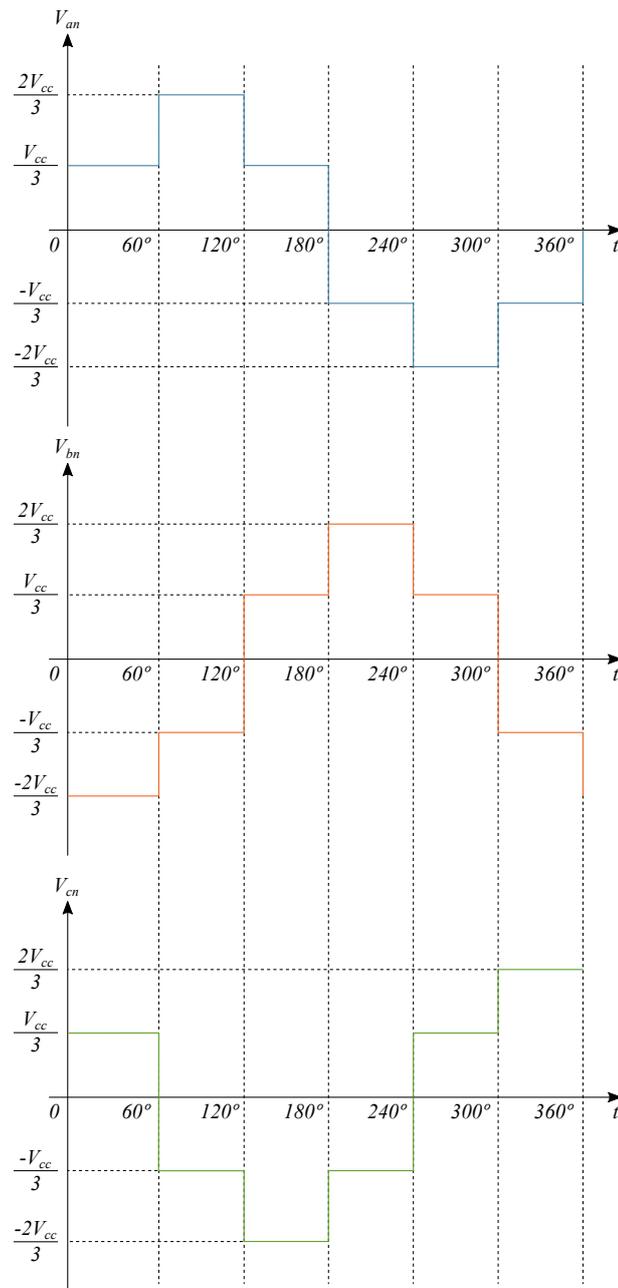
3.4.1 PWM

A modulação empregada neste trabalho é a do tipo seno-triângulo, obtida através da comparação de sinais modulantes, definidos como tensões de referência, com uma portadora triangular. Em um sistema trifásico, as tensões de referência são defasadas em 120° entre elas de forma a permitir tensões balanceadas nos terminais de saída do inversor.

Cada modulante é comparada individualmente com a forma de onda triangular e os sinais de tensão resultantes destas ações são aplicados nas chaves do inversor trifásico, que determinam se a chave irá conduzir naquele instante ou não (BARBI, 2007). A frequência da portadora determina a frequência de saída do inversor, e as amplitudes das tensões de saída do controle do VSI determinam o índice de modulação, que, por sua vez, controla a tensão eficaz de saída. A Figura 15 ilustra a modulação por largura de pulsos senoidal.

Nesta estratégia, o número de pulsos por semiciclo depende da frequência da portadora e a tensão eficaz de saída pode ser alterada ao variar o índice de modulação.

Figura 14 – Formas de onda das tensões de saída por fase para o modo de condução a 180°.



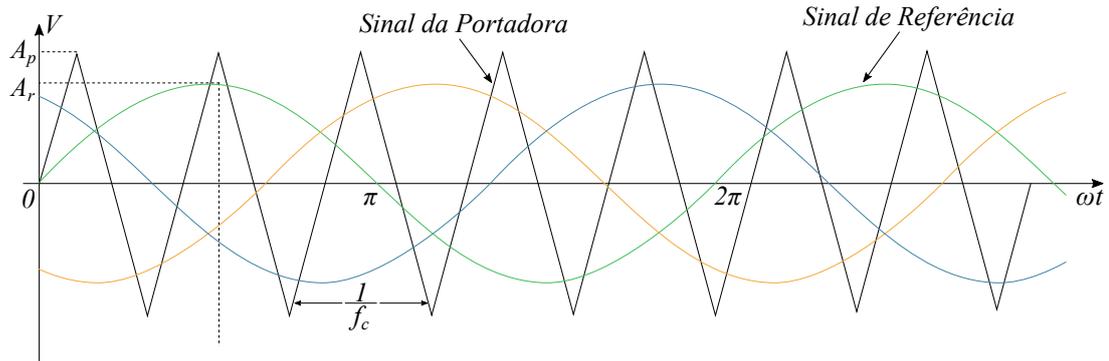
Fonte: Autoria própria.

3.5 FILTRO LCL

Uma consequência da estratégia de PWM para conversores é a geração de harmônicos de tensão. Em razão disso, se faz necessária a utilização de filtros passivos para que minimizem correntes harmônicas para a rede elétrica (PEREIRA, 2017).

Dentre as topologias de filtros que existem, os mais tradicionais são os filtros indutivos (L), capacitivos (C) e indutivos-capacitivos-indutivos (LCL). Os filtros L são de primeira ordem, possuindo a atenuação na região de altas frequências de apenas 20 dB/década. Assim, são utilizados para aplicações de baixa potência, pois resultam em

Figura 15 – Modulação por largura de pulsos senoidal.

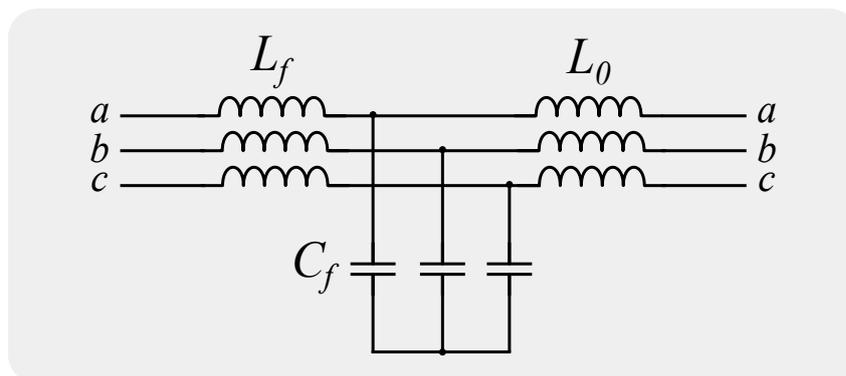


Fonte: Autoria própria.

um indutor muito volumoso. Já os filtros LC são de segunda ordem e tem portanto uma atenuação de 40 dB/década, resultando em um indutor menos volumoso. Entretanto, o capacitor quando posto em paralelo com a rede acaba gerando transitórios significativos de conexão, além de uma frequência de ressonância que tende a instabilizar o controle de corrente quando conectado à rede (PEREIRA, 2017).

Neste trabalho foi utilizado o filtro LCL por possuir indutores menos volumosos e, além disso, a segunda indutância do filtro reduz os transitórios de conexão. Entretanto, de acordo com Pereira (2017), o filtro LCL apresenta também uma frequência de ressonância. Essa deve ser cuidadosamente analisada, visto que tende a instabilizar o controle de corrente do conversor conectado à rede. A Figura 16 ilustra a estrutura do filtro LCL com amortecimento passivo.

Figura 16 – Estrutura do filtro LCL com amortecimento passivo.



Fonte: Autoria própria.

A redução dos harmônicos tem como objetivo estar em conformidade com os procedimentos do guia IEEE (2014), que atualmente é o documento de referência para estudo e análise da qualidade de energia em sistemas de potência (MATOS *et al.*, 2010).

3.6 MODELO DE CARGA

Diversos estudos encontrados na literatura reportam benefícios de se modelar cargas com mais precisão nas simulações da operação e do planejamento do sistema (VISCONTI, 2010). As redes elétricas estão evoluindo para interconexões cada vez mais complexas, apresentando novos desafios para otimização do uso de recursos.

Neste trabalho, utilizou-se o modelo estático baseado em impedância constante para modelagem das cargas, em que as potências ativa e reativa são expressas em qualquer instante de tempo em função da magnitude de tensão do barramento de carga e da frequência do sistema. Este modelo é expresso como mostram (3.30) e (3.31):

$$P(k) = P_0 \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 \quad (3.30)$$

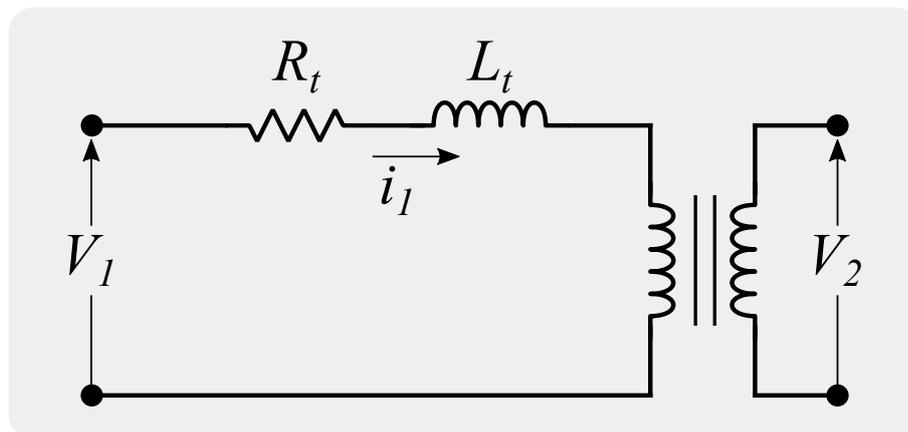
$$Q(k) = Q_0 \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 \quad (3.31)$$

onde $P(k)$ [W], $Q(k)$ [W] e $V(k)$ [V] são, respectivamente, a potência ativa, a potência reativa e a tensão dadas em função da variável discreta de tempo k e P_0 , Q_0 e V_0 são, respectivamente, os valores da potência ativa, reativa e tensão em regime permanente.

3.7 TRANSFORMADOR

O funcionamento de um transformador é pautado nas leis da indução eletromagnética, e implicam que a transformação da tensão elétrica aconteça quando esta é aplicada ao enrolamento primário do transformador, fornecendo um fluxo magnético variável que induzirá no enrolamento secundário uma tensão elétrica. No caso de transformadores elevadores, como o que é utilizado neste trabalho, a tensão de saída no enrolando secundário é elevada em relação à tensão de entrada no primário.

Figura 17 – Representação do transformador.



Fonte: Autoria própria.

Como o nível de tensão nos terminais dos geradores deste trabalho é em baixa tensão, há a necessidade de se utilizar transformadores elevadores para elevar o nível da tensão ao da rede principal. O modelo do transformador utilizado é visto na Figura 17.

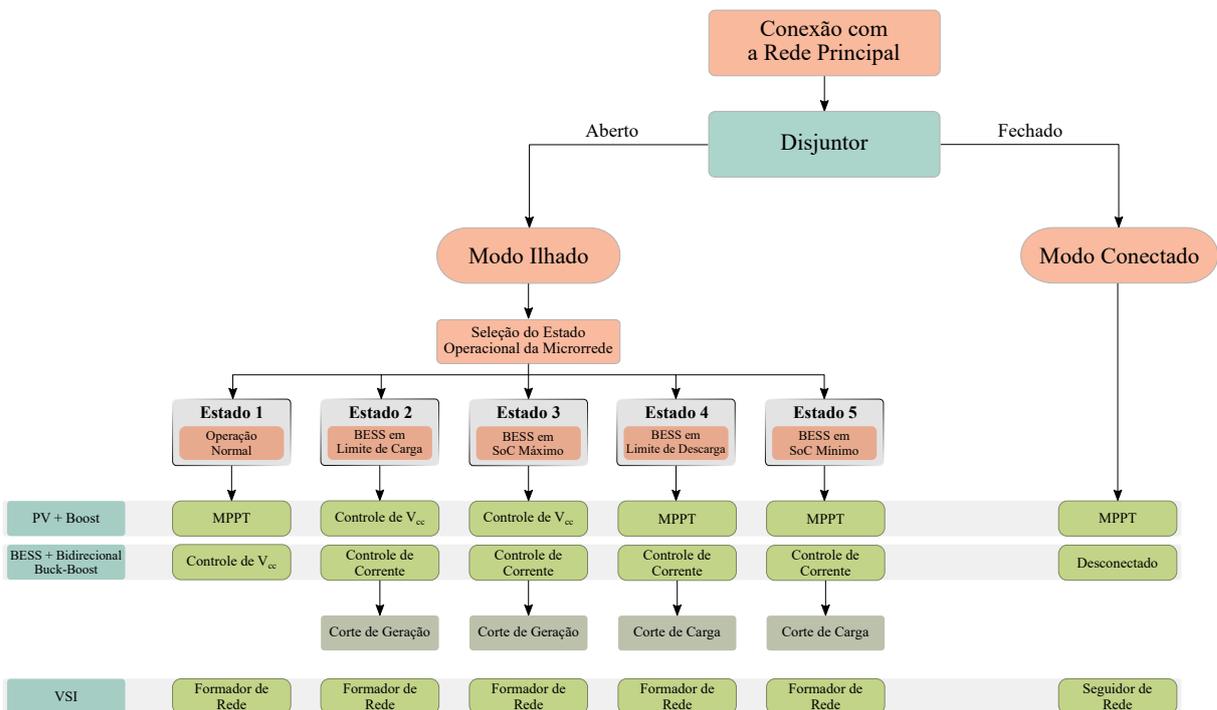
Neste modelo, como é desprezada a reatância de magnetização e a relação de transformação, encontra-se ajustado para o valor nominal, permitindo que o modelo do transformador seja representado apenas pela sua impedância série (SILVA JÚNIOR, 2021).

4 Sistemas de Controle

Com o propósito de realizar a operação e regulação da microrrede da forma correta, com segurança e confiabilidade, é necessário que sejam utilizados sistemas de proteção e malhas de controle adequados. O sistema de controle visa manter a magnitude de tensão e frequência dentro de limites pré-estabelecidos, evitando danificar os equipamentos e geradores conectados à microrrede (KROETZ, 2018).

Neste capítulo são abordados os sistemas de controle utilizados na microrrede para o gerenciamento de energia e o correto balanceamento entre geração e demanda de carga. Durante o modo de operação conectada à rede, o controle do VSI é seguidor de rede, enquanto que durante o modo de operação ilhado, seu controle é formador de rede. Além disso, são detalhadas as estratégias de controle aplicadas aos conversores boost e bidirecional buck-boost. A Figura 18 apresenta o fluxograma geral que resume os estados de operação da microrrede.

Figura 18 – Controle geral da microrrede.



Fonte: Autoria própria.

Conforme visto, a condição do disjuntor determina se a microrrede se encontra conectada à rede ou ilhada. Enquanto conectada, a geração PV trabalha em MPPT, o BESS está ocioso, visto que a rede principal compensa todas as necessidades da microrrede, e o VSI opera como seguidor de rede. Ao trabalhar no modo ilhado, os estados de operação da unidade híbrida podem ser divididos em cinco cenários: operação normal, BESS em

limite de carga, BESS em SoC máximo, BESS em limite de descarga e BESS em SoC mínimo. No momento em que a microrrede não está em operação normal, ocorrem restrições nos conversores que podem promover a redução da geração PV ou o corte de carga. A estratégia possui as seguintes características:

- Quando a demanda total de carga da microrrede é menor que a geração PV, a bateria absorve o excedente de geração;
- Quando a demanda total de carga da microrrede é maior que a geração PV, a bateria injeta o déficit de geração necessário;
- Quando a demanda total de carga da microrrede é menor que a geração PV e a bateria está em limite de carga ou em SoC máximo, a PV reduz sua geração;
- Quando a demanda total de carga da microrrede é maior que a geração PV e a bateria está em limite de descarga ou em SoC mínimo, é realizado o corte de carga.

