

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
BIBLIOTECA UNIVERSITÁRIA**

Jaqueline Clamer

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE MICRORREDES  
CONSIDERANDO COMPONENTES  
ARMAZENADORES DE ENERGIA E FONTES  
RENOVÁVEIS**

Florianópolis

2018



**Jaqueline Clamer**

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE MICRORREDES  
CONSIDERANDO COMPONENTES  
ARMAZENADORES DE ENERGIA E FONTES  
RENOVÁVEIS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Florianópolis

2018

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária da Universidade Federal de Santa Catarina.

Arquivo compilado às 17:37h do dia 1 de agosto de 2018.

Jaqueline Clamer

Controle de frequência de microrredes considerando componentes armazenadores de energia e fontes renováveis : / Jaqueline Clamer; Orientador, Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.; , - Florianópolis, 17:37, 1 de agosto de 2018.

96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Microrredes. 2. Controle de Frequência. 3. Sistemas de Armazenamento de Energia. 4. Fontes Renováveis. 5. Estado de Carga (SoC). I. Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D. II. I-II. Curso de Graduação em Engenharia Elétrica IV. Controle de frequência de microrredes considerando componentes armazenadores de energia e fontes renováveis

CDU 02:141:005.7

Jaqueline Clamer

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE  
MICRORREDES CONSIDERANDO COMPONENTES  
ARMAZENADORES DE ENERGIA E FONTES RENOVÁVEIS**

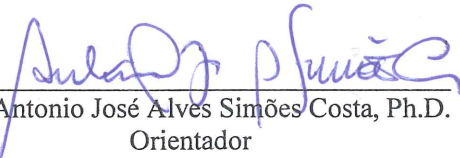
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 30 de julho de 2018.



Prof. Jean Viane Leite, Dr. Eng.  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

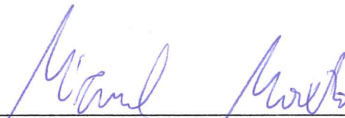
**Banca Examinadora:**



Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC



Prof. Hans Helmut Zurn, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC



Prof. Miguel Moreto, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC



*Este trabalho é dedicado aos meus guerreiros pais,  
Paulo e Fátima.*

*Dedico também, àqueles que por força maior,  
não tiveram a oportunidade de cursar ensino superior.*





---

# AGRADECIMENTOS

---

Agradeço imensamente aos meus pais, por terem acreditado nas minhas escolhas e depositado toda fé em mim, sem questionar o que era certo ou errado.

Agradeço ao meu orientador, Simões, por realizar mais do que o papel de orientador exigia, por todas as horas dedicadas e toda a atenção dada. Estendo o meu agradecimento a todos os professores que fizeram parte da minha formação, em especial ao Walter e ao Kassick, que foram meus tutores no PET e ao Pacheco, por estar sempre disponível para ajudar.

Agradeço as pessoas que fizeram possível minha entrada na UFSC, em especial, a Déborah e a minha tia Angélica. Aos colegas do PET, por todos os momentos e aprendizados vivenciados. Aos amigos da graduação, em especial o Unirio, que compartilharam comigo dificuldades, materiais de estudo, noites mal dormidas e muitas notas boas e ruins. Agradeço também, as pessoas que vivenciaram comigo esse momento de TCC, me apoiando de diferentes formas, em especial Matheus, Karin, Dacampo, Milena, Thayse e Stella.

Por fim, sou grata pela oportunidade de ter conhecido tantas pessoas de bom coração que me acompanham desde a infância e outras, que conheci em diferentes etapas da vida, as quais tenho certeza que torcem e comemoram comigo esse fim de graduação.



*“Assim como aquele pecado da juventude, este documento te perseguirá  
pelo resto da vida. ”*

Enio Valmor Kassick

*“The people who are crazy enough to think they can change the world  
are the ones who do’*

Steve Jobs



---

## RESUMO

---

O crescimento do número de microfones geradoras instaladas em sistemas de distribuição tem contribuído para a descentralização do sistema elétrico. Como as características do sistema vem mudando, sua forma de controle também precisa ser revista. Esse trabalho propõe estratégias de controle para uma microrrede de corrente alternada, que opera majoritariamente no modo ilhado e cuja geração é composta por fontes renováveis. Essas fontes, em geral, não possuem inércia suficiente para impedir grandes desvios de frequência quando há desbalanço entre carga e geração. Dessa forma, propõe-se o uso de sistemas armazenadores de energia em baterias (BESS, da sigla em Inglês), os quais possuem tempo de resposta baixo e podem injetar ou consumir potência da rede de forma quase instantânea. O objetivo desse trabalho é explorar as propriedades do BESS para reduzir a magnitude dos desvios de frequência da microrrede promovendo um melhor equilíbrio entre geração e carga. Estuda-se uma estratégia capaz de acionar os sistemas de armazenamento de energia para reduzir desvios de frequência sob condições normais de carregamento. Além disso, levando em conta também o fato de que sistemas de armazenamento tem potência limitada, é importante monitorar continuamente o estado de carga (SoC), a fim de preservar a vida útil da bateria. As estratégias de controle propostas são simuladas em um sistema-teste típico através da ferramenta *Simulink*, da plataforma computacional Matlab.

**Palavras-chaves:** Microrredes. Controle de Frequência. Sistemas de Armazenamento de Energia. Fontes Renováveis. Estado de Carga (SoC).



---

# ABSTRACT

---

The growth of the number of microsource units installed in distribution systems has contributed to the decentralization of electric system supply. As the system characteristics changes, the forms used to implement its control also needs to be revised. This work addresses the problems of control strategies for an alternating current microgrid, which operates mostly in island mode and whose energy supply relies on renewable sources. Those sources do not generally have enough inertia to prevent large frequency deviations when load-generation imbalances occur. Thus, the use and potential advantages of battery energy storage systems (BESS) are investigated. In general, energy storage systems present a fast time response and can thus inject or consume power from the network almost instantaneously. The goal of this work is to show that the magnitude of microgrid frequency deviations can be reduced through the use of BESS to improve the balance between generation and load. A strategy capable of turning on energy storage systems to cope with frequency deviations under normal loading conditions is studied. In addition, care must be taken by monitoring the BESS State of Charge (SoC). The proposed control strategies are simulated on a typical test system using the *Simulink* tool of the Matlab platform.

**Keywords:** Microgrids. Frequency Control. Energy Storage Systems. Renewable Sources. State of Charge (SoC).





---

## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 2.1 – Exemplo de Microrrede, [MICROGRIDS at Berkeley Lab, modificada] . . . . .	31
Figura 2.2 – Exemplo de Arquitetura de uma Microrrede, [A Review of Existing Microgrid Architectures - Hindawi, modificada] . . . . .	36
Figura 3.1 – Comparação da Densidade de Energia para Diferentes Tecnologias, [Adv. Radio Sci, 2017, modificada] . . . . .	38
Figura 3.2 – Modelo de Carga e Descarga da Bateria [ <a href="http://sci-abc.us/nvxpy">http://sci-abc.us/nvxpy</a> , modificada] . . . . .	39
Figura 3.3 – Conversor de 12 pulsos . . . . .	41
Figura 3.4 – $V_{oc}$ x SoC [Baronti 2014, modificada] . . . . .	43
Figura 4.1 – Resposta da Geração Hídrica ao Degrau Positivo de Carga . . . . .	48
Figura 4.2 – Sensibilidade da Carga à Frequência . . . . .	49
Figura 4.3 – Características do Estatismo . . . . .	51
Figura 4.4 – Diagrama de Blocos . . . . .	52
Figura 4.5 – Diagrama de Blocos com Compensador . . . . .	54
Figura 4.6 – Diagrama de Blocos com os Parâmetros . . . . .	58
Figura 5.1 – Lógica de Acionamento do BESS . . . . .	65
Figura 5.2 – Controle do BESS . . . . .	66
Figura 5.3 – Diagrama de Blocos . . . . .	69
Figura 6.1 – Perfil crescente de carga . . . . .	73
Figura 6.2 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s considerando apenas Geração Convencional . . . . .	74
Figura 6.3 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s com BESS e Geração Convencional . . . . .	75

Figura 6.4– SoC e Potência do BESS . . . . .	75
Figura 6.5– Perfil da Geração PV . . . . .	76
Figura 6.6– Desvios de frequência em p.u. de rad/s com PV, BESS e Geração Convencional . . . . .	77
Figura 6.7– Desvios de frequência em p.u. de rad/s com PV e sem PV . . . . .	78
Figura 6.8– Saída intempestiva da geração PV . . . . .	78
Figura 6.9– Perfil de carga decrescente . . . . .	79
Figura 6.10–Desvios de frequência em p.u. de rad/s com BESS e Geração Convencional . . . . .	80
Figura 6.11–Desvios de frequência em p.u. de rad/s com PV, BESS e Geração Convencional . . . . .	81
Figura 6.12–SoC e Potência do BESS . . . . .	82
Figura 6.13–Saída intempestiva da geração PV . . . . .	83
Figura 6.14–Desconexão da MT sem BESS . . . . .	84
Figura 6.15–Desconexão da MT com e sem BESS . . . . .	85

---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

---

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
LC	<i>Load Controller</i>
MC	<i>Microsource Controller</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão



---

# SUMÁRIO

---

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>23</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DE MICRORREDES . . . . .	23
1.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS ASSOCIADOS A CONTROLE DE FREQUÊNCIA . . . . .	24
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	25
1.4	CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO . . . . .	26
1.5	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO . . . . .	27
<b>2</b>	<b>MICRORREDES . . . . .</b>	<b>29</b>
2.1	INTRODUÇÃO . . . . .	29
2.2	ESTRUTURA DE MICRORREDES . . . . .	30
2.3	FONTES DE GERAÇÃO E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO . . . . .	30
<b>2.3.1</b>	<b>Fontes de Geração . . . . .</b>	<b>30</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Sistemas de Armazenamento . . . . .</b>	<b>32</b>
2.4	MODOS DE OPERAÇÃO . . . . .	33
<b>2.4.1</b>	<b>Modo Conectado . . . . .</b>	<b>33</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Modo Desconectado . . . . .</b>	<b>33</b>
2.5	CONTROLE DE MICRORREDES . . . . .	34
2.6	CONCLUSÕES . . . . .	35
<b>3</b>	<b>SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS . . . . .</b>	<b>37</b>
3.1	INTRODUÇÃO . . . . .	37
3.2	DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA DE BATERIAS . . . . .	38
3.3	MODELO DE BATERIAS . . . . .	40
<b>3.3.1</b>	<b>MODELO DE BATERIA PARA ESTUDOS EM FREQUÊNCIA . . . . .</b>	<b>40</b>
3.4	SOC: ESTADO DE CARGA . . . . .	42