4.1 CONTROLE DO VSI

Nesta seção são abordados os controles aplicados ao VSI em ambos os modos de operação da microrrede.

4.1.1 Modo Conectado à Rede

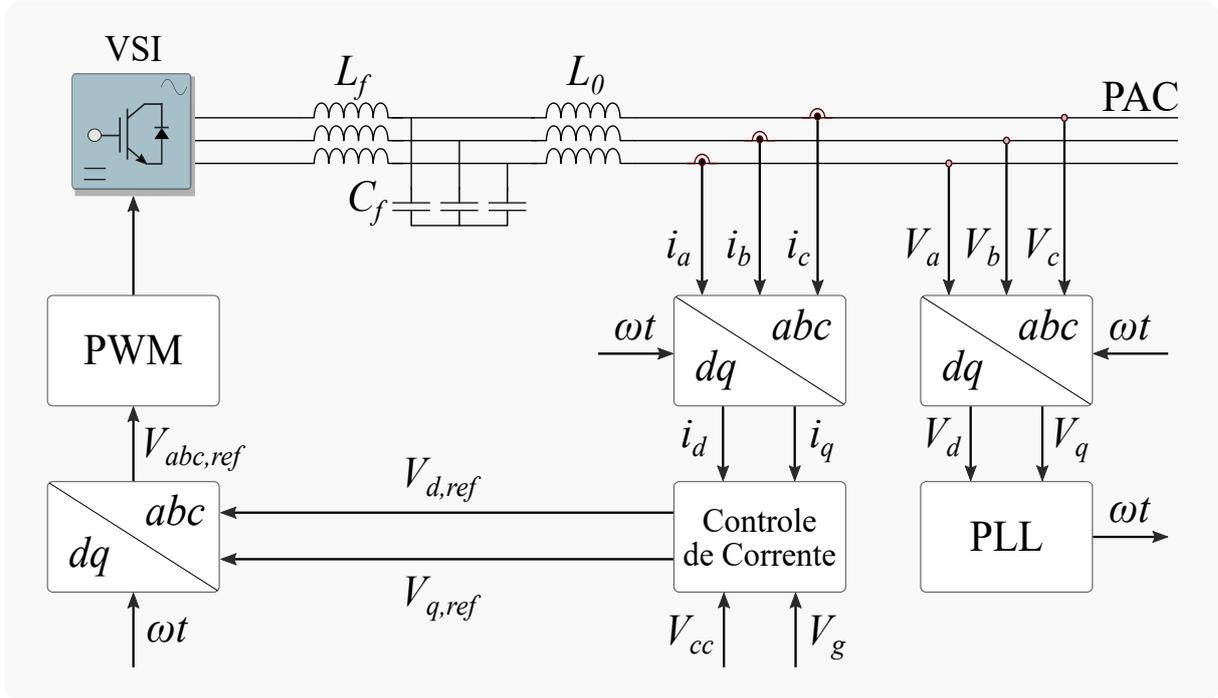
No modo de operação conectado à rede, o controle do VSI opera como seguidor de rede, onde tal estratégia segue ilustrada na Figura 19. Nesta seção será visto o desenvolvimento dessa estratégia para o VSI, valendo-se do PLL, responsável por manter o sincronismo entre o inversor e a rede.

4.1.1.1 Phase Locked Loop

O *Phase Locked Loop* é um método comum para obter informações de fase de uma rede elétrica, que com o rápido desenvolvimento tecnológico relacionado à energia renovável, começou a ser amplamente aplicado em sistemas elétricos (DU *et al.*, 2019). Este método se torna importante para que possa haver o sincronismo entre o inversor e a rede principal, de forma que seja possível realizar a estimação do ângulo de fase da tensão dessa rede (SILVA JÚNIOR, 2021).

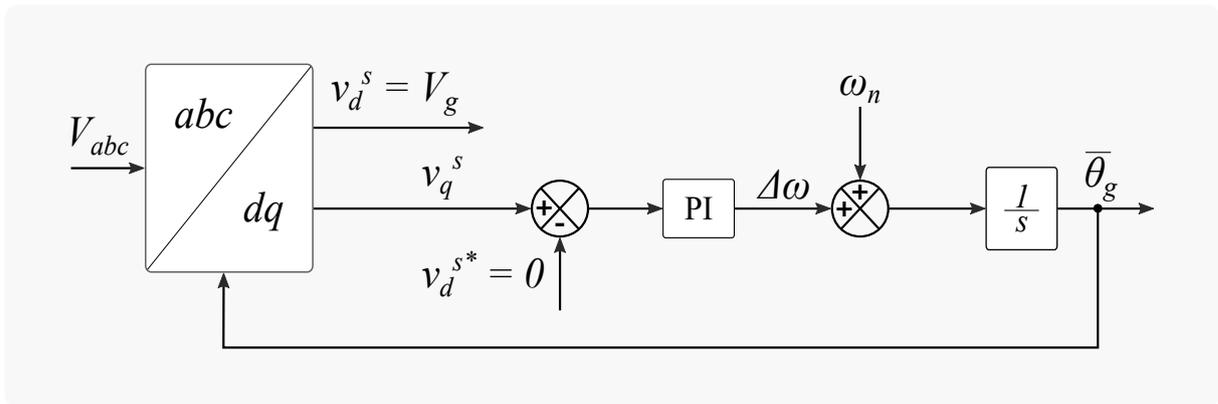
O PLL do tipo SRF-PLL (do inglês *Synchronously Rotating Reference Frame*), ilustrado na Figura 20, é adotado neste trabalho para estimar a frequência da microrrede no modo de operação conectada à rede.

Figura 19 – Controle atuante no modo conectado à rede.



Fonte: Autoria própria.

Figura 20 – Diagrama de blocos do PLL.



Fonte: Adaptado de Silva Júnior (2021).

Conforme Silva Júnior (2021), este método utiliza o vetor das tensões trifásicas de fase da rede $V_{abc} = [v_a v_b v_c]^T$ e as converte em componentes dq na referência síncrona $[v_d v_q]^T$, em que:

$$V_{abc} = \begin{bmatrix} V \cos(\theta_g) \\ V \cos(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) \\ V \cos(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

E, aplicando a transformada de Park:

$$\begin{bmatrix} v_d^s \\ v_q^s \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_g) & \cos(\theta_g - 120^\circ) & \cos(\theta_g + 120^\circ) \\ -\sin(\theta_g) & -\sin(\theta_g - 120^\circ) & -\sin(\theta_g + 120^\circ) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

$$\begin{bmatrix} v_d^s \\ v_q^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \cos(\theta_g - \bar{\theta}_g) \\ V \sin(\theta_g - \bar{\theta}_g) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

A partir de (4.3), observa-se que a forma de zerar a componente em quadratura da tensão é colocá-la em fase com o vetor tensão da rede, em que $\theta_g = \bar{\theta}_g$. Dessa forma, o controlador PI deste PLL tem o objetivo de garantir que $v_q^s = 0$.

4.1.1.2 Controle das Potências Ativa e Reativa

A conexão entre o VSI e a rede consiste em um filtro de linha trifásico, conforme visto na Figura 2. A Equação 4.4 descreve o filtro de linha, onde R_f e L_f são matrizes diagonais que representam a resistência e indutância do filtro, i_f são termos das correntes que percorrem o filtro, v_f são termos das tensões impostas pelo VSI e v_g são as tensões do PAC.

$$\begin{bmatrix} v_{fa} \\ v_{fb} \\ v_{fc} \end{bmatrix} = [R_f] \cdot \begin{bmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{bmatrix} + [L_f] \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Aplicando a Transformada de Park para obter as componentes em dq no referencial síncrono da tensão, onde $\theta = \theta_g$, sendo θ o ângulo da tensão no PAC obtido através do PLL, tem-se as tensões dadas por (4.5) e (4.6):

$$v_{fd} = R_f i_{fd} + L_f \frac{d}{dt} i_{fd} - \omega_g L_f i_{fq} + V_g \quad (4.5)$$

$$v_{fq} = R_f i_{fq} + L_f \frac{d}{dt} i_{fq} + \omega_g L_f i_{fd} \quad (4.6)$$

em que ω_g é a frequência da rede, dada por $2\pi f_g$ [rad/s]. A escolha desse referencial resulta em correntes dq contínuas, tornando possível o uso de controlares PI para um desempenho satisfatório do controle. Neste referencial, $v_{gd} = V_g$ e $v_{gq} = 0$ e, portanto, a potência ativa depende apenas da corrente de eixo direto i_{fd} , enquanto que a potência reativa depende apenas da corrente de eixo de quadratura i_{fq} (BARROS; BARROS, 2017b). Dessa forma, são dadas por:

$$P_g = v_{gd} \cdot i_{fd} \quad (4.7)$$

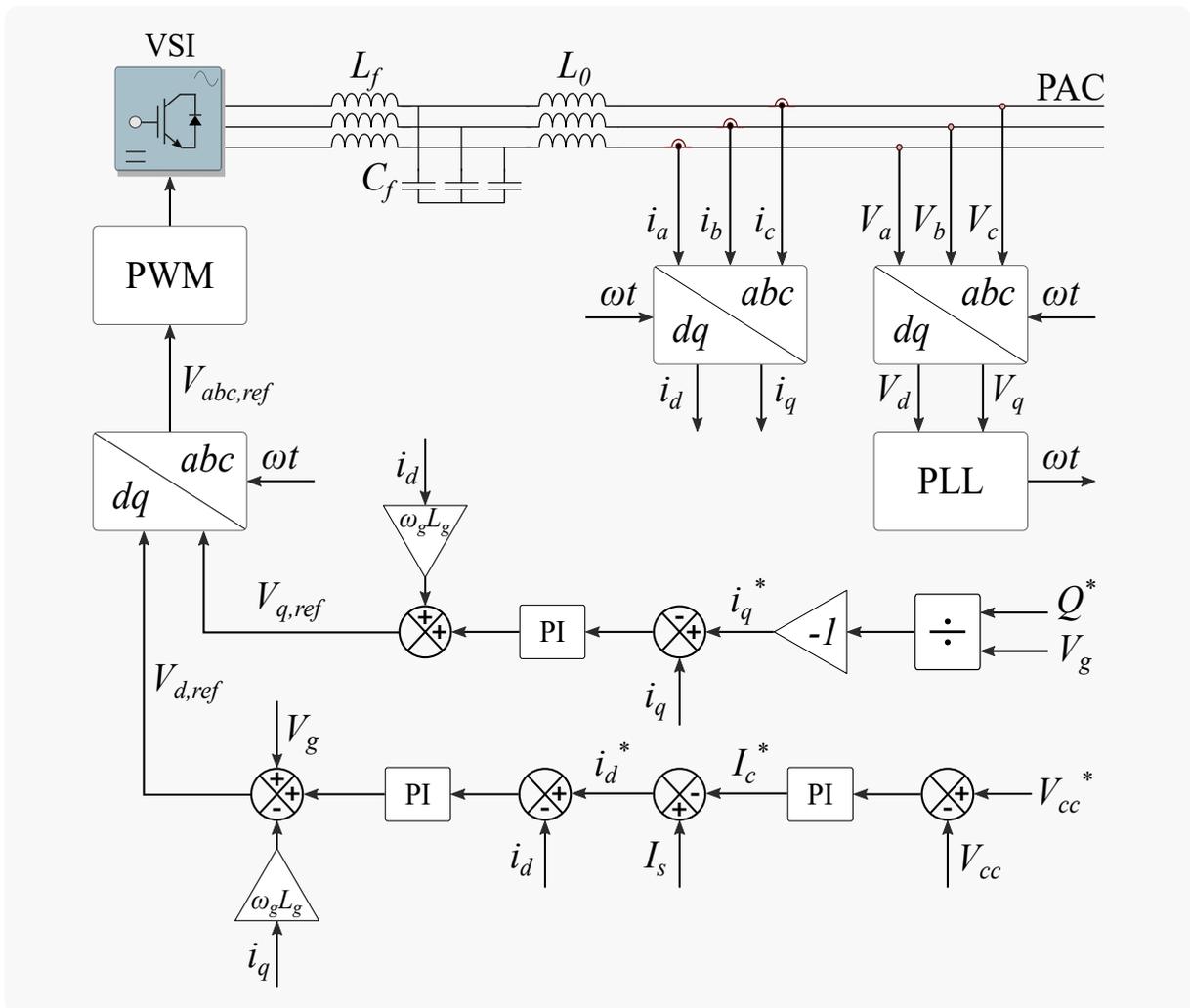
$$Q_g = -v_{gd} \cdot i_{fq} \quad (4.8)$$

Em regime permanente, o VSI é responsável por entregar à rede toda a potência gerada. Para garantir isso, a tensão capacitiva do barramento CC deve ser controlada para não se alterar, permanecendo em seu valor de referência, conforme (4.9):

$$I_c = \frac{P_s - P_f}{V_{cc}} = C \frac{dV_{cc}}{dt} \quad (4.9)$$

onde I_c é a corrente que percorre os capacitores do barramento CC, P_s é a potência da geração e P_f é a potência entregue à rede. Dessa forma, a potência entregue à rede, P_f , deve ser igual a P_s . Assim, a referência de i_{fd} deve ser igual a $I_s - I_c^*$, em que I_s é a corrente vinda da geração, dada por P_s/V_{cc} . Por fim, a estratégia de controle pode ser visualizada na Figura 21.

Figura 21 – Estrutura do controle seguidor de rede do VSI.

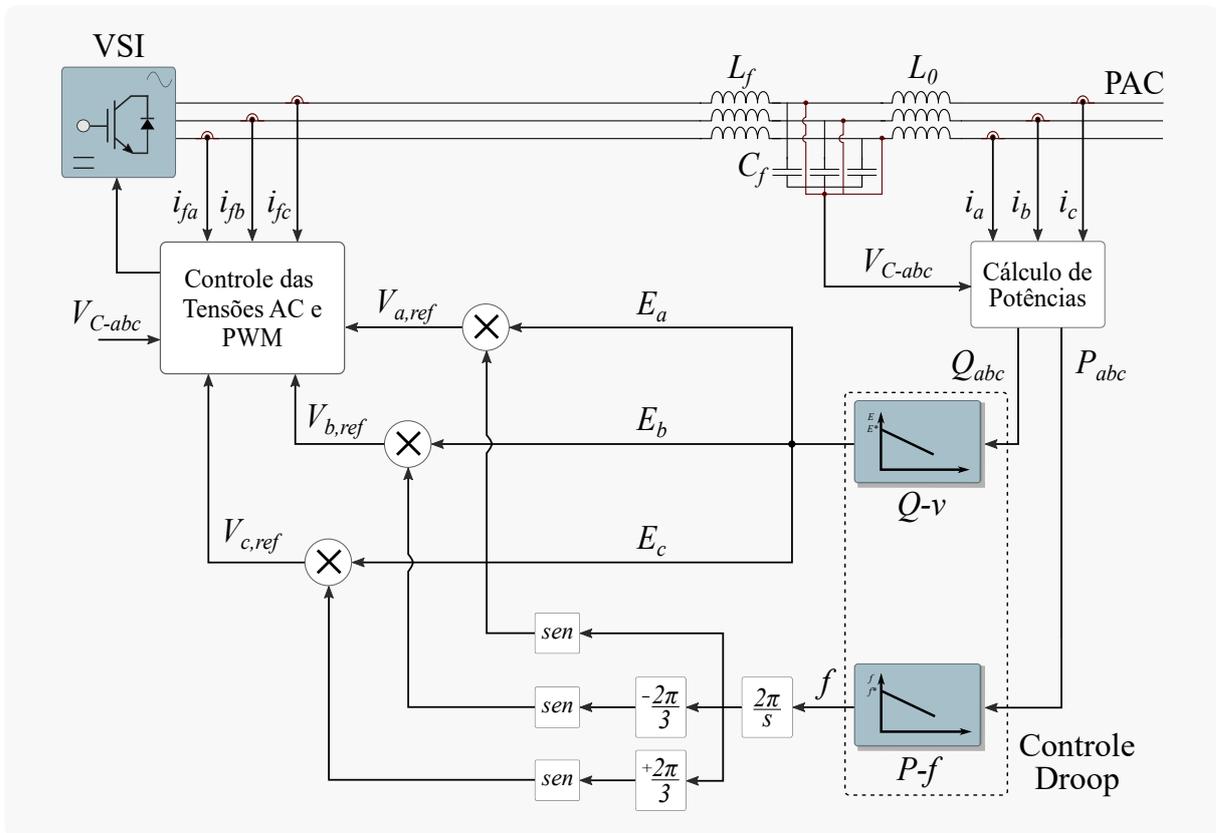


Fonte: Baseado em Barros e Barros (2017a).