3.4.1	<b>Cálculo do SoC</b> . . . . .	<b>43</b>
3.5	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	<b>45</b>
<b>4</b>	<b>CONTROLE DE VELOCIDADE DE UMA PCH</b> . . . . .	<b>47</b>
4.1	INTRODUÇÃO . . . . .	47
4.2	CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS COM UNIDADES GERADORAS HIDRELÉTRICAS . . . . .	48
4.2.1	<b>Resposta Inversa</b> . . . . .	<b>48</b>
4.2.2	<b>Sensibilidade da Carga à Frequência</b> . . . . .	<b>48</b>
4.2.3	<b>Regulador de Velocidade</b> . . . . .	<b>50</b>
4.3	REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE . . . . .	50
4.4	AJUSTES NO REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE . . . . .	51
4.5	RESULTADOS . . . . .	58
<b>5</b>	<b>CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM MICRORREDES COM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS</b> . . . . .	<b>61</b>
5.1	INTRODUÇÃO . . . . .	61
5.2	ESTRUTURA DA MICRORREDE . . . . .	62
5.2.1	<b>Geração Fotovoltaica</b> . . . . .	<b>62</b>
5.2.2	<b>Perfil de Carga</b> . . . . .	<b>62</b>
5.2.3	<b>Controle da Geração Convencional</b> . . . . .	<b>62</b>
5.2.4	<b>Controle do BESS</b> . . . . .	<b>63</b>
5.3	MODELAGEM MATEMÁTICA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DA MICRORREDE . . . . .	65
5.4	CONCLUSÕES . . . . .	68
<b>6</b>	<b>RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES</b> . . . . .	<b>71</b>
6.1	INTRODUÇÃO . . . . .	71
6.2	SISTEMA-TESTE . . . . .	71
6.3	ESTUDOS DE CASO - PERFIL DE CARGA CRESCENTE . . . . .	72
6.3.1	<b>Perfil de Carga Crescente</b> . . . . .	<b>72</b>
6.3.2	<b>Caso 1 - Geração Convencional</b> . . . . .	<b>72</b>
6.3.3	<b>Caso 2 - Geração Convencional e BESS</b> . . . . .	<b>73</b>

---

6.3.4	Caso 3 - Geração Convencional, BESS e PV . . . .	76
6.3.5	Caso 4 - Saída Intempestiva da Geração PV . . . .	77
6.4	ESTUDOS DE CASO - PERFIL DE CARGA DE- CRESCENTE . . . . .	79
6.4.1	Perfil de Carga Decrescente . . . . .	79
6.4.2	Caso 5 - Geração Convencional e BESS . . . . .	80
6.4.3	Caso 6 - Geração Convencional, BESS e PV . . . .	80
6.4.4	Caso 7 - Saída Intempestiva da Geração PV . . . .	82
6.5	MICRORREDE CONECTADA À REDE DE MÉ- DIA TENSÃO COM DESCONEXÃO ABRUPTA . . . . .	82
6.5.1	Caso 8 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão com Desconexão Abrupta, sem BESS . . . .	84
6.5.2	Caso 9 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão com Desconexão Abrupta, com BESS . . . .	84
6.6	CONCLUSÕES . . . . .	85
7	CONCLUSÕES . . . . .	89
7.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	89
7.2	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	90
	<b>Bibliografia . . . . .</b>	<b>93</b>





# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUÇÃO

---

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DE MICRORREDES

Com o passar dos anos é crescente a busca por alternativas ao uso de combustíveis fósseis, devido a sua escassez e questões ambientais. Existe, também, uma preocupação com o aumento da demanda mundial por energia elétrica, juntamente com instabilidade política entre países produtores/compradores de energia.

Devido a esses fatores e ao desenvolvimento tecnológico, as fontes geradoras não convencionais vêm ganhando espaço e se tornando cada vez mais economicamente viáveis.

A ideia de microgeração vem se difundindo através de “geração caseira”. Segundo dados do *US. Department of Energy*, uma residência típica de Austin, Texas, equipada com painéis fotovoltaicos produz, durante o horário de pico de sol, no verão, de 4 a 5 kW, o que excede o consumo da casa, durante o mesmo período (HEBNER, 2017). A geração de energia em pequenas proporções é compatível com os conceitos de Redes Inteligentes e Geração Distribuída.

Redes Elétricas Inteligentes, do inglês *Smart Grids*, referem-

se à integração de canais de comunicação às redes de energia elétrica de modo a permitir uma troca de informação mais ágil entre unidades consumidoras, geradoras e armazenadoras de energia, bem como facilitar a implementação de estratégias de controle globais. Por outro lado, Geração Distribuída (GD) é definida pelo IEEE como o conjunto de fontes geradoras de pequeno/médio porte conectadas em qualquer ponto de redes elétricas de distribuição (GIL; CABETE et al., 2009). O conceito de microrredes surge a partir da aplicação de princípios de Redes Inteligentes a sistemas elétricos de distribuição equipados com Geração Distribuída.

Entre os componentes de uma microrrede estão unidades geradoras, cargas e unidades de armazenamento. Para este trabalho, uma microrrede genérica será simulada a partir de fontes geradoras que usam recursos sustentáveis, tais como geração fotovoltaica e hídrica. Como fontes de armazenamento serão consideradas baterias de íons de lítio.

## 1.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS ASSOCIADOS A CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Existem muitos desafios associados ao controle e operação das microrredes. Um deles refere-se ao controle de frequência no regime de transição entre os modos de operação. Além disso, perturbações de carga no modo isolado provocam um efeito considerável na frequência da microrrede (ADITYA; DAS, 1999).

As massas girantes de fontes convencionais, conectadas a sistemas elétricos de grande porte, possuem grande inércia, sendo esta essencial para a estabilidade da operação do sistema. Em geral, os geradores distribuídos não possuem tal inércia ou são conectados à rede mediante inversores de eletrônica de potência, tornando-se insensíveis à variação de frequência. Estas características fazem com que o controle destas redes se torne ainda mais complexo (N. HATZIGYRIOU et al., 2006).

Na configuração tradicional, com máquinas síncronas, o controle é feito através de relações de potência ativa com frequência e potência reativa com tensão, por meio dos estatismos dos geradores.

A mesma estratégia de controle pode ser aplicada para uma microrrede através da simulação da presença de um gerador síncrono. Essa estratégia é conhecida como GSV - gerador síncrono virtual. Existem alguns modelos que permitem a simulação da inércia virtual. Um exemplo de modelo propõe que o GSV tenha inércia proporcional à derivada da frequência (ROLIM et al., s.d.).

Sistemas de armazenamento por baterias (BESS - *Battery Energy Storage Systems*), mostram-se eficientes no controle de frequência devido à rápida resposta a perturbações. Assim sendo, as tecnologias de armazenamento melhoram de forma significativa a estabilidade e confiabilidade do sistema (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009).

A regulação do sistema, submetido à alguma das situações citadas anteriormente, pode ser realizada através da descarga da energia, armazenada nas baterias, diretamente na microrrede, amenizando a queda brusca de frequência (ADITYA; DAS, 1999). No caso de aumento de frequência, que ocorre quando a potência gerada ultrapassa a potência demandada pela carga, a bateria também pode ser utilizada a fim de realizar esse controle. Nessa etapa ocorre o carregamento da bateria, ou seja, o BESS é visto pela microrrede como uma carga.

### 1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O CERTS - *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, órgão do *U.S. Department of Energy* criado em 1999, trouxe o conceito de microrredes em 2002 (R. LASSETER et al., 2002). Assim, uma microrrede seria um sistema onde pequenas fontes geradoras e cargas operariam como uma única unidade controlada, do ponto de vista do sistema de energia. Torna-se necessário o controle eletrônico dos componentes para que a microrrede seja capaz de atender as necessidades locais de confiabilidade e segurança (R. LASSETER et al., 2002).

Na Europa, o primeiro trabalho na área foi iniciado em 2003 pelo projeto MICROGRIDS - *Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids*, teve duração de 36 meses e participação de diversos parceiros europeus (GIL; CABETE et al., 2009).

Os dois modelos consideram microrredes de baixa tensão que incluem basicamente os mesmos componentes.

Os projetos diferem quanto à forma de controle. O modelo americano utiliza controle descentralizado, ou seja, novas cargas ou microfones podem ser adicionadas à rede a qualquer momento, sem necessidade de nova configuração do sistema. Em contrapartida, o modelo europeu considera controle de forma centralizada e hierárquica.

## 1.4 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é a implementação computacional e análise de desempenho de estratégias de controle de frequência aplicáveis a microrredes que operam no modo ilhado, com capacidade de atuação efetiva, inclusive, na transição do modo interligado com a rede para o modo ilhado. Para atingir esses objetivos, torna-se necessário realizar o estudo e modelagem de fontes geradoras, cargas e unidades de armazenamento de energia que compõem uma microrrede.

O objetivo é propor uma estratégia para controlar a frequência, na presença de algum evento que cause desequilíbrio de geração/carga, utilizando um sistema de armazenamento de energia por baterias. O sistema de geração convencional (hidrelétrica), representa a maior parte da geração e possui inércia significativa, levando um tempo considerável para reequilibrar carga e geração.

O BESS, por não possuir inércia, responde rapidamente ao evento que causa desequilíbrio e auxilia no amortecimento do desvio de frequência. Embora apresente resposta rápida, o sistema de baterias possui potência e energia limitadas. Além disso, ligar e desligar esse sistema por vezes consecutivas pode comprometer a sua vida útil. Outro possível problema é que a bateria pode estar descarregada em uma situação crítica por ter sido acionada, por um longo tempo para amortecer pequenos desvios, a fim de reestabelecer a frequência da microrrede.

Este trabalho propõe utilizar o BESS a fim de reestabelecer

a frequência, porém limitando o acionamento deste sistema apenas a partir de um valor de desvio de frequência pré-estabelecido.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O presente documento é composto de sete capítulos, descritos a seguir:

O primeiro capítulo traz a contextualização do tema junto com uma revisão bibliográfica a fim de introduzir o trabalho juntamente com a contribuição que o trabalho espera trazer.

A estrutura de uma microrrede genérica é apresentada no segundo capítulo, assim como, os modos de operação e as formas de controle que a microrrede pode ser submetida.

O terceiro capítulo é destinado a sistemas de armazenamento em bateria. São descritas as tecnologias atuais, o modelo adotado para a bateria, assim como o conceito de SoC (*State of Charge*).

O controle de velocidade de uma PCH é tratado no quarto capítulo. A turbina hídrica apresenta uma resposta transitória inversa quando submetida a um degrau de carga. Sendo assim, esse capítulo é destinado ao projeto do regulador de velocidade que tem como objetivo amortecer esse efeito causado pela turbina.

O quinto capítulo engloba os componentes descritos nos capítulos anteriores, assim como a geração fotovoltaica e a carga. Além disso, é apresentado o diagrama de blocos do sistema-teste escolhido para representar esse estudo.

O sexto capítulo traz os resultados das simulações feitas no decorrer do trabalho, juntamente com a discussão e algumas comparações realizadas.

Para finalizar, o sétimo capítulo apresenta as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros na área.



# CAPÍTULO 2

---

## MICRORREDES

---

### 2.1 INTRODUÇÃO

Uma das razões que promoveu o estudo das microrredes foi a busca pela redução da poluição ambiental, causada por fontes geradoras que utilizam combustíveis fósseis (ARUNAN; RAVISHANKAR; AMBIKAI RAJAH, 2017). As microrredes permitem a integração de fontes de energia limpa, em pequena escala, ao sistema de distribuição. Esse trabalho tem como um de seus objetivos utilizar fontes renováveis para a geração de energia.

Este capítulo traz conhecimentos básicos e necessários para o entendimento de uma microrrede. Em diferentes seções, serão apresentadas a estrutura/arquitetura de uma microrrede, assim como, seus componentes. Além disso, os modos de operação serão discutidos. Por último, a forma com que o controle é realizado será brevemente apresentada.

## 2.2 ESTRUTURA DE MICRORREDES

Microrredes possuem diferentes definições, como citado no capítulo 1. De forma geral, uma microrrede consiste em fontes geradoras localizadas em diferentes pontos do sistema de distribuição (geração distribuída), cargas e sistemas de armazenamento de energia, além de um sistema de comunicação e controle. (A. G. ANASTASIADIS; A. G. TSIKALAKIS; N. D. HATZIARGYRIOU, 2010) (N. HATZIARGYRIOU et al., 2006).

Geralmente, as microrredes operam conectadas ao sistema tradicional de energia, embora possam se desconectar e manter sua operação de forma autônoma, dependendo de condições físicas ou econômicas (MORRIS et al., 2012).

A Figura 2.1 indica uma microrrede genérica. Na estrutura, destacam-se: uma chave (disjuntor), responsável pela desconexão da rede convencional; sistemas de geração como energia solar fotovoltaica e energia eólica; sistemas de armazenamento: banco de baterias (o carro elétrico também funciona como bateria, podendo injetar potência na rede quando necessário, por exemplo, no horário de pico e carregar durante a noite); cargas a serem abastecidas representadas por empreendimentos residenciais/comerciais. Os componentes citados acima interagem entre si através de controladores.

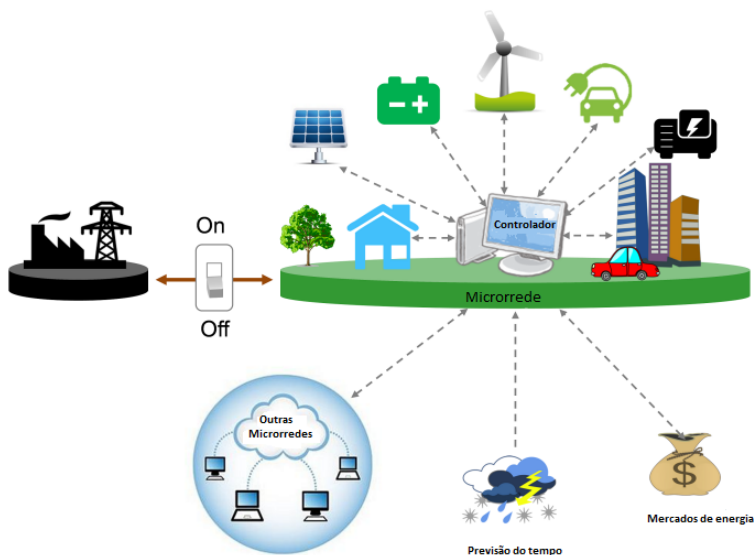
## 2.3 FONTES DE GERAÇÃO E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

### 2.3.1 Fontes de Geração

As fontes geradoras de uma microrrede podem ser diversas. Algumas tecnologias são descritas a seguir:

- Energia Solar Fotovoltaica:  
Energia Fotovoltaica (ou PV System) se refere à geração de eletricidade a partir de energia solar. Devido aos recentes avanços na tecnologia de inversores, a energia fotovoltaica, que é produzida em corrente contínua e transformada em corrente





Copyright Berkeley Lab

Figura 2.1 – Exemplo de Microrrede, [MICROGRIDS at Berkeley Lab, modificada]

alternada, é uma das formas mais comuns de Geração Distribuída (GD) em todo o mundo.

Fonte renovável, longa vida útil e geração silenciosa são algumas vantagens. Como desvantagens apontam-se baixa eficiência dos painéis e alto custo de instalação, além da inconstância de suprimento.

- Energia Eólica: os aerogeradores convertem a energia cinética dos ventos em energia elétrica. A energia mecânica do vento é capturada através de pás girantes e então é transferida para um gerador, através de uma caixa de engrenagens. Variações significativas nos ventos em uma escala curta de tempo (horária) é uma das principais desvantagens, tendo também como consequência a inconstância de suprimento.

- Energia Hidrelétrica

A energia elétrica é produzida através da energia potencial gravitacional da água. A potência gerada é proporcional à altura de queda e à vazão da água. A energia potencial se transforma em energia cinética (através da queda) e move uma turbina hidráulica, que por sua vez, aciona um gerador elétrico.

É uma fonte de energia renovável e que não sofre variações de geração durante períodos do dia, como a solar e a eólica. Uma de suas desvantagens é a inundação de áreas, além de necessitar de um processo longo de instalação.

### 2.3.2 Sistemas de Armazenamento

Os sistemas de armazenamento tem um papel extremamente importante para a operação das microrredes. Algumas tecnologias são:

- Baterias

Baterias transformam energia química em energia elétrica. Uma bateria é formada por um anodo, um catodo, uma membrana porosa e um eletrólito. Devido a reações que ocorrem no eletrólito, íons positivos passam do anodo para o catodo através da membrana porosa, ou vice-versa, (dependendo se o processo é de carga ou descarga), enquanto os elétrons se dirigem até esses íons positivos através de um circuito elétrico, externo à bateria (RIBEIRO et al., 2001).

- Volante de Inércia

Com forma de volante ou roda, foi desenvolvido para armazenar energia rotacional, mais especificamente, energia cinética. Em sistemas de energia, funciona a partir da aceleração de um rotor a uma alta velocidade, através de energia elétrica. Quando o volante de inércia entrega energia ao sistema ao qual está conectado, sua velocidade de rotação diminui, de acordo com o princípio da conservação de energia.

- CHP (do inglês *Combined Heat and Power*)

Também conhecido como cogeração, um sistema CHP aplica-se

onde a fonte de geração de energia está próxima à carga. O calor gerado através da produção de energia elétrica convencional geralmente é desperdiçado. O sistema CHP reutiliza esse calor como forma de energia térmica para aquecimento/resfriamento. Um único sistema, como CHP, possui eficiência maior que dois sistemas que produzem eletricidade e calor separadamente (R. H. LASSETER; PAIGI, 2004).

## 2.4 MODOS DE OPERAÇÃO

Como visto anteriormente, uma microrrede pode operar tanto conectada quanto desconectada à rede de média tensão. Esse trabalho concentra seus esforços no modo desconectado, devido aos grandes desafios de operação encontrados nessa configuração.

### 2.4.1 Modo Conectado

Esse é o método convencional de operação. A microrrede opera conectada ao sistema de média tensão através de um transformador. Nessa configuração, a microrrede pode importar ou exportar energia da rede, dependendo das suas condições de balanço geração/carga.

### 2.4.2 Modo Desconectado

Uma microrrede tem a capacidade de se desconectar do sistema de potência. Tal desconexão ocorre na presença de fatores como: flutuações de tensão, perturbações de frequência e/ou apagões de energia na rede a montante (KAVITHA et al., 2017). Uma vez desconectada, a microrrede usa os recursos a sua disposição para continuar fornecendo energia para seus ‘consumidores’, mesmo que de forma parcial (MORRIS et al., 2012).

No modo desconectado, também conhecido como ilhado, alguns desafios de estabilidade surgem. Esses desafios se devem, principalmente, à grande flutuação das fontes geradoras e da demanda, causando desbalanço entre carga e geração, mesmo na presença de componentes armazenadores de energia (ARUNAN; RAVISHAN-

KAR; AMBIKAI RAJAH, 2017).

## 2.5 CONTROLE DE MICRORREDES

O controle de microrredes pode ser feito de diferentes formas. No controle totalmente centralizado, existe uma complexa central de controle que é responsável por todas as tomadas de decisão sobre a microrrede. Esse tipo de controle exige uma comunicação intensa e eficiente entre a unidade controladora e as unidades controladas. Enquanto isso, no controle totalmente descentralizado, as unidades são controladas através de um controle local, o qual independe da ação das outras unidades controladas (BORAZJANI et al., 2014).

Para o controle descentralizado, a grande dificuldade é a coordenação da operação, sendo que não há interação entre as unidades controladas. Enquanto isso, o controle centralizado exige alto esforço computacional e comunicação. Diante desses fatores, o controle hierárquico se mostra o mais viável, sendo o meio termo entre as formas de controle, tornando a operação possível e confiável (OLIVARES et al., 2014).

O controle hierárquico é dividido em três níveis:

- Primeiro nível: composto pelos controladores locais, é o nível mais baixo da hierarquia e é o que apresenta a resposta mais rápida. Esse tipo de controle se baseia exclusivamente nas medidas locais e não depende de comunicação com os níveis mais altos da hierarquia para tomar decisões. Os controladores podem ser do tipo LC's (do inglês *Load Controller*), responsáveis pelo controle de cargas ou do tipo MC's (do inglês, *Microsource Controller*), responsáveis pela quantidade de potência ativa e reativa gerada pelas fontes GD.
- Segundo nível: MGCC (do inglês *Microgrid Central Controller*) é o controlador central da microrrede e é responsável pela coordenação dos controladores locais, assim como pela confiabilidade e otimização econômica da microrrede, tanto no modo conectado como também no modo ilhado. (Anestis G ANAS-

TASIADIS; Antonios G TSIKALAKIS; Nikos D HATZIARGYRIOU, 2010) Seus maiores desafios ocorrem no modo desconectado, quando as variações de carga e geração são frequentes, demandando diversas ações do controle primário. O ajuste dos desvios de tensão e frequência também são funções do MGCC.

- Terceiro nível: DMS (do inglês, *Distribution Management System*) é o mais alto nível da hierarquia e é responsável pela comunicação entre microrredes com a rede de distribuição e possivelmente com outras microrredes, indicando os desafios de operação (controle de frequência, por exemplo). Sua atuação é a mais lenta entre os níveis de controle. Enquanto o primeiro nível atua de forma instantânea, o segundo leva alguns minutos e o DMS opera com um intervalo de tempo maior (GIL; CABETE et al., 2009).

A Figura 2.2 mostra os tipos de controladores em uma microrrede:

## 2.6 CONCLUSÕES

Duas grandes vantagens do uso de geração distribuída são: redução de perdas nas linhas de transmissão e distribuição e melhora na confiabilidade através da operação no modo isolado, quando há alguma interrupção ou problema na qualidade de energia (R. H. LASSETER, 2011).

Esse capítulo trata sobre alguns componentes comuns de geração distribuída, modos de operação da microrrede e como ocorre a divisão das funções dentro do controle hierárquico. Essas informações são fundamentais para o entendimento da dinâmica da microrrede e dos próximos capítulos.