4.1.2 Modo Ilhado

Em momentos em que ocorrem distúrbios na rede, a microrrede poderá continuar a operar de forma isolada ao ser desconectada da rede primária. Entretanto, microrredes que não operam com geradores síncronos não possuem uma referência de frequência e tensão para operar de forma adequada. Em razão disso, o controle do VSI deve operar como formador de rede, de acordo com a Figura 22, com o objetivo de fornecer as referências de frequência e tensão para o correto funcionamento da microrrede ilhada.

Figura 22 – Estrutura do controle formador de rede do VSI.



Fonte: Baseado em Karimi, Oraee e Guerrero (2017).

Nesta seção será visto o desenvolvimento dessa estratégia, detalhando o controle droop e o controle proporcional ressonante.

4.1.2.1 Cálculo de Potências

Inicialmente, são realizados os cálculos para determinar as potências ativa e reativa no PAC, de acordo com a teoria da potência instantânea vista em Akagi, Kanazawa e Nabae (1984). A potência instantânea convencional no circuito trifásico pode ser definida como segue:

$$P = V_a \cdot i_a + V_b \cdot i_b + V_c \cdot i_c \quad (4.10)$$

E a potência reativa:

$$Q = -\frac{1}{\sqrt{3}}(V_{bc} \cdot i_a + V_{ca} \cdot i_b + V_{ab} \cdot i_c) \quad (4.11)$$

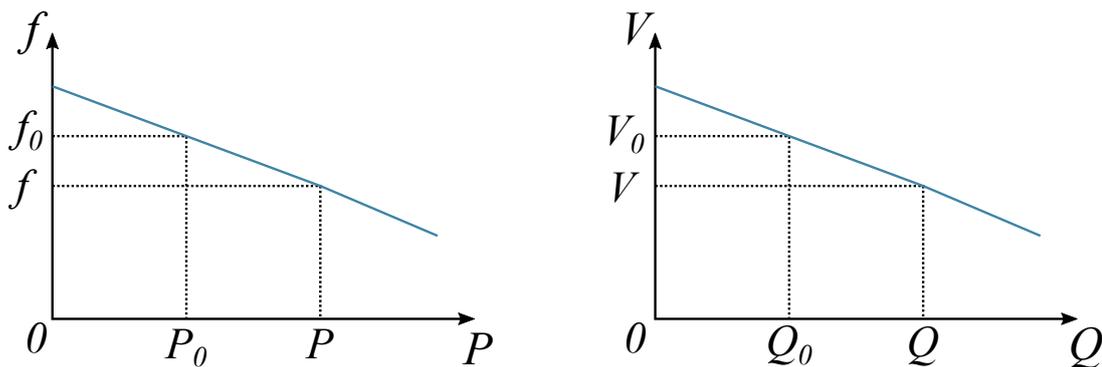
onde V_a , V_b e V_c são as tensões de fase no PAC, enquanto que V_{bc} , V_{ca} e V_{ab} são as tensões de linha.

4.1.2.2 Controle Droop

Na literatura, controladores de droop baseados no controle convencional da rede são frequentemente usados. A microrrede adota a estratégia do controle droop em seu modo ilhado, que permite que sua saída possa ser ajustada automaticamente de acordo com a potência característica dada (ZHANG; GAO; LU, 2018). Com este mecanismo, a geração PV é capaz de responder à dinâmica do sistema, como mudanças de carga, assim como também possibilita o bom desempenho do BESS, definindo seus momentos de atuação e a transição entre seus modos de carga e descarga.

Os controles droop $P - f$ e $Q - V$ são implementados na microrrede de forma a permitir que as potências ativa e reativa geradas sejam determinadas pelos valores de frequência e tensão, assumindo que há potência suficiente a ser gerada. Uma vez que a impedância de saída da microrrede é predominantemente indutiva, esta técnica relaciona a potência ativa com o ângulo de fase usado para obter a frequência da rede, como também a potência reativa com a tensão. Dessa forma, as curvas do controle droop tradicional são ilustradas na Figura 23.

Figura 23 – Curvas $P - f$ e $Q - V$ do controle droop tradicional.



Fonte: Autoria própria.

E suas equações são escritas conforme (4.14) e (4.15):

$$f = f_0 + m \cdot (P_0 - P) \quad (4.12)$$

$$V = V_0 + n \cdot (Q_0 - Q) \quad (4.13)$$

onde f [Hz] é a frequência do sistema, f_0 [Hz] é a frequência nominal, m é o coeficiente de droop $P - f$, P [W] é a potência ativa medida, P_0 [W] é a potência nominal, V [V] é a amplitude da tensão, V_0 [V] é a tensão nominal da rede, n é o coeficiente de droop $Q - v$, Q [var] é a potência reativa medida e Q_0 [var] é a potência reativa nominal.

E os ganhos do droop são calculados com base nas mudanças da frequência e tensão especificadas e na potência nominal de cada unidade, de forma que:

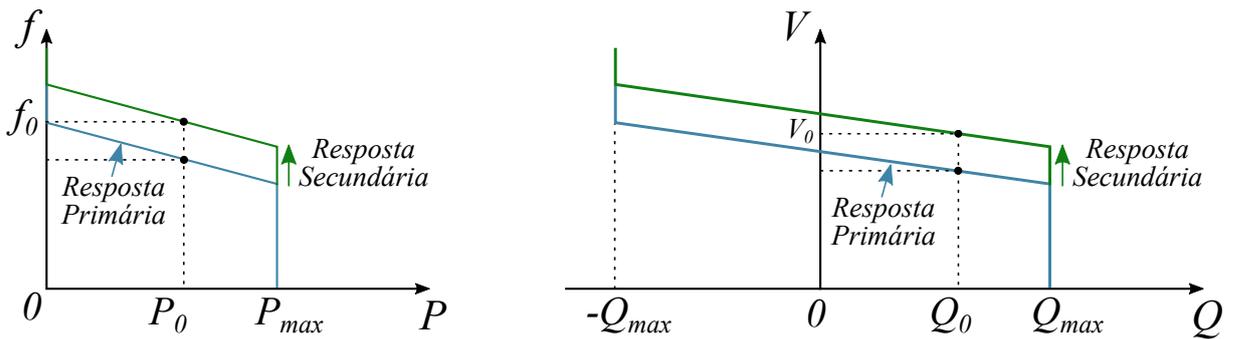
$$m = \frac{\Delta f_{max}}{P_{saida-max}} \quad (4.14)$$

$$n = \frac{\Delta V_{max}}{Q_{saida-max}} \quad (4.15)$$

Entretanto, controle droop primário não é responsável por restaurar variações na tensão ou frequência em situações de mudanças de carga. Tais variações afetam o desempenho de cargas sensíveis, portanto, precisam ser restauradas ao seu valor nominal (NUTKANI *et al.*, 2015). A restauração da frequência e tensão de volta ao seus valores nominais é alcançada através do controle droop secundário, que irá desempenhar esse papel de forma autônoma, sem prejudicar o gerenciamento de energia na microrrede e a qualidade da potência entregue.

O objetivo do controle droop secundário é, portanto, garantir que as variações de frequência e tensão sejam reguladas para zero após cada mudança de carga ou geração dentro da microrrede (GUERRERO *et al.*, 2013), de acordo com a Figura 24.

Figura 24 – Curvas $P - f$ e $Q - V$ conforme atuação do controle droop secundário.



Fonte: Adaptado de Guerrero *et al.* (2013).

Os níveis de frequência e amplitude na microrrede gerados pelo droop primário passam por um filtro passa-baixa para filtrar os transientes e são comparados com seus valores nominais. Essa diferença é então somada aos valores de frequência e tensão gerados pelo controle droop primário, fazendo com que as variações de frequência e tensão sejam reguladas para zero. As Equações (4.16) e (4.17) resumem esse processo:

O controlador PR utilizado neste trabalho considera não apenas a compensação de frequência única, mas utiliza controladores ressonantes conectados em cascata sintonizados nos 5º, 7º e 11º harmônicos (VASQUEZ *et al.*, 2013). Dessa forma, (4.18) é adicionado a (4.19) para completar o loop do controle:

$$G_h(s) = \sum_{h=5,7,11}^n \frac{k_{Hh}s}{s^2 + 2(\omega_c h)s + \omega_0^2} \quad (4.19)$$

A estratégia de controle completa é composta por malhas de corrente e tensão, conforme ilustrado na Figura 25. Baseia-se no referencial estacionário obtido através da transformação de Clarke, que converte tensões e correntes do referencial abc para $\alpha\beta$, conforme descrito na Equação (4.20):

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

4.2 CONTROLE DO CONVERSOR BOOST

Nesta seção são abordados os modos de operação do conversor boost, que poderá permitir que a PV trabalhe em MPPT ou que reduza sua geração caso haja deficit de cargas na microrrede. Nesse último cenário, o conversor boost será responsável por regular a tensão do barramento CC.

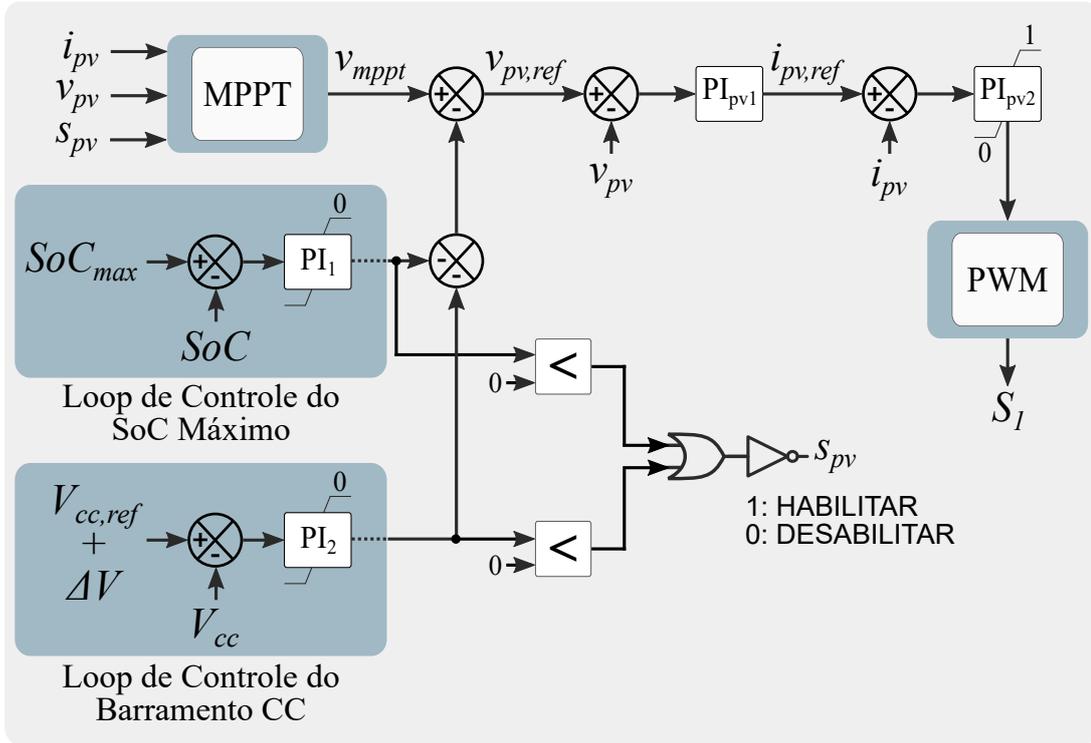
Na Figura 26 é possível observar a estratégia de controle utilizada para o conversor boost, que gera a referência de tensão do arranjo fotovoltaico com base nos parâmetros da microrrede incluindo SoC, tensão do barramento CC e potência máxima da PV.

4.2.1 MPPT

A estratégia de rastreamento do ponto de máxima potência é um dos principais parâmetros que afetam a eficiência em sistemas fotovoltaicos. Para que o arranjo fotovoltaico opere em seu ponto de potência máxima, o sistema fotovoltaico deve atuar junto a um controlador de rastreamento de ponto de potência máxima (MPPT). Os algoritmos MPPT são importantes devido ao fato dos painéis fotovoltaicos possuírem uma característica de tensão-corrente não linear. Estas características tensão-corrente têm um ponto único, onde a potência produzida é máxima e que depende de diferentes condições ambientais (MURTAZA *et al.*, 2013). Essas condições mudam durante o dia e também são diferentes dependendo das estações do ano.

Existem muitas técnicas propostas de MPPT, tais como: perturbe & observe (P&O), condutância incremental, lógica *fuzzy*, dentre outros (DJALAB; REZAOUI; TETA,

Figura 26 – Estrutura do controle do conversor boost.



Fonte: Baseado em Mahmood, Michaelson e Jiang (2012).

2018). O algoritmo P&O é provavelmente o mais utilizado na prática devido à sua fácil implementação, consistindo em uma perturbação na tensão fotovoltaica de forma a aumentar, diminuir ou manter o ciclo de trabalho do conversor boost (ABID *et al.*, 2019), o que provoca um efeito na potência de saída do painel.

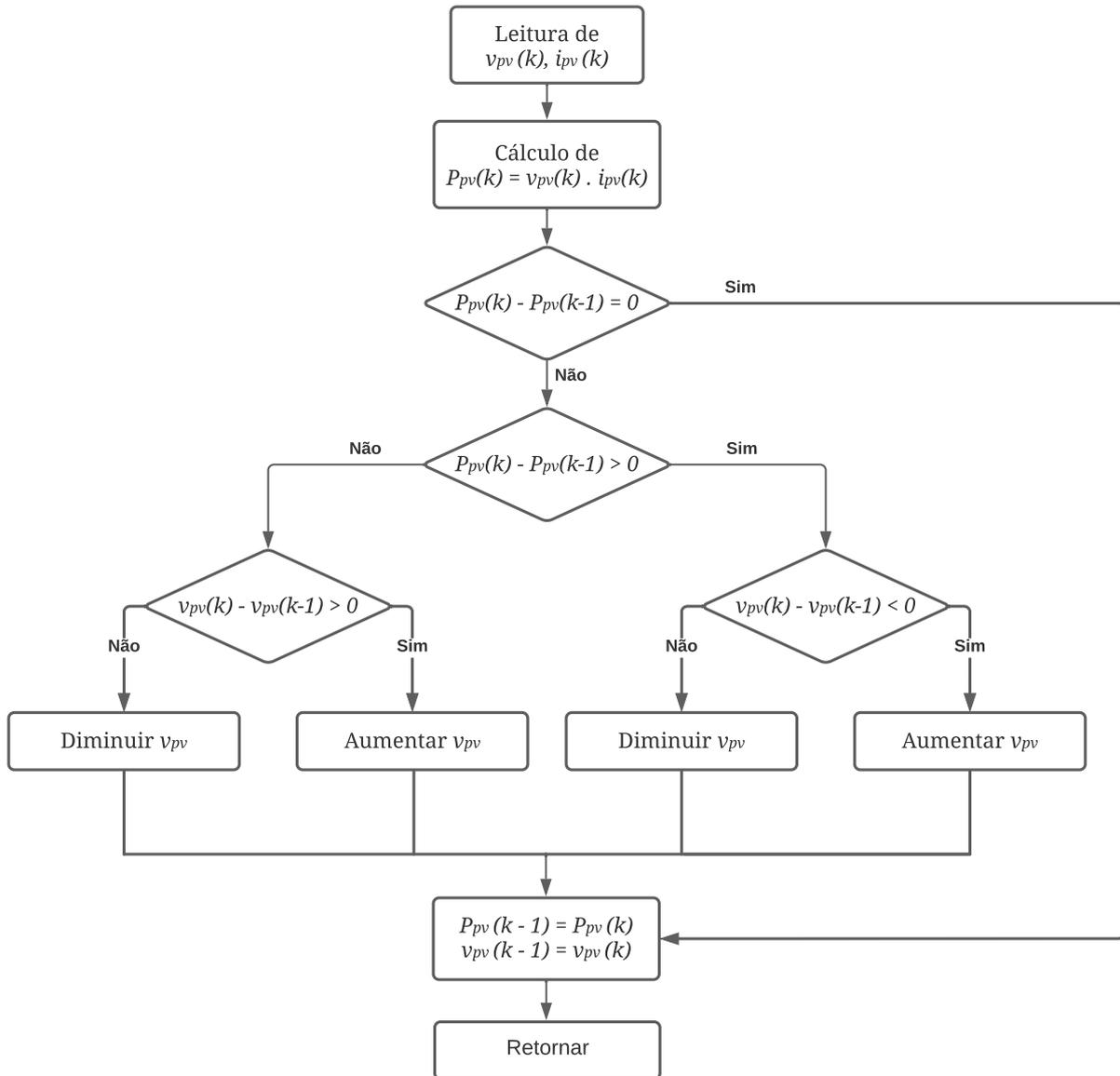
A Figura 27 ilustra através de um fluxograma o seu algoritmo, em que se o valor atual da potência do painel $P(k)$ for maior que o valor anterior $P(k-1)$, mantém-se a mesma direção da perturbação anterior ou, caso contrário, reverte-se a perturbação do ciclo anterior (MURTAZA *et al.*, 2013). Neste método, a perda de energia é inevitável devido às oscilações da tensão em torno da tensão ideal, aumentando a lentidão da velocidade de rastreamento (ABID *et al.*, 2019).

Arelado ao algoritmo P&O, há uma estratégia de controle em malha fechada para rastrear v_{mppt} corretamente, conforme visto na Figura 26, contendo uma malha externa para o controle da tensão e uma malha interna para controle da corrente. As equações de espaço de estado médias linearizadas para o conversor boost são dadas por (4.21) e (4.22) (MAHMOOD; MICHAELSON; JIANG, 2012):

$$L_{pv} \frac{di_{Lpv}}{dt} = v_{pv} + V_{cc}d \quad (4.21)$$

$$C_{pv} \frac{dv_{pv}}{dt} = -i_{Lpv} + \frac{v_{pv}}{R_{pv}} \quad (4.22)$$

Figura 27 – Algoritmo do método de MPPT P&O.



Fonte: Adaptado de Djalab, Rezaoui e Teta (2018).

em que V_{cc} é a tensão do barramento CC, R_{pv} é a resistência dinâmica do arranjo fotovoltaico em torno do ponto de operação (um valor negativo) e d é o *duty-cycle* médio da entrada do controle. A partir de (4.21) e (4.22), é possível obter as funções de transferências G_{id-pv} de d para i_{Lpv} e G_{vi-pv} de i_{Lpv} para v_{pv} , definidas dessa forma por (4.23) e (4.24):

$$G_{id-pv}(s) = \frac{i_{Lpv}(s)}{d(s)} = \frac{(C_{pv}R_{pv} - 1)V_{cc}}{L_{pv}C_{pv}R_{pv}s^2 - L_{pv}s + R_{pv}} \quad (4.23)$$

$$G_{vi-pv}(s) = \frac{v_{pv}(s)}{i_{Lpv}(s)} = \frac{-R_{pv}}{C_{pv}R_{pv}s - 1} \quad (4.24)$$

Utilizando (4.23) e (4.24), aplica-se a técnica de posicionamento de pólos apresentada por Ogata (2003). Dessa forma, é possível sintonizar os controladores PI e obter seus

ganhos. As Equações (4.25) e (4.26) descrevem os ganhos proporcional e integral do loop de tensão, enquanto que (4.27) e (4.28) descrevem os ganhos proporcional e integral do loop de corrente:

$$K_{pv} = -2\pi f_{cv} C_{pv} \quad (4.25)$$

$$K_{iv} = -\frac{2\pi f_{cv}}{R_{pv}} \quad (4.26)$$

$$K_{pi} = \frac{2\pi f_{ci} L_{pv}}{V_{cc}} \quad (4.27)$$

$$K_{iv} = \frac{2\pi f_{cv} R_{pv}}{V_{cc}} \quad (4.28)$$

em que f_c é a frequência de comutação do conversor boost e f_{cv} e f_{ci} são as frequências de corte dos controladores de tensão e corrente, respectivamente.

Para que a PV trabalhe em MPPT, apenas o algoritmo do MPPT pode produzir a referência $v_{pv,ref}$, vista na Figura 26; os outros dois *loops* não devem interferir. Assim, a potência máxima disponível na PV alimenta o barramento CC através do conversor boost.

4.2.2 Controle do SoC Máximo

Quando a demanda de carga na microrrede se torna menor que a geração PV, o BESS pode carregar até atingir seu SoC máximo. Nesse cenário, a geração da PV deve ser reduzida até que o correto balanceamento entre geração e carga na microrrede seja alcançado. Com isto, o conversor boost se torna responsável por regular a tensão do barramento CC.

Nessa ocasião, o sinal de saída do PI_1 será negativo uma vez que o SoC atingiu o SoC máximo. Então, para mover o ponto de operação para longe do ponto de máxima potência, esta saída será adicionada à referência de tensão $v_{pv,ref}$ do MPPT. Desta forma, até que a corrente do BESS seja zero e o SoC estabilize em seu limite máximo, este *loop* continuará a reduzir a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico.

Para que o algoritmo do MPPT seja desabilitado e fique impossibilitado de procurar pela máxima potência nesse período, a saída do PI_1 é enviada para uma porta lógica que irá gerar 0 em sua saída. Ao fazer isso, o algoritmo MPPT manterá o último valor de v_{mppt} gerado.

4.2.3 Controle do Barramento CC

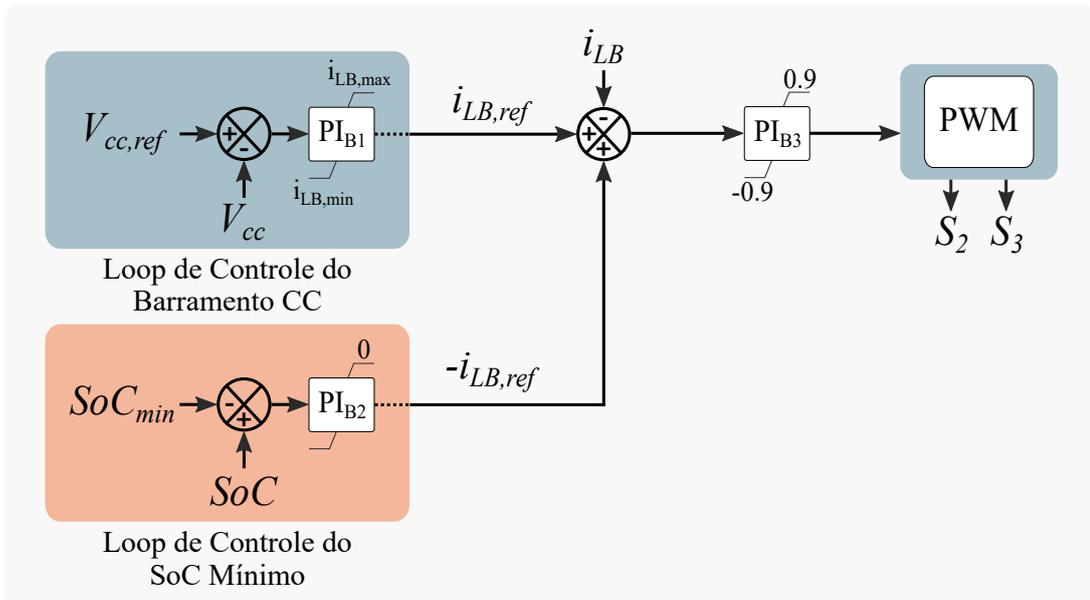
Em momentos que a demanda de carga da microrrede é menor que a geração, é visto como consequência o aumento da tensão do barramento CC para realizar o correto balanço entre geração e carga. Nesse cenário, o sinal de saída do PI_2 será negativo uma vez que o V_{cc} atingiu $V_{cc} + \Delta V$. Então, de forma similar ao funcionamento do *loop* de SoC máximo, o ponto de operação será movido para longe do ponto de máxima potência ao fazer com que a saída do PI_2 seja adicionado à referência de tensão $v_{pv,ref}$ do MPPT. Com isto, a geração PV sairá do MPPT e o conversor boost irá regular a V_{cc} até que a carga volte a aumentar na microrrede e a PV possa voltar ao MPPT.

4.3 CONTROLE DO CONVERSOR BIDIRECIONAL BUCK-BOOST

Nesta seção são abordados os modos de operação do conversor bidirecional buck-boost, responsável por permitir a carga e descarga do BESS. No modo de operação normal da microrrede, o conversor bidirecional buck-boost é responsável por regular a tensão do barramento CC. Ainda, quando o BESS atinge seu SoC mínimo, o conversor será responsável por controlar o SoC nessa referência ao induzir sua corrente para zero. Por fim, este conversor também é responsável por manter as correntes do BESS dentro de seus limites.

Na Figura 28 é possível observar a estratégia de controle utilizada para o conversor bidirecional buck-boost.

Figura 28 – Estrutura do controle do conversor bidirecional buck boost.



Fonte: Baseado em Mahmood, Michaelson e Jiang (2012).

De acordo com Figura 28, as equações de espaço de estado médias linearizadas

para o conversor bidirecional buck-boost são dadas por (MAHMOOD; MICHAELSON; JIANG, 2012):

$$L_B \frac{di_{LB}}{dt} = -(1 - D)v_{cc} + V_{cc}d \quad (4.29)$$

$$C \frac{dv_{cc}}{dt} = (1 - D)i_{LB} - \frac{v_{cc}}{R} - I_{LB}d \quad (4.30)$$

em que D é o *duty-cycle*, d é o *duty-cycle* médio da entrada do controle, R é a resistência equivalente da carga, V_{cc} é a tensão do barramento CC, i_{LB} é a corrente que percorre o indutor e a capacitância C combina os dois capacitores do barramento CC. A partir de (4.29) e (4.30), é possível obter as funções de transferências G_{id-B} de d para i_{LB} e G_{vi-B} de i_{LB} para V_{cc} , definidas dessa forma por (4.31) e (4.32):

$$G_{id-B}(s) = \frac{i_{LB}(s)}{d(s)} = \frac{RCV_{cc}s + [(1 - D)RI_{LB} + V_{cc}]}{RCL_Bs^2 + L_Bs + R(1 - D)^2} \quad (4.31)$$

$$G_{vi-B}(s) = \frac{v_{cc}(s)}{i_{LB}(s)} = \frac{-I_{LB}RL_Bs + V_{cc}R(1 - D)}{V_{cc}RCs + [V_{cc} + (1 - D)I_{LB}R]} \quad (4.32)$$

A partir das funções de transferência, os ganhos dos controladores foram calculados utilizando a ferramenta *sisotool* do MATLAB/Simulink, que permite projetar controladores de entrada única e saída única (do inglês *single-input, single-output* - SISO) para sistemas de *feedback*.

4.3.1 Operação Normal

Neste estado, a unidade híbrida funciona em operação normal, ou seja, nem o SoC nem as correntes atingiram os limites. Neste cenário, a PV funciona em MPPT e o conversor bidirecional buck-boost regula a tensão do barramento CC. Para que a PV funcione em MPPT, apenas o módulo MPPT produz $v_{pv,ref}$, como visto na Figura 26; os outros dois loops não funcionam. Assim, a potência máxima disponível na PV é entregue ao barramento CC através do conversor boost. Como o BESS não atingiu seus limites, é capaz de absorver ou injetar o excedente de energia.

Para que as outras duas malhas não interfiram nessa situação, foram colocados limites de saturação na saída de cada PI. Quando SoC é menor que seu limite máximo, o sinal de erro para PI₁ é positivo, o que resulta em uma saída igual a zero devido ao limite de saturação positivo. Da mesma forma, quando o sinal de erro que entra no PI₂ é positivo, o sinal de saída é igual a zero devido ao limite de saturação positivo. Isso ocorre quando o BESS é capaz de controlar o barramento CC, de forma que v_{cc} é menor que $V_{dc,ref} + \Delta V$, em que ΔV é 5% de $V_{dc,ref}$.

A unidade pode sair da operação normal caso o BESS atinja seus limites de SoC, ou atinja sua potência limite de carga devido à diminuição da carga, ou atinja sua potência limite de descarga devido ao aumento de carga na microrrede.

4.3.2 Controle do SoC Mínimo

Quando a demanda de carga na microrrede é maior que a geração PV, o BESS pode descarregar até atingir seu SoC mínimo. Nesse cenário, o sinal de saída do PI_{B2} será negativa visto que o SoC atingiu seu limite mínimo. A saída desse controlador é responsável por enfraquecer a referência do *loop* do PI_{B3} ao gerar uma referência negativa $-i_{LB,ref}$, igual em módulo a $i_{LB,ref}$. Dessa forma, as duas componentes se anulam, gerando uma referência igual a zero para o *loop* do PI_{B3} . Esta ação reduz i_{LB} para zero enquanto o SoC estiver em limite mínimo.

Como consequência desse cenário, a tensão do barramento CC diminui pelo fato do BESS ser incapaz de injetar potência suficiente para manter sua tensão constante. Dessa forma, para manter o balanceamento de energia na microrrede, o corte de carga deverá ser performedo.

Esta unidade poderá sair desse estado caso a carga diminua, permitindo que o BESS volta a carregar até que o SoC se torne maior que seu limite mínimo.

4.3.3 Controle das Correntes de Carga e Descarga

Durante a operação normal, quando a geração PV é maior que a demanda de carga, o BESS absorverá a energia excedente para controlar a tensão do barramento CC. Se a geração fotovoltaica se tornar muito maior do que a demanda de carga, a corrente de carga do BESS pode aumentar além do seu limite. Neste cenário, o *loop* i_{LB} , ilustrado na Figura 28, controla a corrente do BESS em $i_{LB,min}$, permitindo que o BESS carregue com corrente constante. Entretanto, a tensão do barramento CC aumentará como resultado do excesso de energia que o BESS não consegue armazenar. Para manter o equilíbrio entre a geração e a demanda de carga, a redução da geração PV deve ser realizada. Quando V_{cc} for maior que $V_{cc,ref} + \Delta V$, o sinal de saída de PI_2 se torna negativo e será adicionado à referência de tensão do MPPT, $v_{pv,ref}$, afastando o ponto de operação do MPP.

Esta unidade pode sair deste estado se houver qualquer aumento na carga, de forma que o *loop* do PI_2 continuará movendo o ponto de operação em direção ao MPP até que PV atinja novamente o MPPT. Desta forma, a unidade pode retornar ao modo de operação normal.