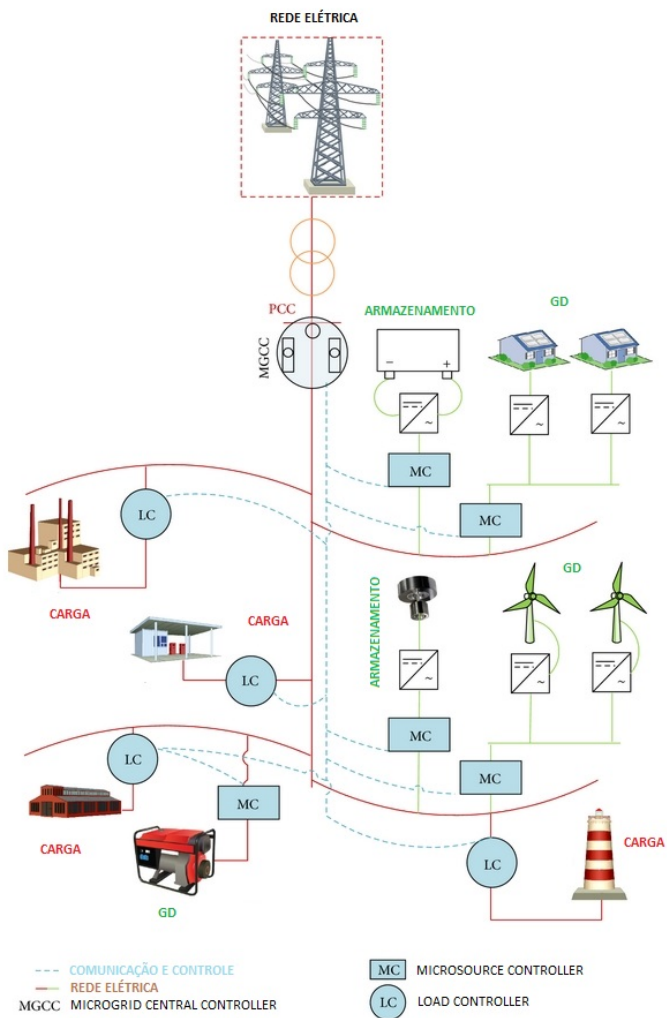


Figura 2.2 – Exemplo de Arquitetura de uma Microrrede, [A Review of Existing Microgrid Architectures - Hindawi, modificada]

# CAPÍTULO 3

## SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS

### 3.1 INTRODUÇÃO

Na medida em que aumenta o número de fontes renováveis conectadas ao sistema de potência, aumenta, também, a preocupação sobre a confiabilidade e operação desse sistema. Uma possível solução é integrar sistemas de armazenamento de energia à rede a fim de assegurar a sua confiabilidade e performance (DIVYA; ØSTERGAARD, 2009).

A demanda por elementos armazenadores de energia eficientes e de alta potência estimulou estudos no campo de baterias, a fim de buscar dispositivos com alta densidade de energia e potência, incluindo uma vida útil longa aliada com o menor custo possível (ROSCHER; BOHLEN; VETTER, 2011).

Esse capítulo aborda aspectos ligados à tecnologia das baterias como fontes de armazenamento de energia, com foco nas suas características, tecnologias, modelagem e cálculo do estado de carga (SoC).

### 3.2 DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA DE BATERIAS

Baterias consistem em uma ou mais células eletroquímicas, conectadas em série ou paralelo. Nessas células energia química é convertida em energia elétrica e vice-versa através de reações eletroquímicas (JONGERDEN; HAVERKORT, 2008).

Dentre os diversos materiais, baterias de íons de lítio tem sido amplamente usadas, principalmente na área de veículos elétricos e sistemas de armazenamento. Suas principais vantagens são alta densidade de energia (ver Figura 3.1) e longa vida útil quando comparada a outras tecnologias (chumbo-ácido e níquel-cádmio, por exemplo). (PAYYAPPILLY; JOHN, 2017).

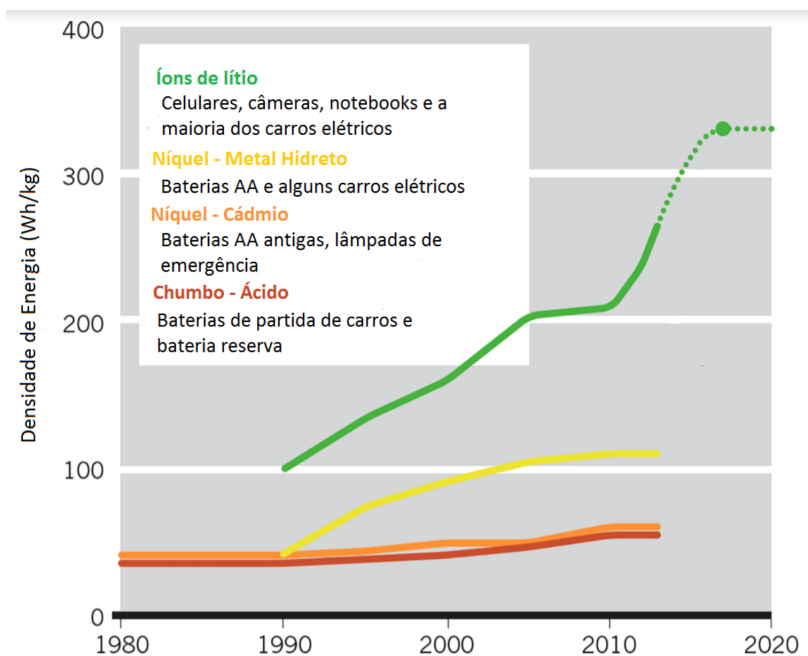


Figura 3.1 – Comparação da Densidade de Energia para Diferentes Tecnologias, [Adv. Radio Sci, 2017, modificada]

Toda célula possui necessariamente quatro componentes: dois eletrodos, um separador e um eletrólito. O eletrodo negativamente



carregado é conhecido como anodo enquanto o eletrodo positivo é o catodo. Reações de redução/oxidação são responsáveis pelo fluxo de corrente (SAIDANI et al., 2017).

O eletrodo é geralmente uma solução orgânica de sais de lítio e o separador é uma membrana porosa que separa anodo e catodo física e eletricamente. Essa membrana é permeável e permite que íons  $Li^+$  (e não elétrons) possam migrar entre os eletrodos (SAIDANI et al., 2017).

Durante a descarga, íons positivos ( $Li^+$ ) são liberados pelo anodo e migram em direção ao catodo através da membrana que os separa. Os elétrons, liberados na mesma reação, fluem através de uma carga conectada através de um circuito externo, em direção ao catodo. De forma análoga, ocorre o processo de carga da bateria (WORTHMAN, 2015).

Estes processos são ilustrados na Figura 3.2.

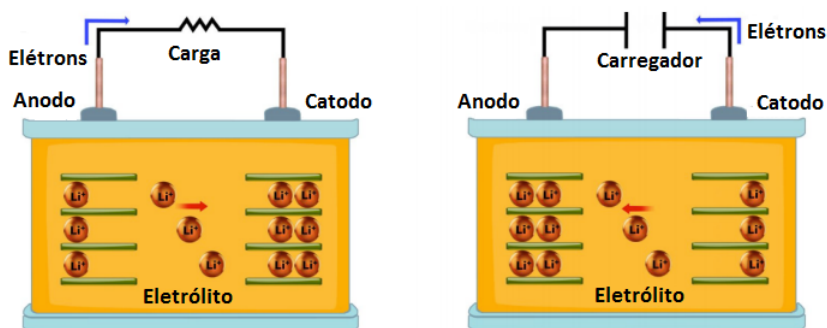


Figura 3.2 – Modelo de Carga e Descarga da Bateria [http://sciabc.us/nvxpy, modificada]

A capacidade de uma bateria de íons de lítio diminui com o tempo de uso (ciclos). Essa perda de capacidade se deve a reações não desejadas, as quais ocorrem principalmente devido a sobrecargas e subcargas. No caso de sobrecarga, os íons de lítio tendem a se acumular na superfície do anodo, onde são depositados como lítio metálico, reduzindo os íons livres, ocasionando uma perda irreversível de capacidade. No caso da subcarga, a degradação ocorre no cato-

do e também causa perda permanente (ARORA; WHITE; DOYLE, 1998). Além disso, esse tipo de tecnologia tem um custo considerável e deve ser gerenciada para ter o máximo aproveitamento possível.

### 3.3 MODELO DE BATERIAS

Existem diversos modelos para representar uma bateria de íons de lítio. Entre eles, destacam-se os modelos equivalentes por circuitos elétricos, devido à sua simplicidade. Esses modelos, permitem representar o processo eletroquímico, que é complexo, através de um circuito simples. O modelo utilizado nesse trabalho considera um conversor de eletrônica de potência e permite estudos de controle de frequência.

#### 3.3.1 MODELO DE BATERIA PARA ESTUDOS EM FREQUÊNCIA

O conversor de 12 pulsos permite operação em alta potência e com baixa distorção harmônica e *ripple* na saída DC.

A configuração desse conversor pode ser realizada através da associação de dois retificadores de seis pulsos, conectados à rede através de um transformador de três enrolamentos. Um dos retificadores é conectado à rede através de uma conexão Y:Y, enquanto o outro é conectado como Y:Δ. Essa configuração, introduz uma defasagem de 30°, necessária para a operação com 12 pulsos (RENDUSARA et al., 1996).

Com a defasagem de 30° a corrente nos enrolamento primário do transformador é aproximadamente senoidal e as harmônicas de 5ª e 7ª ordem são canceladas, para um sistema trifásico balanceado.

Para um conversor de 12 pulsos, as frequências dos componentes harmônicos são determinados por:

$$h = nq \pm 1$$

sendo  $h$  a ordem das harmônicas e  $q$  o número de pulsos para o sistema retificador. Dessa forma, a ordem mais baixa das harmônicas

no conversor de 12 pulsos são  $11^a$  e  $13^a$ .

A configuração descrita acima é ilustrada na Figura 3.3.

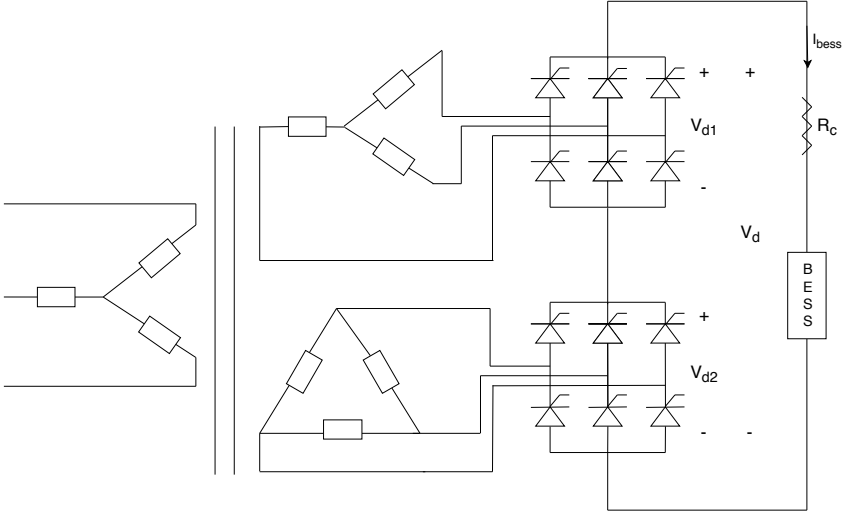


Figura 3.3 – Conversor de 12 pulsos

A tensão na saída do conversor de 12 pulsos é dada pela soma das tensões de saída dos conversores de 6 pulsos. As próximas deduções foram extraídas de (LU; LIU; WU, 1995).

$$V_d = V_{d1} + V_{d2} = 2 \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t \quad (3.1)$$

Sendo  $V_t$  a tensão de linha.