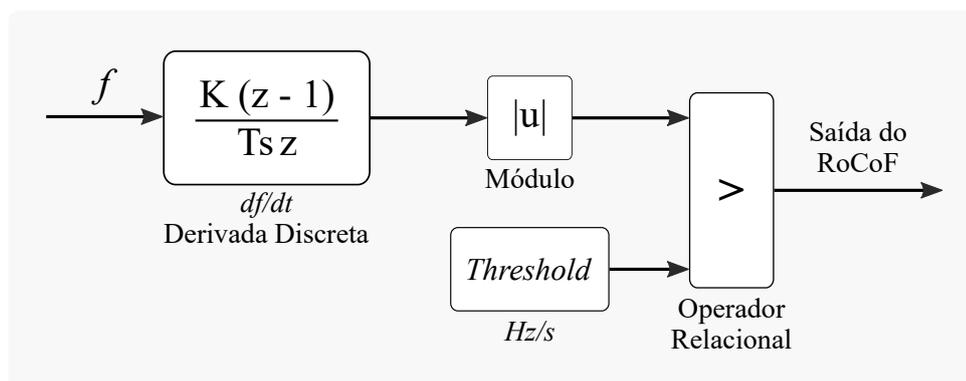
Em outro cenário, quando a demanda de carga se torna maior que a geração PV, o BESS injeta na microrrede a energia excedente. Ao fazer isso, o BESS pode atingir sua potência limite de descarga. Neste cenário, o *loop* de i_{LB} , ilustrado na Figura 28, controla a

corrente do BESS em $i_{LB,max}$, permitindo que o BESS descarregue com corrente constante. Este estado pode causar uma queda de tensão no barramento CC, portanto, para manter o equilíbrio entre a geração PV e a demanda de carga, deve-se realizar o corte de carga. Através da redução de carga, a unidade pode retornar ao modo de operação normal.

4.4 RoCoF

A taxa de variação de frequência (do inglês *Rate of Change of Frequency* - RoCoF) é a derivada temporal da frequência do sistema de potência (df/dt). É um importante parâmetro que qualifica a robustez de um sistema elétrico. O valor inicial de df/dt é o RoCoF instantâneo logo após um desequilíbrio de potência no sistema de energia elétrica (ou seja, desconexão de um gerador ou variação de carga), antes da ação de qualquer controlador (ENTSOE, 2020). Seu esquema segue representado na Figura 29.

Figura 29 – Esquema do RoCoF.



Fonte: Adaptado de Elshrief *et al.* (2019).

Este processo é útil para detectar momentos de instabilidade no sistema que geram variações na frequência da rede e baseia-se na estimação local da frequência de operação do sistema no ponto de acoplamento comum da microrrede. O RoCoF detecta a instabilidade no sistema caso df/dt seja maior que um valor limite especificado, visto na Figura 29 como o *threshold*.

4.5 CORTE DE CARGA

Em uma microrrede ilhada, manter o balanço entre geração e demanda de carga é uma questão crucial. Quando a carga excede a geração na microrrede, a frequência tende a cair. O pior cenário seria o total colapso da microrrede e uma interrupção no fornecimento de energia (BAKAR *et al.*, 2017).

O esquema de corte de carga é uma das estratégias de gerenciamento de energia e é uma solução que pode ser aplicada quando há uma instabilidade na microrrede causada

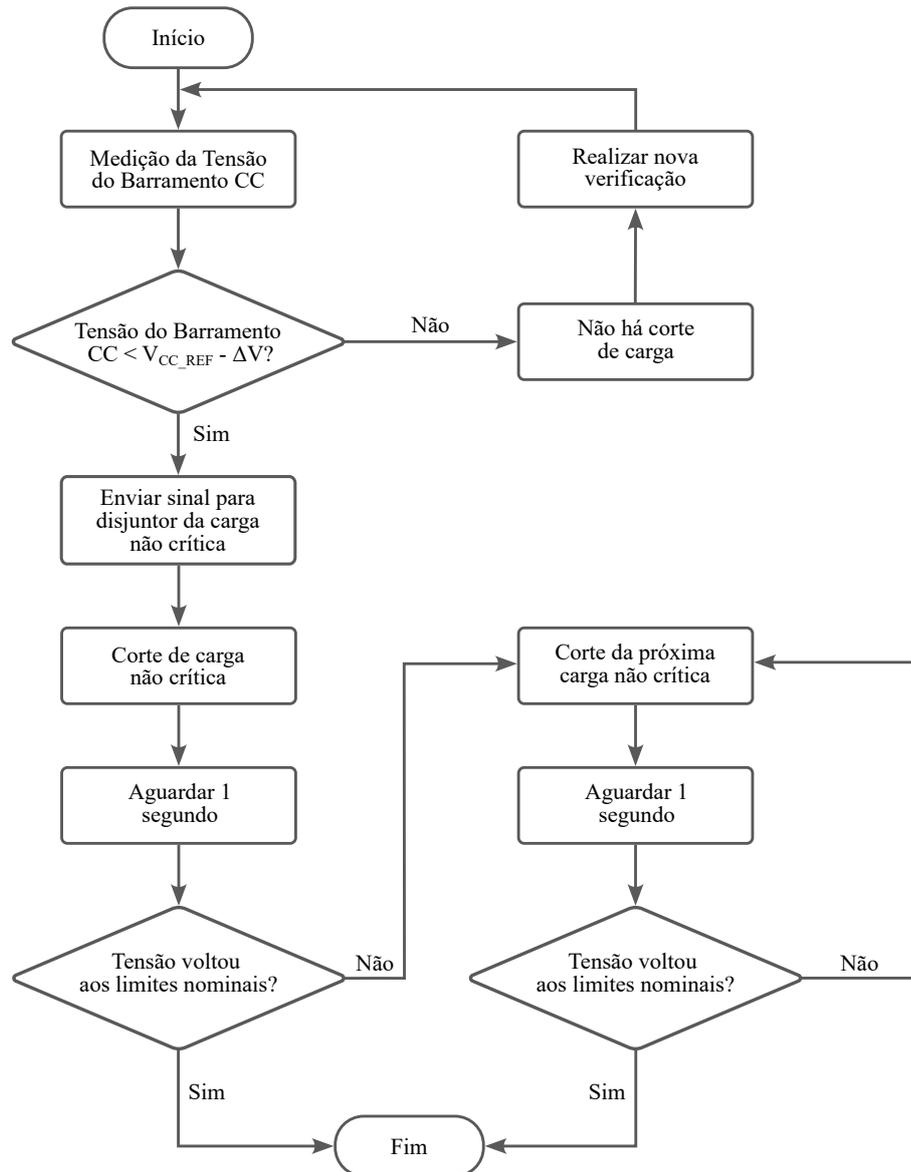
por uma maior demanda de carga. Ele traz de volta a estabilidade no sistema a um nível seguro para o fornecimento da geração (BAKAR *et al.*, 2017). O plano operacional deve garantir que as cargas críticas da microrrede recebam prioridade de abastecimento sobre as demais cargas (XU *et al.*, 2016). Diante disso, as cargas não-críticas tornam-se as primeiras a serem consideradas para o corte de carga e assim podem ser descartadas para manter a estabilidade da microrrede (KEIVANIMEHR *et al.*, 2021).

Durante a operação normal, podem ocorrer duas interrupções: BESS atinge seu SoC mínimo ou sua potência limite de descarga. Ambos os distúrbios fazem com que a tensão do barramento CC caia abaixo de sua referência e é concebível adquirir um sinal de perigo para a microrrede e, portanto, reduzir uma quantidade específica de carga. O *loop* do SoC_{\min} proposto na Figura 28 é um aliado nesses momentos, pois, ao controlar o SoC em SoC_{\min} , o barramento CC sinaliza ao sistema que cargas devem ser eliminadas para que a bateria saia deste estado.

Nessas duas situações mencionadas anteriormente, a tensão do barramento CC é a variável mais sensível a interrupções, pois a frequência é bem controlada pelo controle droop secundário. Assim, esta é a principal variável analisada neste trabalho para realizar o corte de carga. A Figura 30 mostra o fluxograma para a implementação do método.

Inicialmente, mede-se a tensão do barramento CC e, em seguida, é verificado se o limite ΔV foi atingido, ajustado para 10% da referência. Este limiar foi definido de forma empírica com o objetivo de fugir das regiões de transitórios acarretados em virtude de mudanças de carga. Dessa forma, caso este critério tenha sido atendido, a primeira carga não-crítica é desconectada da microrrede ao abrir seu disjuntor. Após a desconexão, aguarda-se 1 segundo para realizar nova verificação. Esse tempo de espera é imposto para evitar transitórios gerados pela saída da carga anterior. Dessa forma, a cada segundo a medição é novamente realizada, e se os parâmetros não forem normalizados, a próxima carga não-crítica será cortada. Esta ação é repetida até que a microrrede estabilize. A tensão do barramento CC sinaliza ao sistema que irá estabilizar quando seu gradiente se torna positivo, possibilitando que a microrrede seja normalizada instantes depois.

Figura 30 – Fluxograma do método utilizado para o corte de carga.



Fonte: Autoria própria.

5 Resultados

A configuração da microrrede apresentada na Figura 1 foi construída com base nos modelos matemáticos desenvolvidos e nos respectivos controles vistos nos Capítulos 3 e 4, e seus parâmetros seguem apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros da microrrede.

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Tensão Nominal	E	127	V _{rms}
Frequência Nominal	f ₀	60	Hz
Tensão Nominal do Barramento CC	V _{cc}	300	V
Capacitância do Barramento CC	C _{cc}	500	μF
Capacitância do Filtro	C _f	18	μF
Indutâncias do Filtro	L _f , L ₀	3.6, 3.6	mH
PV			
Potência da PV	P _{pv}	1725	W
Tensão de Máxima Potência	V _{mpp}	37.95	V
Corrente de Máxima Potência	I _{mpp}	9.1	A
Tensão de Circuito Aberto	V _{oc}	46.3	V
Corrente de Curto Circuito	I _{sc}	9.6	A
BESS			
Capacidade de Energia da Bateria	E _{bat}	20	Ah
Tensão da Bateria	V _{bat}	205	V
Limites de SoC	SoC _{lim}	20 - 90	%
Cargas			
Impedância das Cargas Críticas	L _{C1}	50	Ω
	L _{C2}	85	
	L _{C3}	175	
	L _{C4}	45	
	L _{C5}	75	
	L _{C6}	60	
	L _{C7}	125	
Impedância das Cargas Não-Críticas	L _{NC1}	385	Ω
	L _{NC2}		
	L _{NC3}		
Controle Droop			
Coefficientes de Droop	m, n	0.005, 1.67	-
Frequência de Corte	ω _c	45	rad/s
Controle Proporcional Ressonante			
Controladores do PR	K _{pv} , K _{iv} , K _{vh}	8500, 8500, 1	-
	K _{pi} , K _{ii} , K _{ih}	300, 2500, 1	-
Frequência de Corte	ω _c	10	rad/s
Conversor Bidirecional Buck-Boost			
Capacitância do Bidirecional	C _B	100	μF
Indutância do Bidirecional	L _B	10	mH
Controladores do Bidirecional	K _{pB1} , K _{iB1}	21.13, 2822.63	-
	K _{pB2} , K _{iB2}	21.13 · 10 ³ , 0	-
	K _{pB3} , K _{iB3}	0.042, 70	-
Conversor Boost			
Capacitância do Boost	C _{pv}	53	μF
Indutância do Boost	L _{pv}	11.8	mH
Controladores do Boost	K _{p1} , K _{i1}	0.1257 · 10 ⁷ , 0	-
	K _{p2} , K _{i1}	0.01257, 5.341	-
	K _{pPV1} , K _{iPV1}	-0.1257, -53.41	-
	K _{pPV2} , K _{iPV2}	0.185, 3.14	-

Nesta seção são apresentados os resultados para a microrrede em modo conectado como também para o modo ilhado, contemplando os cinco cenários apresentados: operação

normal, BESS em limite de carga, BESS em SoC máximo, BESS em limite de descarga e BESS em SoC mínimo, visualizando as situações em que a PV reduz sua geração e quando é necessário realizar o corte de carga para que a microrrede estabilize. No cenário em que é visto o modo conectado, os resultados apresentam o momento do ilhamento e a transição entre os modos de operação.

Em todos os cenários é possível observar: tensão do barramento CC, potência de saída, potência da geração PV, potência do BESS, potência da carga, tensão no PAC, frequência da microrrede e estado de carga do BESS. A potência de saída é considerada como a potência de carga mais as perdas dissipadas no sistema. Além disso, em todos os cenários, as cargas não críticas se encontram sempre conectadas à microrrede, a menos que o algoritmo de corte de carga as desconectem. A potência da PV em MPPT é considerada 1670 W devido às perdas do conversor boost e o limite de potência do BESS é 400 W. Um modelo de carga de impedância constante foi usado para definir as cargas resistivas.

5.1 MODO CONECTADO E ILHAMENTO

Neste cenário, observa-se a operação da microrrede em modo conectado, assim como sua transição para o modo ilhado, conforme Figura 31.

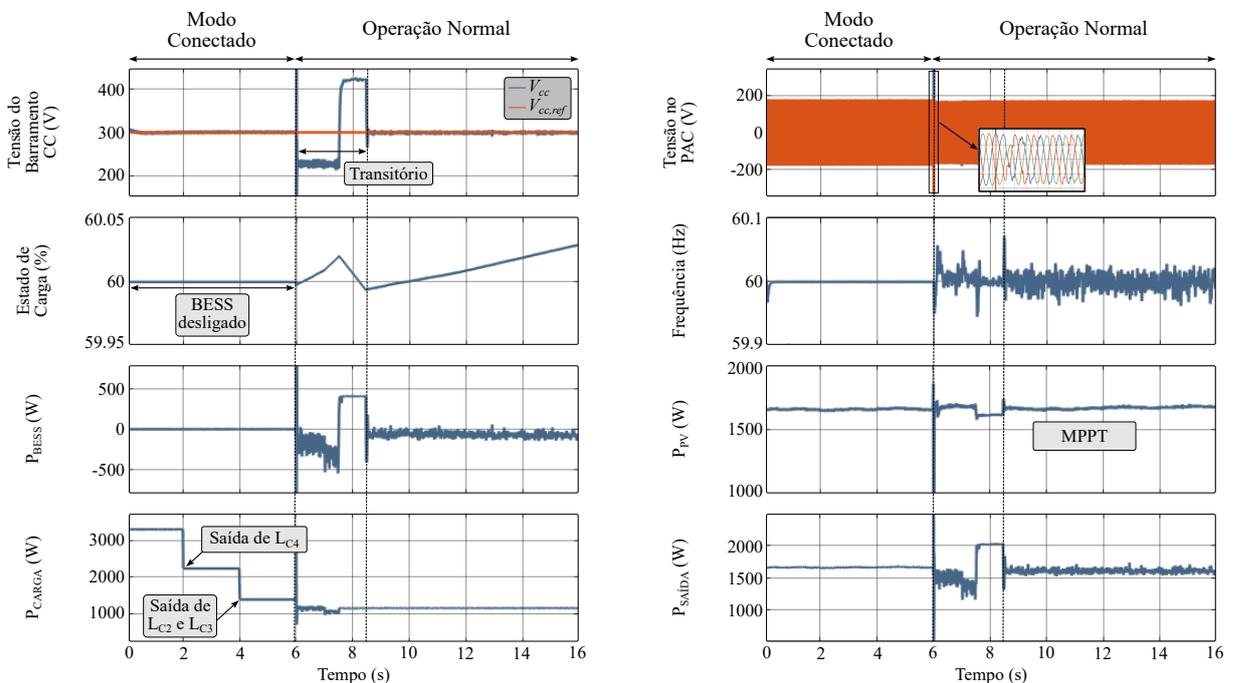


Figura 31 – Cenário: Modo Conectado e Ilhamento.