As potências ativas ( $P_{bess}$ ) e reativa ( $Q_{bess}$ ) consumidas pelo BESS, dadas através do conversor, são as seguintes:

$$P_{bess} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (3.2)$$

$$Q_{bess} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (3.3)$$

Onde  $\alpha$  é o ângulo de disparo dos tiristores.

Para esse trabalho, a bateria pode fornecer ou absorver potência ativa, enquanto a potência reativa não é considerada pela estratégia utilizada. Sendo assim,  $\alpha_1 = -\alpha_2 = \alpha$ , então:

$$P_{bess} = \frac{6\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{bess} (\cos \alpha) = V_d I_{bess} (\cos \alpha) \quad (3.4)$$

$$Q_{bess} = 0 \quad (3.5)$$

Manipulando as equações acima (de acordo com (LU; LIU; WU, 1995)), o modelo dinâmico do BESS pode ser definido como:

$$\Delta P_{bess} = \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} \Delta \omega \quad (3.6)$$

Onde  $K_{bp}$  é o ganho da malha de controle de frequência,  $T_{bp}$  é a constante de tempo do medidor de frequência e  $\Delta \omega$  representa os desvios de frequência.

### 3.4 SOC: ESTADO DE CARGA

Para garantir uma operação segura, os parâmetros internos da bateria precisam ser monitorados. O não monitoramento desses parâmetros pode comprometer a performance e a vida útil da bateria e, em casos extremos, danos mais sérios, como explosões, podem ser causados (CHEN et al., 2018).

Por razões de segurança, as baterias vem lacradas e esses parâmetros não podem ser acessados. A alternativa que resta é realizar estimações. Um dos indicadores importantes é conhecido como estado de carga ou SoC, da sigla em Inglês para *State of Charge*, que compara a capacidade atual da bateria (em porcentagem ou em valor p.u.) com a sua capacidade máxima (HAN et al., 2017). Ou seja, quando a bateria está totalmente descarregada, o SOC é igual a 0 % e no caso de carga total, seu valor é de 100 %.

Existem diferentes modelos para estimação do SoC. Para esse trabalho, considera-se um modelo de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Nesse modelo, medidas de corrente de carga e tensão terminal

da bateria são facilmente realizadas e assim  $V_{oc}$  é estimado. Com o modelo estimado de histerese da bateria e  $V_{oc}$ , o SoC, finalmente, pode ser estimado (ZHANG; CHOW, 2010).

Devido ao efeito da histerese, a curva de carga possui um valor de  $V_{oc}$  maior que a curva de descarga para o mesmo SoC, como mostra a Figura 6.4.

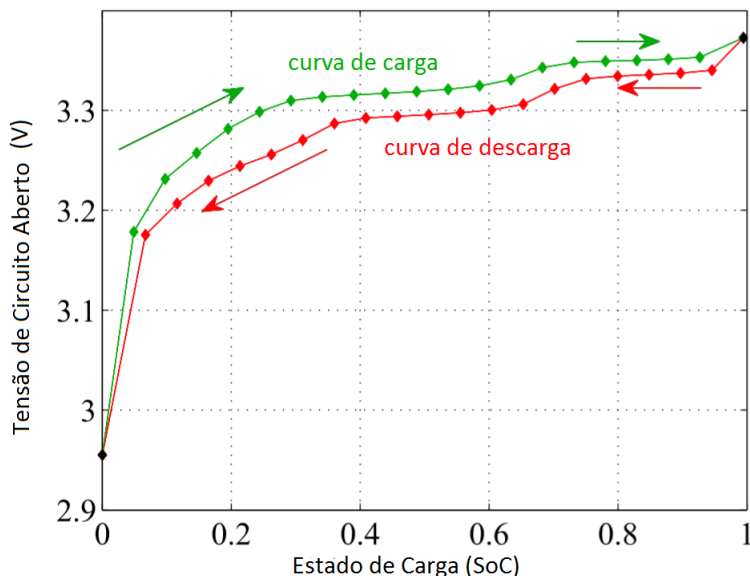


Figura 3.4 –  $V_{oc}$  x SoC [Baronti 2014, modificada]

A histerese em baterias de íons de lítio ocorre devido a efeitos termodinâmicos, estresse mecânico e distorções microscópicas no interior dos materiais do eletrodo durante a inserção/extração de lítio (ZHANG; CHOW, 2010).

### 3.4.1 Cálculo do SoC

O estado da bateria é definido através do sinal de  $P_{bess}$ , que é a potência entregue pela sistema de baterias. Quando  $P_{bess} > 0$ , a bateria está injetando energia na rede e consequentemente descarregando. O caso dual é quando  $P_{bess} < 0$  que é quando a bateria

funciona como uma carga para o sistema (o sinal negativo indica que está consumindo potência da rede) e então, é carregada.

A relação entre o SoC e  $P_{bess}$  é dada por (MEGEL; MATHIEU; ANDERSSON, 2013):

$$\frac{SoC(k+1) - SoC(k)}{\Delta k} = -\frac{1}{\eta_d} \frac{P_{bess}(k)}{\overline{E}_B}, \text{ se } P_{bess} > 0 \quad (3.7)$$

$$\frac{SoC(k+1) - SoC(k)}{\Delta k} = -\eta_c \frac{P_{bess}(k)}{\overline{E}_B}, \text{ se } P_{bess} < 0 \quad (3.8)$$

Onde  $\overline{E}_B$  é a energia máxima que a bateria pode fornecer e  $\eta_c$  é o rendimento de carga, enquanto  $\eta_d$  é o rendimento de descarga do BESS. Os rendimentos de carga e descarga geralmente possuem valores distintos, devido à histerese, como ilustrado na seção anterior.

Nas equações acima  $k$  representa o tempo discreto, enquanto  $\Delta k$  representa incremento de tempo. Reescrevendo as equações para tempo contínuo, tem-se:

$$\frac{d}{dt}[SoC(t)] = -\frac{1}{\eta_d} \frac{P_{bess}(t)}{\overline{E}_B}, \text{ se } P_{bess} > 0 \quad (3.9)$$

$$\frac{d}{dt}[SoC(t)] = -\eta_c \frac{P_{bess}(t)}{\overline{E}_b}, \text{ se } P_{bess} < 0 \quad (3.10)$$

Escolhendo uma das equações acima, 3.9 por exemplo, para  $P_{bess} < 0$  e integrando dos dois lados, tem-se:

$$\int_0^{SoC} d[SoC(t)] = -\frac{1}{\eta_d \overline{E}_b} \int_0^t P_{bess}(t) dt$$

$$SoC(t) = -\frac{1}{\eta_d \overline{E}_B} (E_B(t) - E_B(0))$$

$$SoC(t) = \frac{1}{\eta_d \overline{E}_B} E_B(0) - \frac{1}{\eta_d \overline{E}_B} E_B(t)$$

$$SoC(t) = SoC(0) - \frac{1}{\eta_d \bar{E}_B} E_B(t) \quad (3.11)$$

De forma análoga, para  $P_{bess} > 0$ , tem-se:

$$SoC(t) = SoC(0) + \frac{\eta_c}{\bar{E}_B} E_B(t) \quad (3.12)$$

### 3.5 CONCLUSÕES

Sistemas de armazenamento de energia estão cada vez mais conectados à rede elétrica e/ou à fontes geradoras a fim de otimizar a operação do sistema. São diversos os estudos e tecnologias sobre os sistemas de armazenamento. Esse capítulo apresenta uma revisão sobre o funcionamento de uma bateria e apresenta as razões para que a tecnologia de íons de lítio tenha sido escolhida para esse trabalho.

Com o objetivo de realizar o gerenciamento de um sistema de baterias um modelo dinâmico de resposta foi apresentado, assim como, modelos de monitoramento de carga e descarga, a fim de obter o melhor uso desse sistema, sem prejudicar sua vida útil.





# CAPÍTULO 4

---

## CONTROLE DE VELOCIDADE DE UMA PCH

---

### 4.1 INTRODUÇÃO

Segundo a ANEEL, uma PCH - Pequena Central Hidrelétrica - é uma usina de pequeno porte destinada à auto-produção ou produção independente de energia. A Resolução Normativa 673/2015 classifica como PCH empreendimentos com potência instalada entre 1,1 MW a 30 MW, além de possuir área de reservatório inferior a 13 km<sup>2</sup>.

Neste capítulo serão apresentadas algumas características de uma PCH, assim como suas funções de transferência, características e particularidades.

O foco do capítulo será, entretanto, na estrutura, modelagem e tipos de reguladores de velocidade. Nesse contexto, um projeto de regulador de velocidade será apresentado e simulado. O objetivo é buscar a estratégia de controle que melhor satisfaça a operação da PCH a ser utilizada nesse projeto.

## 4.2 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS COM UNIDADES GERADORAS HIDRELÉTRICAS

### 4.2.1 Resposta Inversa

A função de transferência de uma turbina hidráulica possui um zero no semi-plano direito, como mostra a equação abaixo:

$$FT = \frac{1 - sT_w}{1 + sT_w/2} \quad (4.1)$$

onde  $T_w$  é a constante de tempo de partida da água. Todas as considerações desenvolvidas nesse capítulo, foram baseadas em (SIMÕES-COSTA; SILVA, 1995).

O resultado dessa função de transferência, de fase não mínima, causa uma resposta inversa (negativa) ao degrau de carga durante o regime permanente, como pode ser verificado na Figura 4.1:

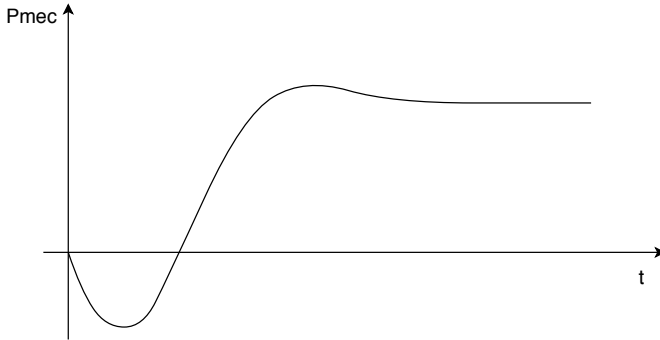


Figura 4.1 – Resposta da Geração Hídrica ao Degrau Positivo de Carga

Por esse motivo, requisitos adicionais de projeto devem ser considerados com o objetivo de reduzir o ganho transitório na região de altas frequências.

### 4.2.2 Sensibilidade da Carga à Frequência

Assim como a geração, a potência elétrica de algumas cargas também apresenta sensibilidade à frequência. Em geral cargas

industriais que contém indutores, como motores por exemplo, são sensíveis à frequência. Cargas puramente resistivas não possuem tal sensibilidade.

A sensibilidade da carga à frequência pode ser expressa como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega \quad (4.2)$$

Em que:

$\Delta P_e$  é a variação total da carga;

$\Delta P_L$  é a variação da carga não sensível a frequência;

D é o coeficiente de variação da carga com a frequência, também conhecido como constante de amortecimento;

$D\Delta\omega$  corresponde a variação de potência da carga sensível a frequência.

A Figura 4.2 ilustra o perfil da potência de uma carga que está sujeita a uma variação de frequência:

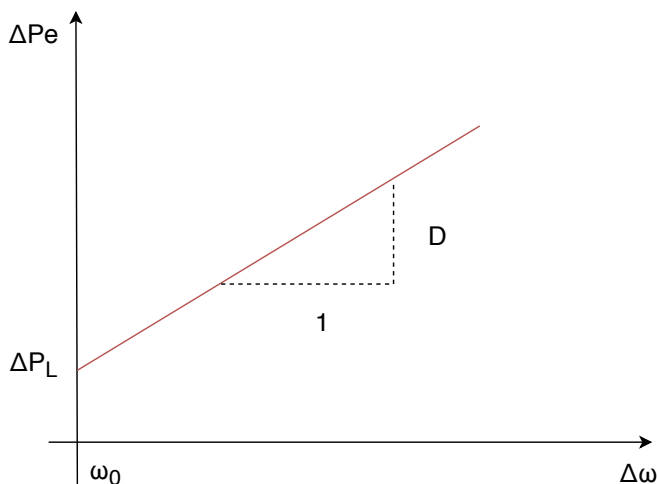


Figura 4.2 – Sensibilidade da Carga à Frequência

### 4.2.3 Regulador de Velocidade

O regulador de velocidade é responsável pelo controle de velocidade da turbina, através da abertura do distribuidor (válvula da entrada de água). Ou seja, é responsável pela regulação primária de frequência. Sua função é ajustar a potência do gerador para que seja igual a potência da carga (considerando um sistema gerador-carga) para reduzir desvios de frequência indesejados.

O regulador de velocidade é composto por um sensor de velocidade, que gera um sinal proporcional à velocidade do rotor, e amplificadores de força e deslocamento. O sinal produzido pelo sensor, por ser de baixa potência, precisa ser amplificado. Dessa forma, amplificadores hidráulicos e servo-motores são responsáveis pela amplificação de força e de deslocamento.

Dentre os tipos de regulador de velocidade, destacam-se:

- Regulador isócrono - garante erro de velocidade nulo, porém não é adequado para repartição de potência entre máquinas operando em paralelo e pode apresentar problemas de instabilidade;
- Regulador com queda de velocidade - introduz-se uma conexão (entre o servo-motor e a válvula piloto) a fim de corrigir os efeitos de instabilidade e de repartição de potência do regulador isócrono.

## 4.3 REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE

O regulador com queda de velocidade apresenta ganhos de realimentação conhecidos como estatismos, representados por  $R$ . Essa estratégia de controle pode ser implementada com a monitoração da frequência, utilizando seus desvios para identificar desequilíbrios.

Quando há aumento de carga, espera-se que a frequência do sistema diminua. Assim, o gerador deve entregar mais potência à carga, a fim de reestabelecer o equilíbrio carga-geração, responsável por manter a frequência estável.

A Equação 4.3 mostra como o regulador com queda de velocidade atua a fim de ajustar a potência gerada de acordo com os desvios de frequência:

$$\Delta P_G = -\frac{1}{R} \Delta \omega \quad (4.3)$$

A Figura 4.3 ilustra as características do estatismo:

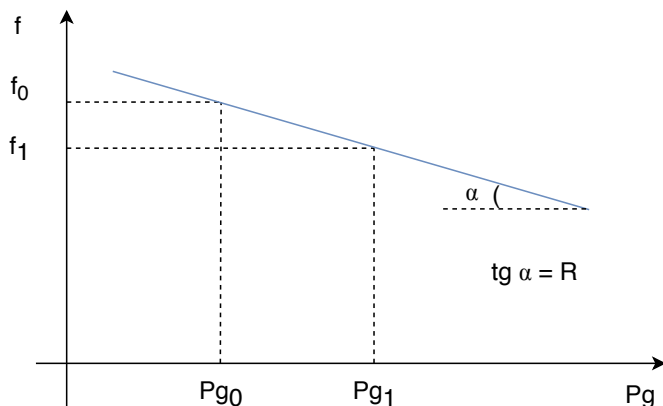


Figura 4.3 – Características do Estatismo

#### 4.4 AJUSTES NO REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE

Conforme discutido anteriormente, o regulador com queda de velocidade é mais apropriado quando comparado ao regulador isócrono. Entretanto, no caso de hidrogeradores, oscilações não desejadas podem ocorrer em altas frequências.

Um sistema composto por um gerador hidrelétrico com regulador de queda de velocidade e cargas sensíveis à frequência, realimentado através de estatismos, é ilustrado pela Figura 4.4

A função de transferência de malha aberta desse sistema é de:

$$FT_{MA}(s) = \frac{1}{R} \frac{1 - sT_w}{(1 + sT_1)(1 + sT_w/2)(D + Ms)} \quad (4.4)$$

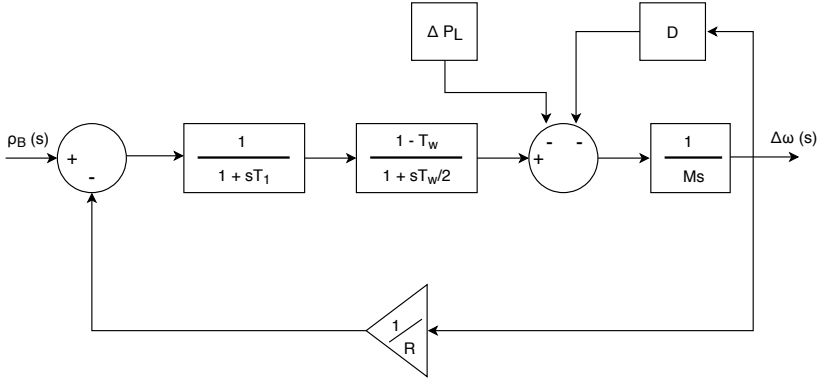


Figura 4.4 – Diagrama de Blocos

Colocando D em evidência, tem-se:

$$FT_{MA}(s) = \frac{1}{RD} \frac{1 - sT_w}{(1 + sT_1)(1 + sT_w/2)(1 + sM/D)} \quad (4.5)$$

Considerando  $D = 1\%$ ,  $R = 5\%$ ,  $T_w = 1$  s,  $M = 3,6$  s ( $M$  está relacionado com a inércia do gerador e será explicado no capítulo 5) e  $T_1 = 0,08$  s que é o tempo de resposta associado ao controlador de velocidade, enquanto  $\rho_B$  representa a referência da malha de controle e  $\Delta\omega$  os desvios de frequência que o sistema em questão está sujeito, a função de transferência em malha aberta torna-se:

$$FT_{MA}(s) = \frac{1}{0,05 \times 0,01} \frac{1 - s}{(1 + s0,5)(1 + s3,6/0,01)} \quad (4.6)$$

que, com o numerador e o denominador na forma polinomial, assume a forma:

$$FT_{MA}(s) = \frac{2000 - 2000s}{14,4s^3 + 208,84s^2 + 360,59s + 1} \quad (4.7)$$

A margem de fase (MF) simulada através do Matlab para a FT não compensada é de  $MF = -106,28^\circ$ , o que significa que o sistema é instável. Isso se deve ao zero no semiplano direito, característica da turbina hidráulica.

Nesse contexto, torna-se necessário incluir uma compensação com o objetivo de tornar a margem de fase positiva e por consequência, o sistema estável.

Esse ajuste é realizado através de um compensador de atraso de fase, que tem como objetivo compensar a resposta inversa no regime transitório sem comprometer o valor da resposta do sistema em regime permanente. A função transferência do compensador de atraso de fase é dada por:

$$C(s) = \frac{1 + \tau s}{1 + \alpha \tau s} \quad (4.8)$$

onde  $\alpha > 1$ .

Observando a função de transferência  $C(s)$ , percebe-se que o ganho do compensador para baixas frequências,  $s \rightarrow 0$ , é igual a 1, mantendo as características do sistema em regime permanente. Para a região das altas frequências,  $s \rightarrow \infty$ , o ganho é menor que 1, diminuindo então, a tendência à efeitos oscilatórios do sistema.

A equação 4.9 relaciona a função de transferência do compensador com o regulador de velocidade:

$$F_{aj}(s) = \frac{(1 + sT_r)}{(1 + s\frac{r}{R}T_r)} \quad (4.9)$$

onde “r” é definido como estatismo transitório e é responsável por amenizar a resposta negativa da turbina hidráulica. Para satisfazer a condição do compensador de atraso de fase em que  $\alpha > 1$ , faz-se  $r > R$ .

A inserção do compensador de atraso de fase é ilustrada na Figura 4.5:

Conhecendo a função de transferência do compensador, o próximo passo é ajustar os parâmetros  $T_r$  e  $r$ , sendo que  $R$  é fixado em 5%.

A função transferência de malha aberta do sistema compensado é:

$$FT_{MA}^c(s) = \frac{(1 - sT_w)(1 + sT_r)}{RD(1 + sT_1)(1 + s\frac{T_w}{2})(1 + s\frac{M}{D})(1 + s(r/R)T_r)}$$

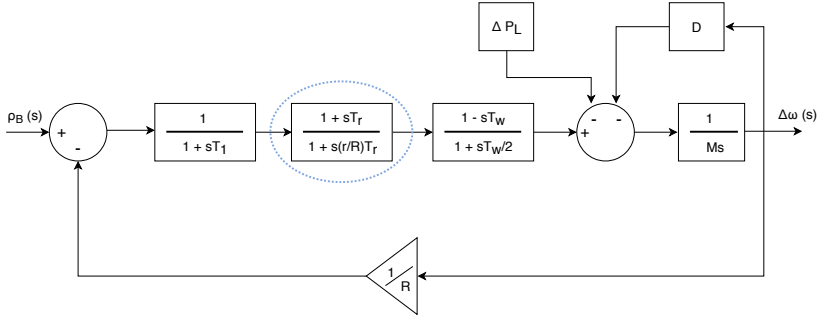


Figura 4.5 – Diagrama de Blocos com Compensador

Considera-se que a contribuição de ganho do compensador é de  $R/r$  e sua contribuição de fase é de  $15^\circ$ , ambas na faixa de frequência de interesse, a  $FT_{MA}^C(s)$  torna-se:

$$FT_{MA}^c(s) = \frac{1 - sT_w}{rD(1 + sT_1)(1 + s\frac{T_w}{2})(1 + s\frac{M}{D})} \quad (4.10)$$

Com o objetivo de garantir a estabilidade, propõe-se uma margem de fase para o sistema compensado de  $40^\circ$ .