Enquanto conectada, ocorrem mudanças de carga em $t = 2$ s e $t = 4$ s, a PV se encontra em MPPT e o BESS permanece desligado. Durante esse período, todo o excesso de geração é escoado para a rede principal, enquanto que a microrrede poderia absorver potência da rede para alimentar suas cargas se necessário. Em $t = 6$ s ocorre o ilhamento,

e, após o transitório, a microrrede passa a operar em modo de operação normal com a carga L_{C1} conectada ao barramento CA.

5.2 OPERAÇÃO NORMAL

Neste cenário, aumenta-se e diminui-se a carga em degrau e o BESS não atingiu seus limites operacionais. O perfil de carga durante a operação normal pode ser visto na Tabela 4.

Tabela 4 – Cargas no cenário de operação normal.

		Tempo (segundos)			
		0 - 4	4 - 8	8 - 12	12 - 15
Cargas Conectadas	Aumento de Carga				
	L_{C5}	L_{C6}	L_{C1}	L_{C4}	
	$L_{NC1}, L_{NC2}, L_{NC3}$				
	Diminuição de Carga				
	L_{C4}	L_{C1}	L_{C6}	L_{C5}	
	$L_{NC1}, L_{NC2}, L_{NC3}$				

Conforme é ilustrado na Figura 32, enquanto $t < 8$ s, a demanda de carga é menor que a geração PV e o BESS carrega para absorver o excesso de potência gerada, enquanto que o controle do conversor bidirecional buck-boost regula a tensão do barramento CC. A partir de $t = 8$ s, a demanda de carga se torna maior que a geração PV e o BESS passa a descarregar para compensar o desequilíbrio entre a geração e a demanda de carga e também para manter a tensão do barramento CC constante. Em todo o cenário, a PV continua trabalhando em MPPT e o conversor bidirecional buck-boost regula a tensão do barramento CC. Para todas as mudanças de carga, a tensão do barramento CC se mantém constante, a tensão CA é bem controlada pelo PR e a frequência permanece em torno de seu valor nominal devido à ação do controle droop secundário.

De forma similar, conforme ilustra a Figura 33, diminui-se a carga de forma que sua demanda seja maior que a geração PV enquanto $t < 8$ s. Nesse período, o BESS descarrega para injetar o déficit de potência e o controle do conversor bidirecional buck-boost regula a tensão do barramento CC. A partir de $t = 8$ s, a demanda de carga se torna menor que a geração PV e o BESS passa a carregar para realizar o balanço entre a geração e demanda de carga. Em todo o cenário, a PV continua trabalhando em MPPT e o conversor bidirecional buck-boost regula a tensão do barramento CC. Para todas as mudanças de carga, a tensão do barramento CC se mantém constante, a tensão CA é bem controlada pelo PR e a frequência permanece em torno de seu valor nominal devido à ação do controle droop secundário.

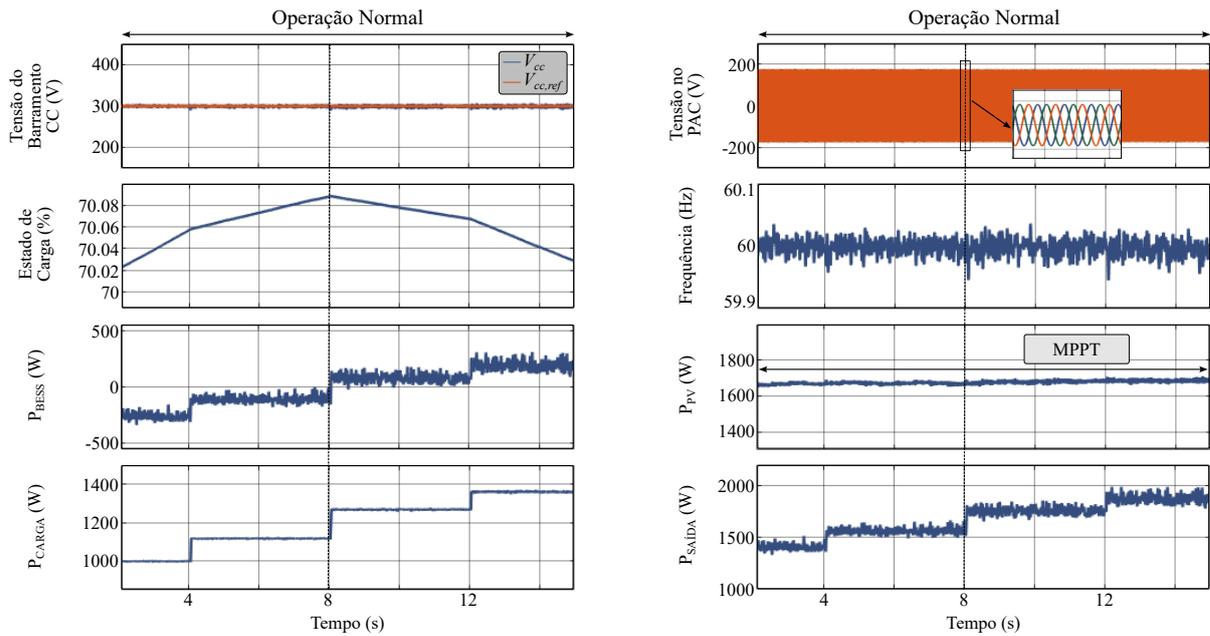


Figura 32 – Cenário: Operação Normal em Aumento de Carga.

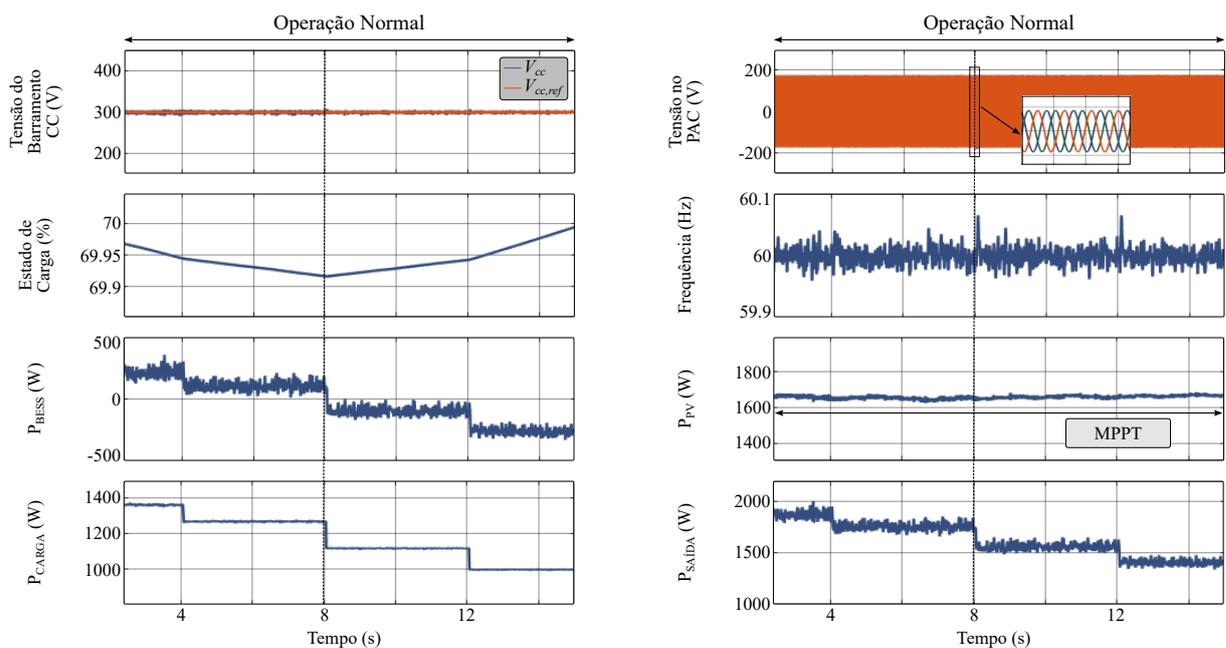


Figura 33 – Cenário: Operação Normal em Diminuição de Carga.

5.3 CORTE DE GERAÇÃO

Nesta seção são vistos os casos em que a geração PV deve ser reduzida em virtude da baixa demanda de carga na microrrede.

5.3.1 BESS em Limite de Carga

Conforme é possível observar na Figura 34, neste cenário, a potência de carga torna-se menor que a geração fotovoltaica e o conversor boost é responsável por regular a

tensão do barramento CC. Ao sair da operação normal devido à entrada da carga L_{C7} em $t = 6$ s, o *loop* do PI_2 desabilita o algoritmo de MPPT e aumenta a referência de tensão, afastando o ponto de operação do MPP e reduzindo a corrente do conversor boost. Como resultado, o BESS para de carregar e a PV sai do MPPT. Quando a PV está neste estado, $V_{dc,ref}$ está acima de seu valor nominal, pois o *loop* do PI_2 leva em consideração a soma de ΔV e assume o valor de referência igual a 305 V. Durante todo o cenário, a tensão CA é bem controlada pelo PR, a frequência permanece em torno de seu valor nominal devido à ação do droop secundário e a tensão do barramento CC retorna à estabilidade apesar dos transitórios

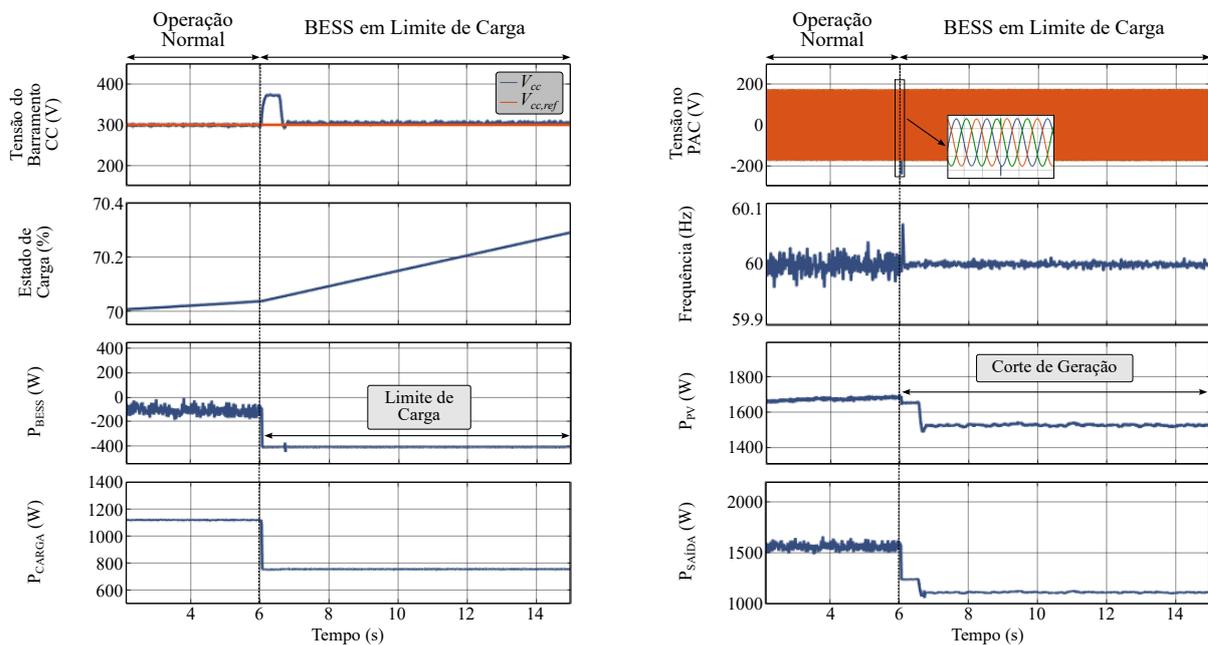


Figura 34 – Cenário: BESS em Limite de Carga.

5.3.2 BESS em SoC Máximo

Nesse cenário, conforme visto na Figura 35, o BESS atinge seu SoC máximo e o conversor boost se torna responsável por regular a tensão do barramento CC. Durante toda a simulação a carga é considerada constante ao manter L_{C2} conectada. Quando o SoC atinge SoC_{max} , o *loop* do PI_1 desabilita o algoritmo do MPPT e aumenta a referência de tensão, afastando o ponto de operação do MPP e reduzindo a corrente do conversor boost. Como resultado desta ação, o BESS para de carregar e a PV sai do MPPT. Enquanto isso, o barramento CC continua a ser regulado, a tensão CA é bem controlada pelo PR, a frequência permanece em torno de seu valor nominal.

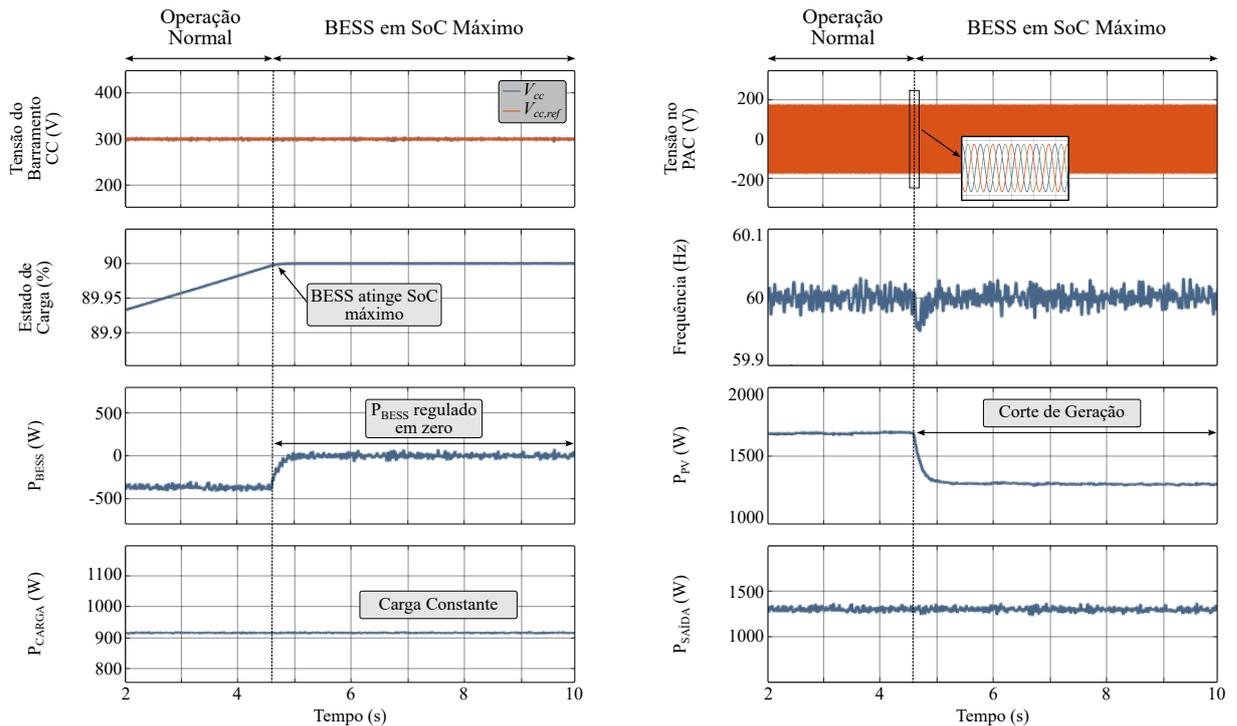


Figura 35 – Cenário: BESS em SoC Máximo.

5.4 CORTE DE CARGA

Nesta seção são vistos os casos em que o corte de carga deve ser realizado em virtude da alta demanda de carga na microrrede.