Dessa forma, a função compensada (4.10) deve ter um ângulo de fase de  $-125^\circ$ , sendo que  $-125^\circ - 40^\circ - 15^\circ = -180^\circ$ .

Define-se  $\omega_1^c$  a frequência de cruzamento por 0 dB e  $\theta_1^c$  o ângulo de fase. Algumas aproximações são consideradas. Para contribuições de fase, são elas:

- Parcela referente ao M e D, representada por:

$$\frac{1}{1 + s(M/D)}$$

Normalmente, M apresenta valores muito mais significativos que D, assim, considera-se  $D/M \ll 1$  e então:

$$\theta(\omega_1^c) = -\tan^{-1}\left(\frac{\omega_1^c M}{D}\right) = -\tan^{-1}\left(\frac{\omega_1^c}{D/M}\right) \rightarrow \theta(\omega_1^c) \approx -90^\circ.$$



- Parcela referente a  $T_1$ :

$$\frac{1}{1 + sT_1}$$

$T_1$  apresenta um valor pouco significativo,  $T_1 \ll 1$  então:

$$\theta(\omega_1^c) = -\tan^{-1}(\omega_1^c T_1) \approx 0^\circ$$

O termo  $1/(rD)$  não apresenta contribuição de fase, por ser somente real. Assim, o restante da FT é responsável por  $-35^\circ$  e se resume a parcela referente a  $T_w$ :

$$\frac{1 + sT_w}{1 - sT_w/2}$$

Assim,  $\omega_1^c$  pode ser calculado:

$$-\tan^{-1}(T_w \omega_1^c) - \tan^{-1}(0.5T_w \omega_1^c) = -35^\circ \quad (4.11)$$

Considerando  $T_w = 1$  s:

$$\tan^{-1} \omega_1^c + \tan^{-1} 0.5\omega_1^c = 35^\circ \quad (4.12)$$

Aplicando tangente dos dois lados da equação e considerando  $\alpha = \tan^{-1}(\omega_1^c)$  e  $\beta = \tan^{-1}(0.5\omega_1^c)$  e aplicando a seguinte relação trigonométrica:

$$\tan(\alpha + \beta) = \frac{\tan \alpha + \tan \beta}{1 + \tan \alpha \tan \beta},$$

Tem-se:

$$\tan(\alpha + \beta) = \frac{\omega_1^c + 0.5\omega_1^c}{1 - 0.5(\omega_1^c)^2} = \tan 35^\circ = 0.7 \quad (4.13)$$

Assim:

$$1.5\omega_1^c = 0.7 \times (1 - 0.5(\omega_1^c)^2) = 0.35(\omega_1^c)^2 + 1.5\omega_1^c - 0.7 = 0 \quad (4.14)$$

Finalmente, tem-se que:

$$\omega_1^c = 0.4246 \text{ rad/s} \quad (4.15)$$

Chegou o momento de calcular  $r$ . Para isso, considera-se que o módulo da FT é igual a 1 na frequência de cruzamento de ganho, ou seja,  $|F^c(j\omega_1^c)| = 1$

$$|FT_{MA}^c(j\omega_1^c)| = \left| \frac{1}{rD} \frac{(1 - \omega_1^c T_w)}{(1 + \omega_1^c T_1)(1 + \omega_1^c \frac{T_w}{2})(1 + \omega_1^c \frac{M}{D})} \right| = 1 \quad (4.16)$$

As seguintes aproximações são consideradas:

- $T_1 \omega_1^c \ll 1$ , tem-se que:

$$\left| \frac{1}{1 + j\omega_1^c T_1} \right| \approx 1$$

- $\omega_1^c \frac{M}{D} \gg 1$

$$\left| 1 + j\omega_1^c \left( \frac{M}{D} \right) \right| \approx \omega_1^c \frac{M}{D}$$

Dessa forma, resta:

$$|FT_{MA}^c(j\omega_1^c)| = \left| \frac{1}{rD} \frac{(1 - j\omega_1^c T_w)}{(1 + j\omega_1^c \frac{T_w}{2})(j\omega_1^c M/D)} \right| = 1 \quad (4.17)$$

Assim, o módulo da  $FT_{MA}^c$  fica:

$$|FT_{MA}^c(j\omega_1^c)| = \frac{1}{r\omega_1^c M} \times \sqrt{\frac{1 + \omega_1^{c2} T_w^2}{1 + \omega_1^{c2} T_w^2 / 4}} \quad (4.18)$$

$$1 = \frac{1}{0.4246 \times 3.6r} \times \sqrt{\frac{1 + (0.4246)^2 (1)^2}{1 + (0.4246)^2 (1)^2 / 4}} \quad (4.19)$$

Finalmente,  $r$  é encontrado e é:

$$r = 0.6962 \quad (4.20)$$

É necessário, ainda, estimar  $T_r$ , que vem da função transferência do compensador:

$$C(s) = \frac{1 + sT_r}{1 + s(r/R)T_r} \quad (4.21)$$

e deve ter ângulo de fase de  $-15^\circ$ . Então:

$$-\tan^{-1} \omega_1^c T_r - \tan^{-1} \omega_1^c (r/R) T_r = -15^\circ \quad (4.22)$$

Como nenhuma aproximação pode ser feita, as relações trigonométricas a seguir são aplicadas:

$$\tan(\alpha - \beta) = \frac{\tan \alpha - \tan \beta}{1 + \tan \alpha \tan \beta}, \quad (4.23)$$

juntamente com

$$\tan(-15^\circ) = -\tan(15^\circ) = -0.268 \quad (4.24)$$

tem-se que:

$$\frac{X - (r/R)X}{1 + X^2(r/R)} = -0.268 \quad (4.25)$$

onde  $X = \omega_1^c T_r$

Isolando  $X$ , aplicando a fórmula de Bhaskara e substituindo  $X$  novamente,  $T_r$  é encontrado:

$$T_r = \left[ \frac{(r/R) - 1}{0.536(r/R)} + \sqrt{\left(\frac{1 - (r/R)}{0.536(r/R)}\right)^2 - \frac{R}{r}} \right] \frac{1}{\omega_1^c} \quad (4.26)$$

Substituindo valores, tem-se, por fim:

$$T_r = \left[ \frac{(.695/0.05) - 1}{0.536(.695/0.05)} + \sqrt{\left(\frac{1 - (.695/0.05)}{0.536(.695/0.05)}\right)^2 - \frac{0.05}{0.6952}} \right] \frac{1}{0.4246} \quad (4.27)$$

Que leva a:

$$T_r = 8.1066s \quad (4.28)$$

Todos os parâmetros necessários ao projeto de regulador de velocidade com queda transitória foram ajustados e são os seguintes:

$$C(s) = \frac{1 + sT_r}{1 + s(r/R)T_r} \rightarrow C(s) = \frac{1 + s8.1066}{1 + s(0.6952/0.05)8.1066} \quad (4.29)$$

$$C(s) = \frac{1 + s8.10}{1 + s112.71} \quad (4.30)$$

#### 4.5 RESULTADOS

Na Figura 4.6 é possível ver a configuração do diagrama de blocos utilizado com todos os parâmetros e seus devidos valores.

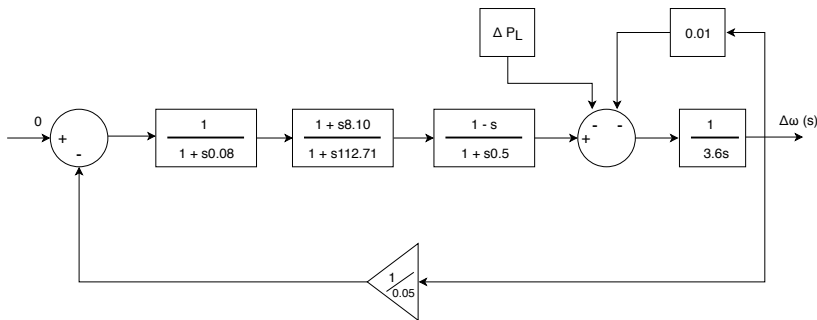


Figura 4.6 – Diagrama de Blocos com os Parâmetros

Calculando a função de transferência em malha aberta do sistema compensado, tem-se:

$$FT_{MA}^c(s) = \frac{1}{RD} \frac{(1 - T_w)(1 + sT_R)}{(1 + sT_1)(1 + sT_w/2)(1 + s(r/R)T_r)(1 + sM/D)} \quad (4.31)$$

Substituindo pelos valores dos parâmetros:

$$FT_{MA}^c(s) = \frac{1}{0.05 \times 0.01} \frac{(1 - 1s)(1 + s112.71)}{(1 + s0.08)(1 + s0.5)(1 + s(r/R)T_r)(1 + sM/D)} \quad (4.32)$$

A Equação (4.33) apresenta o numerador e o denominador da FT compensada na forma polinomial:

$$FT_{MA}^c(s) = \frac{-16213.2s^2 + 14213.2s + 2000}{1623.02s^4 + 23552.76s^3 + 40849.81s^2 + 473.29s + 1} \quad (4.33)$$

De acordo com simulações realizadas na plataforma Matlab, os seguintes resultados foram encontrados:

$$MF = 37.53^\circ$$

$$\omega_1^c = 0.4426 \text{ rad/s}$$

Observa-se, portanto, que é aproximadamente cumprida a especificação de  $MF = 40^\circ$ .

A pequena diferença encontrada deve-se às aproximações realizadas durante o desenvolvimento dos cálculos. De qualquer forma, o sistema compensado atingiu uma MF muito próxima ao valor especificado, tornando o sistema estável, de acordo com o objetivo do projeto do compensador de atraso de fase.



# CAPÍTULO 5

---

## CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM MICRORREDES COM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS

---

### 5.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo integra todos os conhecimentos proporcionados pelos capítulos anteriores a fim de modelar uma microrrede genérica. Para tal, é necessário modelar as fontes controláveis, adequar todo o sistema na mesma base e, por fim, agregar todos os componentes individuais em um único sistema.

No fim do capítulo, um diagrama de blocos que representa a microrrede é apresentado, indicando quais elementos serão controlados e as estratégias de controle escolhidas para esse trabalho.

## 5.2 ESTRUTURA DA MICRORREDE

### 5.2.1 Geração Fotovoltaica

Fontes de energia limpa, como eólica e solar, não permitem armazenamento de seus "combustíveis", ou seja, são dependentes de fatores climáticos e sua geração em geral não é disponível de maneira contínua.

Neste trabalho, considera-se que a geração fotovoltaica é não controlável. Assim sendo, ela é utilizada para participar do suprimento da carga. Caso a geração PV seja maior que a carga, ela pode ser armazenada no BESS ou injetada na rede, dependendo do modo e das necessidades da operação.