5.4.1 BESS em Limite de Descarga

Neste cenário, conforme ilustrado na Figura 36, o BESS atinge seu limite de descarga após a entrada da carga L_{C4} na microrrede, causando um aumento da demanda de carga acima da capacidade da microrrede. Como resultado, a tensão do barramento CC cai e aciona o algoritmo de corte de carga. Como L_{C4} é uma carga crítica e possui prioridade, não pode ser descartada. Assim, a carga não crítica L_{NC1} é desconectada da microrrede. Este único corte é suficiente para que o gradiente de tensão do barramento CC se torne positivo e, assim, a microrrede se estabilize. Apesar dessas instabilidades, a frequência é capaz de se manter em torno de seu valor nominal por ser regulada pelo controle droop secundário.

Na Figura 37 é possível observar o mesmo cenário de perfil de carga e estado do BESS, mas com a diferença de que o método de corte de carga é o convencional baseado na taxa de variação da frequência de operação da microrrede estimada pelo PLL. Neste cenário é possível observar que a saída de carga acontece em instantes de tempo similares, logo após a entrada da carga L_{C4} , que leva o BESS ao seu limite de descarga. Nesse instante, o sinal do RoCoF sinaliza para o algoritmo de corte de carga que há alta demanda

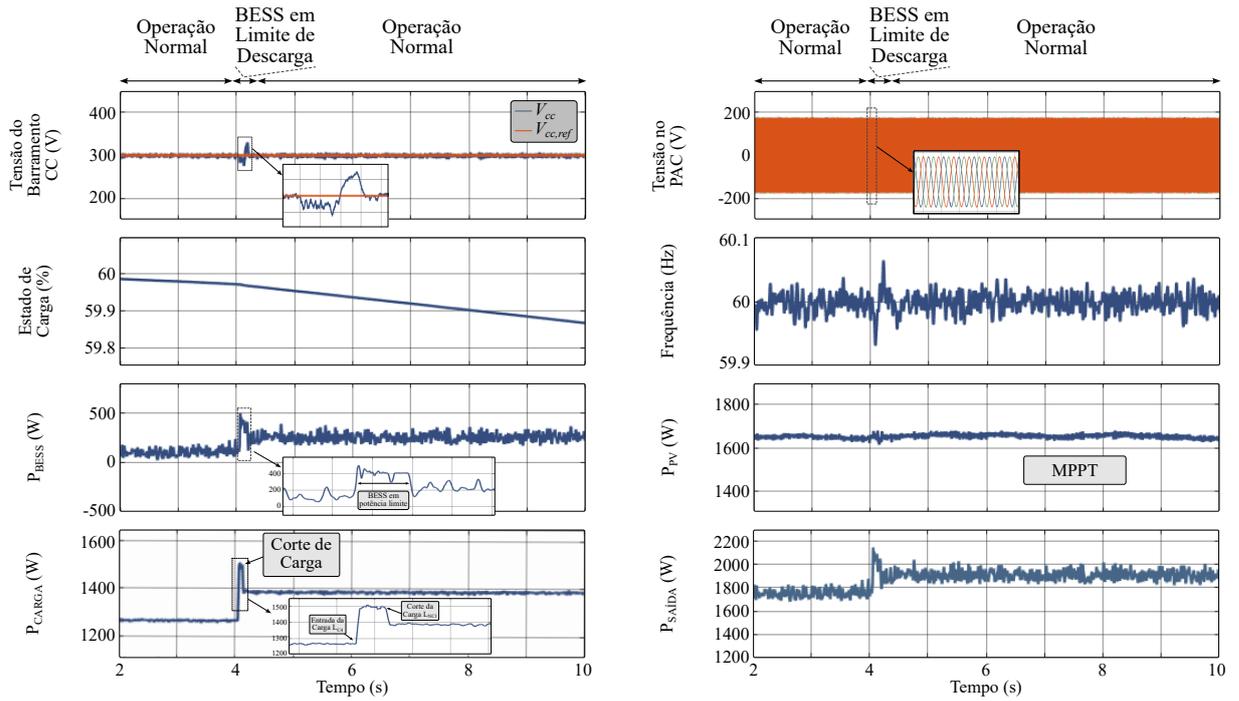


Figura 36 – Cenário: BESS em Limite de Descarga.

de carga no sistema e, portanto, deverá haver o corte de carga não crítica no sistema. Ao utilizar essa metodologia é possível observar que a variação de tensão no barramento CC é menor em relação ao método proposto, visto que a atuação do RoCoF sinaliza de forma mais rápida a intenção do corte de carga.

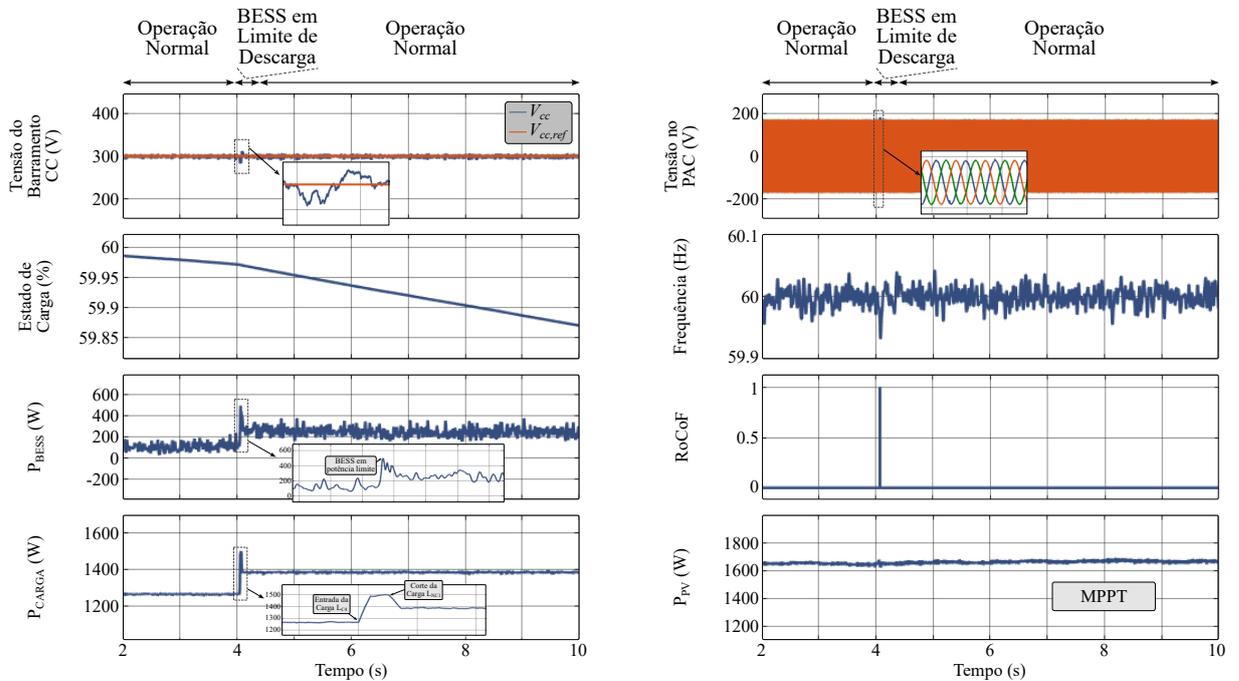


Figura 37 – Cenário: BESS em Limite de Descarga com Corte de Carga Baseado em Frequência.

5.4.2 BESS em SoC Mínimo

Quando a carga permanece maior que a geração na microrrede, o BESS pode atingir seu SoC_{min} . Nesse cenário, a corrente do BESS precisa ser reduzida a zero e o corte de carga deve ser realizado, conforme ilustrado na Figura 38. No momento em que o BESS atinge seu SoC_{min} , a *loop* do PI_{B2} trabalha para enfraquecer a referência de corrente do conversor bidirecional buck-boost, fazendo com que a corrente do BESS caia e, assim, sua potência tende a zero. Enquanto isso, a tensão do barramento CC cai pois o BESS não tem capacidade de injetar potência para manter sua tensão constante. Neste momento, a queda de tensão aciona o corte de carga e a carga não-crítica L_{NC1} é desconectada da microrrede. Este corte, no entanto, não é suficiente para restaurar a estabilidade da microrrede, então a carga não-crítica L_{NC2} também é desconectada. Como resultado, o gradiente de tensão do barramento CC se torna positivo, indicando que a microrrede está retornando à sua estabilidade. Como a tensão do barramento CC não está mais abaixo de sua referência, nenhuma carga precisa ser mais cortada.

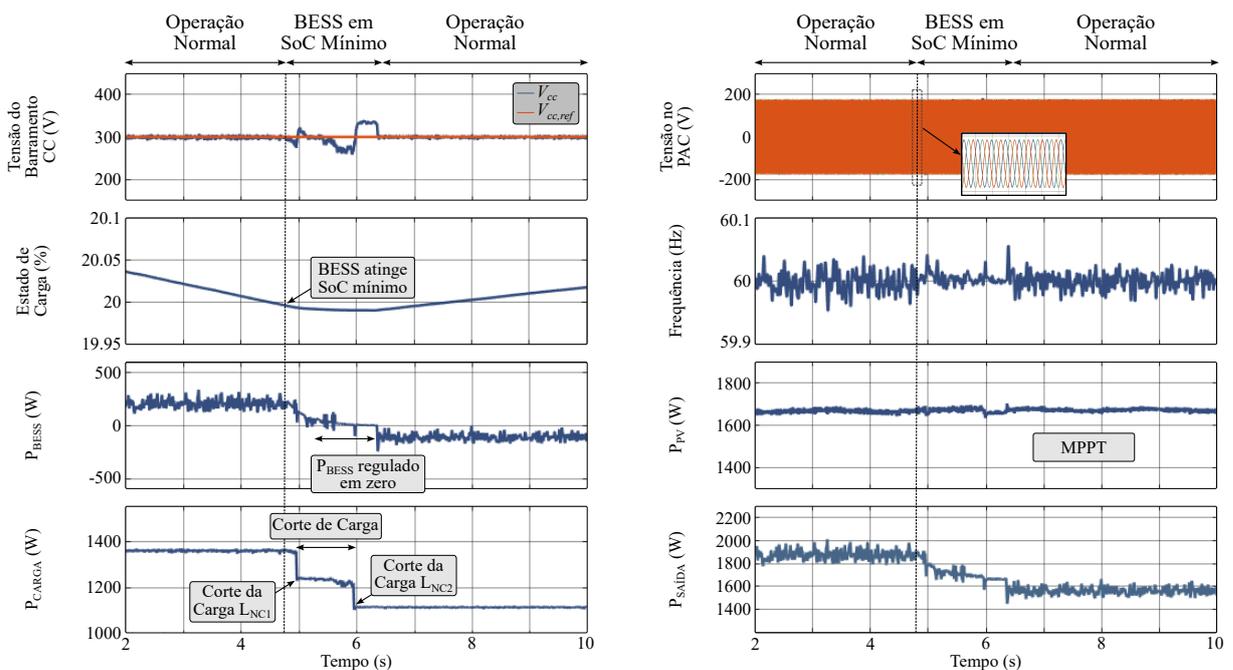


Figura 38 – Cenário: BESS em SoC Mínimo.

Na Figura 39 é possível observar o mesmo cenário de perfil de carga e estado do BESS, mas com a diferença de que o método de corte de carga é o convencional baseado na taxa de variação da frequência de operação da microrrede estimada pelo PLL. Neste cenário observa-se que o corte de carga é efetuado em instantes de tempo diferentes em relação ao método proposto à medida que o SoC cerca o valor do SoC_{min} . O primeiro pulso do RoCoF implica na saída da carga não crítica L_{NC1} , enquanto que o segundo pulso não induz o corte de carga visto que a próxima verificação é feita após um segundo com a finalidade de evitar transitórios, que podem indicar sinalizações incorretas ao algoritmo de corte de carga. O primeiro pulso no RoCoF que ocorre por volta de $t = 3.29$ s é indevidamente

causado por uma breve variação na saída do conversor bidirecional buck-boost em razão da filtragem do sinal chaveado, afetando a estimativa de frequência pelo PLL. Dessa forma, ao utilizar essa metodologia, é necessário considerar que a estimação do PLL é suscetível a erros que podem sinalizar falsas indicações ao algoritmo de corte de carga. Instantes depois ocorre uma nova variação na frequência pelo fato do SoC ter atingido seu valor mínimo. Com isto, o algoritmo sinaliza o próximo corte ao desconectar a carga L_{NC2} da microrrede, permitindo que o BESS volte a carregar.

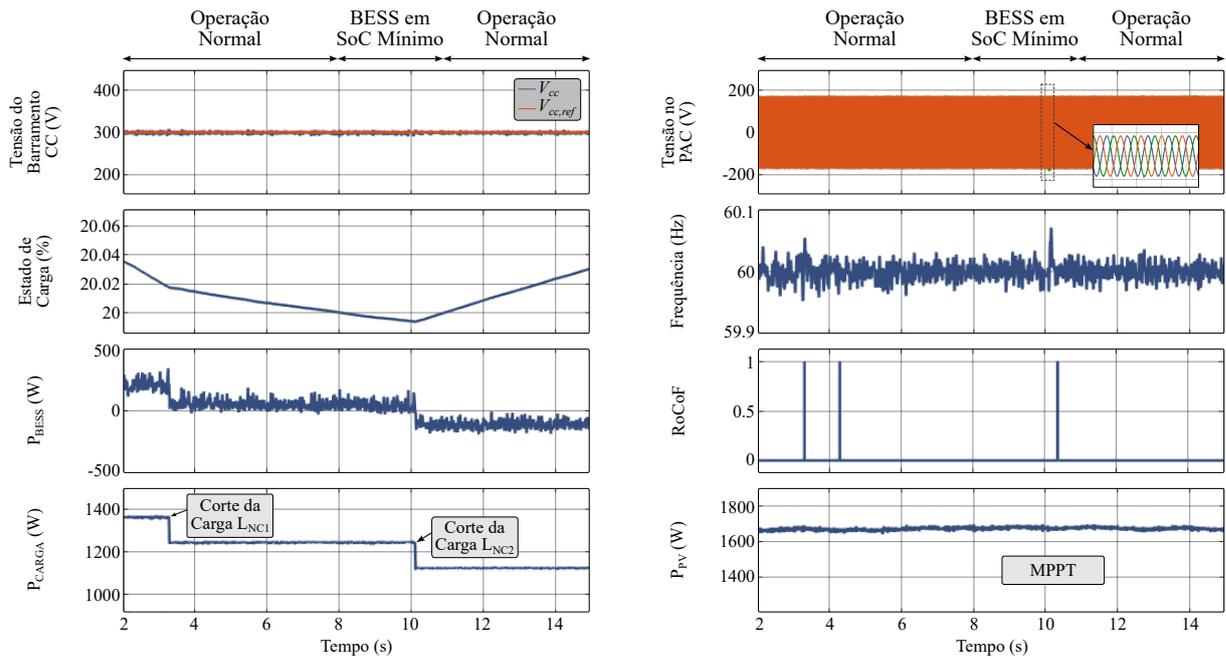


Figura 39 – Cenário: BESS em SoC Mínimo com Corte de Carga Baseado em Frequência.

6 Conclusão

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho e, posteriormente, algumas sugestões para desenvolvimentos de trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposta uma estratégia para gerenciamento de potência em uma microrrede trifásica baseada em geração fotovoltaica e bateria que opera nos modos conectado à rede e ilhado, incluindo o corte de carga baseado na tensão do barramento CC. O inversor de tensão é controlado através de dois diferentes métodos: formador de rede e seguidor de rede. No modo conectado, a estratégia seguidora de rede utiliza o PLL para estimar a frequência da rede para que dessa forma possa realizar o controle das potências ativa e reativa da rede, além de regular a tensão do barramento CC. No modo ilhado, a estratégia baseia-se no formador de rede fundamentada no controle droop que impõe referências de tensão e frequência à microrrede para que trabalhe de forma estável. O controle droop, além de gerar referência em seu nível primário, também apoia-se em um nível secundário para tratar das variações de tensão e frequência recorrentes em cenários de mudança de carga. Além disso, a microrrede é capaz de seguir corretamente as referências impostas durante a transição entre os modos conectado e ilhado. O método proposto também apresenta uma técnica de controle capaz de gerenciar o funcionamento dos conversores CC-CC durante a operação normal da microrrede e em momentos de limitações operacionais. No modo de operação normal, o conversor bidirecional buck-boost é capaz de regular a tensão do barramento CC ao permitir que a bateria injete ou absorva o excedente de energia inerente à microrrede. Em um cenário que a bateria se encontra em limite de corrente de carga ou atingiu o estado de carga máximo, o conversor boost é capaz de reduzir a geração fotovoltaica ao induzir sua saída do MPPT, tornando-se capaz de regular a tensão do barramento CC. Em outro cenário, quando a bateria atinge sua corrente limite de descarga ou seu estado de carga mínimo em razão do aumento de carga no sistema, o conversor bidirecional buck-boost não é mais capaz de regular a tensão do barramento CC. Dessa forma, é realizado o corte de cargas não-críticas na microrrede através do método proposto baseado na tensão do barramento CC até que a microrrede encontre sua estabilidade novamente ao balancear a geração e a demanda de carga. O método proposto também é comparado ao método convencional de corte de carga baseado em frequência, possibilitando demonstrar sua vantagem por não depender da estimação de frequência pelo PLL. Toda essa estratégia permite que a microrrede trabalhe de forma eficiente em frente a mudanças de carga, realizando um adequado gerenciamento de energia

e mantendo o estado de carga da bateria dentro de limites aceitáveis, aumentando sua vida útil ao permitir que funcione por mais ciclos e, assim, reduzindo os custos do sistema.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

A presente dissertação abre diversas perspectivas e propostas para o seu contínuo desenvolvimento, em que podem-se destacar:

- Adicionar unidades monofásicas à microrrede;
- Ampliar a capacidade total de geração ao replicar unidades baseadas unicamente em geração PV ou em configuração híbrida em conjunto com baterias;
- Desenvolver controle droop de tensão do barramento CC, adicionando as potências dos capacitores à capacidade de gestão de energia com a finalidade de retardar ou evitar cortes de geração ou carga;
- Adicionar estado de operação que automatize o fluxo de potência entre diferentes fases para evitar que cargas desbalanceadas afetem o desempenho da microrrede;
- Aprimorar a técnica de corte de carga baseada na tensão do barramento CC;
- Verificar a capacidade da microrrede de iniciar o *black start* após o *blackout* na rede;
- Realizar o estudo de transitórios e verificar comportamento da microrrede durante aplicações de faltas.

Referências

- ABID, R. *et al.* Mpppt control strategies for photovoltaic applications: Algorithms and comparative analysis. In: *2019 16th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 566–572. Citado na página 59.
- ADREES, A.; ANDAMI, H.; MILANOVIĆ, J. V. Comparison of dynamic models of battery energy storage for frequency regulation in power system. In: . [S.l.]: IEEE, 2016. p. 1–6. Citado na página 17.
- AHMED, A. *Power Electronics for Technology*. 1. ed. [S.l.]: Pearson Education, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A. Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-20, n. 3, p. 625–630, 1984. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 54.
- AMRAEE, T.; MOZAFARI, B.; RANJBAR, A. An improved model for optimal under voltage load shedding: particle swarm approach. In: *2006 IEEE Power India Conference*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6 pp.–. Citado na página 19.
- BAKAR, N. N. A. *et al.* Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, p. 161–169, 2017. ISSN 1364-0321. Citado 3 vezes nas páginas 19, 65 e 66.
- BARBI, I. *Projeto de Inversores*. 1. ed. [S.l.]: Universidade Federal de Santa Catarina, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 22, 43 e 44.
- BARONTI, F. *et al.* Comparing open-circuit voltage hysteresis models for lithium-iron-phosphate batteries. *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, p. 5635–5640, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 36.
- BARONTI, F. *et al.* Hysteresis modeling in li-ion batteries. *IEEE Transactions on Magnetics*, IEEE, v. 50, n. 11, p. 1–4, 2014. Citado na página 36.
- BARONTI, F. *et al.* Experimental analysis of open-circuit voltage hysteresis in lithium-iron-phosphate batteries. *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, p. 6728–6733, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- BARROS, L. S.; BARROS, C. M. V. An internal model control for enhanced grid-connection of direct-driven pmsg-based wind generators. *Electric Power Systems Research*, v. 151, p. 440–450, 10 2017. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 53.
- BARROS, L. S.; BARROS, C. M. V. Modificação no controle do lado da rede de geradores eólicos baseados em pmsg para ampliar a suportabilidade a afundamentos de tensão. *Eletrônica de Potência*, v. 22, p. 167–178, 6 2017. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 52.
- BATSCHAUER, A. *Eletrônica de Potência II*. 1. ed. [S.l.]: UDESC, 2014. Citado na página 43.

CESAR, E. L. *Modelagem e Análise da Dinâmica de Microrredes de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese (apresentada ao Programa de Pós-Graduação do Departamento de Engenharia de Automação e Sistemas) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/179948>>. Acesso em: 26/01/2022. Citado na página 17.

DIAS, L. G. *Controle da Tensão Elétrica do Barramento CC de uma Microrrede*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 18.

DJALAB, A.; REZAOUI, M. M.; TETA, A. Comparative study of perturb-and-observe and incremental conductance mppt methods for pv system. In: *Second International Conference on Electrical Engineering*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.

DU, H. *et al.* An adaptive frequency phase-locked loop based on a third order generalized integrator. *Energies*, v. 12, n. 2, 2019. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/12/2/309>>. Citado na página 50.

EFTEKHARNEJAD, S. *et al.* Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, p. 893–901, 2013. Citado na página 15.

EL-SADEK, M. Z. Preventive measures for voltage collapses and voltage failures in the egyptian power system. *Electric Power Systems Research*, v. 44, n. 3, p. 203–211, 1998. ISSN 0378-7796. Citado na página 19.

ELSHRIEF, Y. *et al.* Rocof for detecting islanding of photovoltaic system. *Menoufia Journal of Electronic Engineering Research*, v. 28, p. 255–258, 12 2019. Citado na página 65.

ENTSOE. *Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)*. 17. ed. [S.l.]: AISBL, 2020. Citado na página 65.

GOLSORKHI, M. S. *et al.* A distributed control framework for integrated photovoltaic-battery-based islanded microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 6, p. 2837–2848, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 29.

GOMES, A. E. *Modelagem de Sistemas de Armazenamento a Baterias com Aplicação em Estudos de Estabilidade de Frequência em Redes com Geração Fotovoltaica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 15.

GUERRERO, J. M. *et al.* Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 56.

GUERRERO, J. M. *et al.* Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 17, 18 e 23.

HENNANE, Y. *et al.* Accurate power sharing and synchronization strategies in mesh islanded or grid-connected microgrids. In: *2021 10th International Conference on Power Science and Engineering (ICPSE)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 28–33. Citado na página 30.

- IEEE. Ieee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, p. 1–29, 2014. Citado na página 46.
- JEONG, D.-K. *et al.* Distributed control strategy of dc microgrid for islanding mode operation. In: *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. P.1–P.5. Citado na página 28.
- JONGERDEN, M. R.; HAVERKORT, B. R. H. M. *Battery Modeling*. 1. ed. [S.l.]: University of Twente, Faculty of Mathematical Sciences, 2008. Citado na página 35.
- KARIMI, Y. *et al.* Decentralized method for load sharing and power management in a pv/battery hybrid source islanded microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 32, n. 5, p. 3525–3535, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 26.
- KARIMI, Y.; ORAEE, H.; GUERRERO, J. M. Decentralized method for load sharing and power management in a hybrid single/three-phase-islanded microgrid consisting of hybrid source pv/battery units. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 32, n. 8, p. 6135–6144, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 16, 17, 25 e 54.
- KAZIMIERCZUK, M. K. *Pulse-Width Modulated DC-DC Power Converters*. 2. ed. [S.l.]: Wiley, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 40 e 41.
- KEIVANIMEHR, M. *et al.* Load shedding frequency management of microgrids using hierarchical fuzzy control. In: *2021 World Automation Congress (WAC)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 216–221. Citado 3 vezes nas páginas 19, 29 e 66.
- KROETZ, S. R. *Controle de Frequência Durante o Processo de Ilhamento de Microrredes com Geração Eólica*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2018. Citado na página 49.
- LAGHARI, J. *et al.* Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review. *Energy Conversion and Management*, v. 75, p. 130–140, 2013. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413003154>>. Citado na página 19.
- LASSETER, R. Microgrids. In: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305–308. Citado na página 15.
- LI, Z. *et al.* Adaptive droop control using adaptive virtual impedance for microgrids with variable pv outputs and load demands. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 68, n. 10, p. 9630–9640, 2021. Citado na página 18.
- LIU, B. *et al.* A novel unbalanced power sharing control method for an islanded microgrid. In: *2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1617–1622. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- LIU, H. *et al.* Droop control with improved disturbance adaption for a pv system with two power conversion stages. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 63, n. 10, p. 6073–6085, 2016. Citado na página 27.

- MAHMOOD, H.; JIANG, J. Autonomous coordination of multiple pv/battery hybrid units in islanded microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 6, p. 6359–6368, 2018. Citado na página 28.
- MAHMOOD, H.; JIANG, J. Decentralized power management of multiple pv, battery, and droop units in an islanded microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 2, p. 1898–1906, 2019. Citado na página 26.
- MAHMOOD, H.; MICHAELSON, D.; JIANG, J. Control strategy for a standalone pv/battery hybrid system. In: *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 3412–3418. Citado 5 vezes nas páginas 23, 29, 59, 62 e 63.
- MAHMOOD, H.; MICHAELSON, D.; JIANG, J. Decentralized power management of a pv/battery hybrid unit in a droop-controlled islanded microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 30, n. 12, p. 7215–7229, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 27.
- MATOS, F. F. *et al.* Projeto e construção de filtro lcl para conversores pwm. In: *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8. Citado na página 46.
- MÉGEL, O.; MATHIEU, J. L.; ANDERSSON, G. Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control. *IEEE PES ISGT Europe 2013*, IEEE, p. 1–5, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 36.
- MICHAELSON, D.; MAHMOOD, H.; JIANG, J. A predictive energy management system using pre-emptive load shedding for islanded photovoltaic microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 64, n. 7, p. 5440–5448, 2017. Citado na página 30.
- MOREIRA, A. V. S. *et al.* An adaptive perturb and observe method with clustering for photovoltaic module with smart bypass diode under partial shading. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 32.
- MURTAZA, A. F. *et al.* Comparative analysis of maximum power point tracking techniques for pv applications. In: *INMIC*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 83–88. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 59.
- NETTO MOURA, A. d. *Análise do Controle Droop em uma Microrrede Monofásica Isolada com Geração Fotovoltaica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2019. Citado na página 18.
- NUTKANI, I. U. *et al.* Secondary droop for frequency and voltage restoration in microgrids. In: *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–7. Citado na página 56.
- OGATA, K. *Engenharia de Controle Moderno*. 4. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2003. Citado na página 60.
- OLIVARES, D. E. *et al.* Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. Citado na página 16.
- ONS, O. N. do S. E. *Boletins da Operação*. 2022. <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>. Acesso em: 03/10/2022. Citado na página 15.

- OUFQIR, F. *et al.* Modeling and control of a photovoltaic solar system using a storage and voltage stabilization battery for an efficient microgrid. In: *2020 IEEE 2nd International Conference on Electronics, Control, Optimization and Computer Science (ICECOCS)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6. Citado na página 30.
- PEREIRA, H. A. *Conversores CC/CA – Filtro LCL*. 1. ed. [S.l.]: Universidade Federal de Viçosa, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- PHURAILATPAM, C. *et al.* Design and analysis of a dc microgrid with centralized battery energy storage system. In: *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na página 28.
- PINTHURAT, W.; HREDZAK, B. Decentralized frequency control of battery energy storage systems distributed in isolated microgrid. *Energies*, v. 13, n. 11, 2020. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/3026>>. Citado na página 27.
- PONTES, G. P. de. *Regulação de Tensão no Ponto de Acoplamento Utilizando Controle com Ajuste Automático do Ganho de Corrente*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal da Paraíba, 2021. Citado na página 15.
- QI, X. *et al.* Novel distributed optimal control of battery energy storage system in an islanded microgrid with fast frequency recovery. *Energies*, v. 11, n. 8, 2018. ISSN 1996-1073. Citado na página 26.
- RASHID, M. H. *Eletrônica de Potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações*. 4. ed. [S.l.]: Pearson, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- RAUSCHENBACH, H. S. *Solar Cell Array Design Handbook*. 1. ed. [S.l.]: Springer, Dordrecht, 1980. Citado na página 32.
- REIHANI, E. *et al.* Frequency regulation of microgrid with battery droop control. In: *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TD)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado na página 17.
- SHAH, C.; ABOLHASSANI, M.; MALKI, H. Fuzzy controlled vsc of battery storage system for seamless transition of microgrid between grid-tied and islanded mode. In: *2017 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 3224–3227. Citado na página 29.
- SHATAKSHI; SINGH, B.; MISHRA, S. Dual mode operational control of single stage pv-battery based microgrid. In: *2018 IEEMA Engineer Infinite Conference (eTechNxT)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado na página 30.
- SILVA JÚNIOR, G. P. d. *Implementação de Máquina Síncrona Virtual do Tipo Synchronverter para o Gerador de Indução Duplamente Alimentado Conectado a uma Microrrede*. Tese (apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2021. Disponível em: <<https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/45435>>. Acesso em: 27/01/2022. Citado 5 vezes nas páginas 16, 18, 48, 50 e 51.

- SILVA JÚNIOR, G. P. d.; BARROS, L. S.; BARROS, C. M. V. Synchronverter coupled to a lithium-ion bank for grid frequency and voltage supports and controlled charge-discharge. *Electric Power Systems Research*, v. 197, p. 107352, 08 2021. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.
- TAVARES, J. H. F. e C. *Desenvolvimento, Implementação e Simulação de um Controlador para Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2015. Citado na página 32.
- TAYLOR, C. W.; NASSIEF, F. R.; CRESAP, R. L. Northwest power pool transient stability and load shedding controls for generation-load imbalances. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100, n. 7, p. 3486–3495, 1981. Citado na página 19.
- VASQUEZ, J. C. *et al.* Modeling, analysis, and design of stationary-reference-frame droop-controlled parallel three-phase voltage source inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 4, p. 1271–1280, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 23, 57 e 58.
- VAZQUEZ, S. *et al.* Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, IEEE, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 23.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. In: *2009 Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1244–1254. Citado 5 vezes nas páginas 22, 32, 33, 34 e 35.
- VISCONTI, I. F. *Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010. Citado na página 47.
- XU, Y. *et al.* Dynamic load shedding for an islanded microgrid with limited generation resources. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 10, 2016. Citado na página 66.
- YI, Z.; DONG, W.; ETEMADI, A. H. A unified control and power management scheme for pv-battery-based hybrid microgrids for both grid-connected and islanded modes. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 6, p. 5975–5985, 2018. Citado na página 28.
- YU, C. *et al.* Frequency synchronization and power optimization for microgrids with battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 29, n. 5, p. 2247–2254, 2021. Citado na página 27.
- ZHANG, F.; KANG, J. A power sharing control method of parallel hybrid inverters to preserve microgrid stability. In: *2019 22nd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–4. Citado na página 28.
- ZHANG, H.; CHOW, M.-Y. On-line phev battery hysteresis effect dynamics modeling. *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, p. 1844–1849, 2010. Citado na página 36.
- ZHANG, H.; GAO, Y.; LU, D. Micro-grid droop control strategy optimization and simulation. In: *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 2013–2017. Citado 3 vezes nas páginas 16, 23 e 55.