### 5.2.2 Perfil de Carga

O perfil de carga será representado com uma função constante por partes, sendo que os intervalos de carga são considerados de igual duração. O objetivo é simular diferentes cenários de operação e analisar o comportamento da frequência da microrrede.

### 5.2.3 Controle da Geração Convencional

Os componentes da malha de controle associada à geração convencional, representada pela geração hidrelétrica nesse trabalho, bem como o ajuste dos parâmetros do regulador de velocidade, foram apresentados no Capítulo 4. Resta entretanto discutir o ajuste comum dos estatismos, considerando que estes são utilizados em mais do que uma fonte de energia da microrrede.

Neste trabalho, os estatismos são considerados para a geração convencional, como mostrado no Capítulo 4, e também para o BESS, já que estes são os dois componentes controláveis do sistema simulado.

Em sistemas de potência de grande porte é usual que o estatismo das máquinas seja dado em valor por unidade (p. u.), usando como base os valores nominais da própria máquina.

Os valores por unidade devem ser ajustados para uma mes-



ma base, para que o sistema opere de forma coerente e um valor de base comum para a microrrede deve ser escolhido. Neste trabalho, optou-se por usar o valor de potência da maior fonte geradora, que é a geração convencional ( $S_G$ ) como base, isto é,  $S_{base} = S_G$ . O procedimento para a mudança de base de potência para o inverso do estatismo consiste na multiplicação do valor original (expresso na base do equipamento controlado) pelo fator:

$$\frac{S_{base\ orig}}{S_{base}} \quad (5.1)$$

Portanto, genericamente a mudança de base de  $(1/R)$  é dada por:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{base\ nova} = \left(\frac{1}{R}\right)_{base\ orig} \times \frac{S_{base\ orig}}{S_{base}} \quad (5.2)$$

Com a escolha da potência base conforme mencionado acima, a mudança de base se aplicará apenas ao inverso do estatismo do BESS. Denotando este último por  $R_{BESS}$ , teremos portanto:

$$\left(\frac{1}{R_{BESS}}\right)_{base\ nova} = \left(\frac{1}{R}\right)_{BESS} \times \frac{S_{BESS}}{S_G} \quad (5.3)$$

Após esta mudança de base, todos os termos  $(1/R)$  estarão expressos em (p.u. de potência na base  $S_G$ )/(p.u. de frequência na base de 60 Hz).

#### 5.2.4 Controle do BESS

Conforme visto no Capítulo 3, a resposta de potência do BESS a um sinal de controle pode ser aproximada por uma função de transferência de primeira ordem do tipo:

$$B(s) = \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} \quad (5.4)$$

Onde  $K_{bp}$  é um ganho estático e  $T_{bp}$  é a constante de tempo que modela o atraso do transdutor de frequência.

Como já foi visto, o sistema de baterias pode consumir ou injetar potência na microrrede, de acordo com as condições de operação.

Um aumento de carga provoca desvios negativos de frequência. Considerando que a fonte fotovoltaica não é controlável e o hidrogerador possui um tempo de resposta consideravelmente maior que a bateria, é importante que o BESS injete potência na rede para reduzir as excursões de frequência.

Nesta condição, o sistema de baterias está entregando potência à microrrede (e portanto reduzindo seu SoC), sendo que o sinal de controle que aciona a bateria, representada pela função de transferência  $B(s)$ , é dado por:

$$\sigma_d = \rho_B - \frac{1}{R_{BESS}} \Delta\omega \quad (5.5)$$

onde  $\rho_B$  representa uma referência e  $(1/R_{BESS})\Delta\omega$  o sinal de frequência realimentado para a bateria, devidamente escalonado pelo respectivo inverso do estatismo (ver Figura 5.3).

O caso dual da situação acima corresponde a um desvio positivo de frequência. Essa situação ocorre quando a geração é maior do que a carga. Um exemplo prático disso é quando ocorre algum corte de carga. Desta vez, o BESS deve consumir potência da microrrede, e para isso entra no modo de carregamento, ou seja, é visto como uma carga. O sinal de controle responsável pelo estado de carregamento é:

$$\sigma_c(s) = -P_a \quad (5.6)$$

sendo  $P_a$  a própria potência do BESS. O sinal negativo significa que o sistema de baterias está consumindo potência.

A estratégia para controle de frequência consiste no seguinte procedimento: a bateria é acionada quando os desvios de frequência da microrrede atingem limites superiores (denotados por  $\Delta\omega_{max}$ ) ou inferiores ( $\Delta\omega_{min}$ ) previamente estabelecidos. A decisão de ativar o modo carga ou descarga do BESS é tomada levando-se em conta a magnitude e a taxa de variação no tempo dos desvios de frequência.

Quando os desvios retornam a uma faixa de pequena amplitude em torno de zero, o BESS é desativado.

A Figura 5.1 representa graficamente a lógica de ativação e desativação do BESS visando manter os desvios de frequência dentro de limites estreitos.

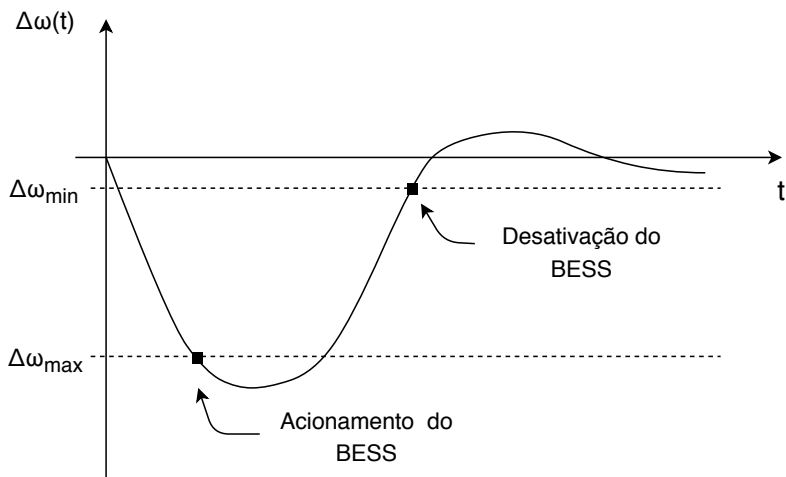


Figura 5.1 – Lógica de Acionamento do BESS

O fluxograma da Figura 5.2 ilustra os casos de desvios positivos e negativos de frequência e mostra como é realizada a tomada de decisão.

### 5.3 MODELAGEM MATEMÁTICA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DA MICRORREDE

A fim de manter-se o equilíbrio entre geração e carga, o torque mecânico e o elétrico da principal fonte de geração da microrrede - neste caso a pequena central hidrelétrica - devem ser iguais. Quando ocorre uma súbita variação de carga, há um desequilíbrio entre esses torques e a velocidade de rotação da máquina aumenta ou diminui, de acordo com o sinal do desbalanço, como pode ser inferido da equação que corresponde à segunda lei de Newton aplicada

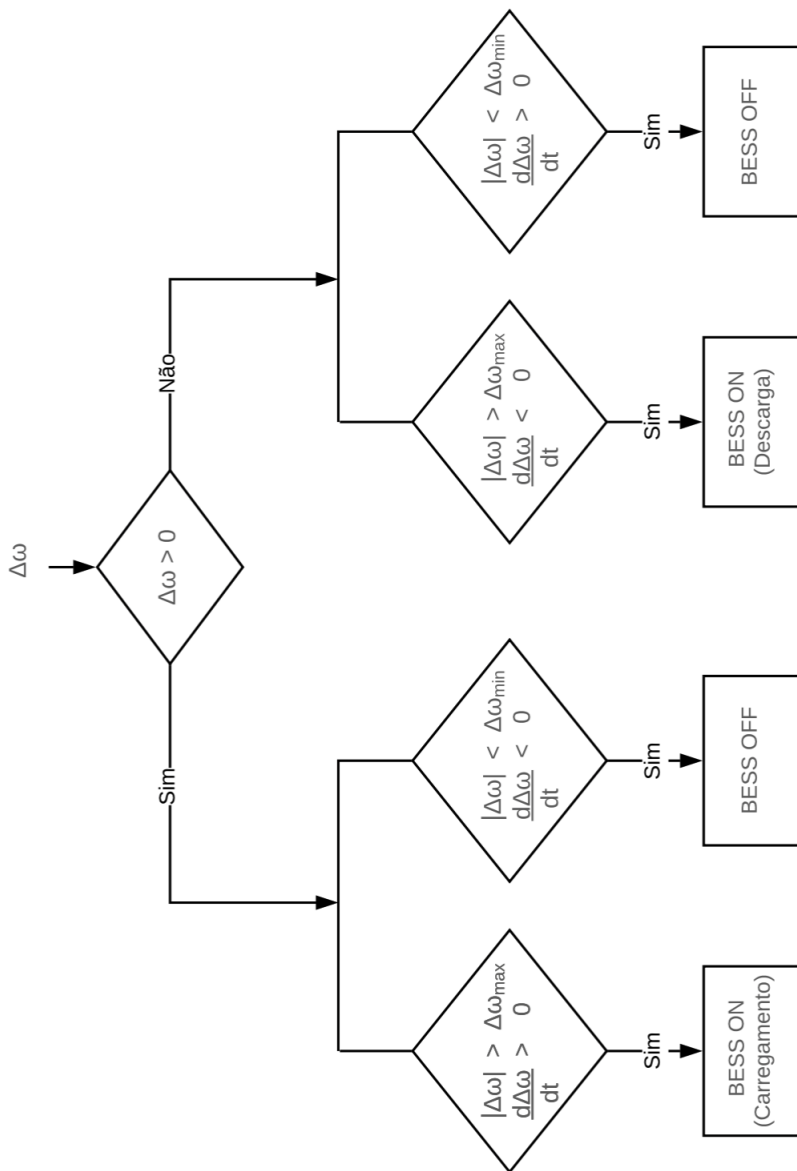


Figura 5.2 – Controle do BESS

ao rotor do hidrogenador (NESJE, 2015):

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_{mec} - T_e \quad (5.7)$$

onde  $J$  é o momento de inércia ( $kg.m^2$ ) e  $\omega$  a velocidade rotacional ( $rad/s$ ) do gerador.

Multiplicando a equação acima pela velocidade síncrona, tem-se a potência. Assim, reescrevendo a equação 5.7 e desconsiderando as variações de velocidade em torno da velocidade síncrona para o cálculo da potência, tem-se:

$$J\omega_s \frac{d\omega}{dt} = P_{mec} - P_e \quad (5.8)$$

A constante de inércia  $H$  é definida como o tempo em que o gerador consegue entregar sua potência nominal ( $S_{nom}$ ), quando a velocidade do rotor é reduzida de nominal ( $\omega_s$ ) à zero, utilizando apenas a energia cinética disponível ( $E_{cin}$ ) através da massa do rotor (SEHEDA; DUDURYCH, 2016).

$$H = \frac{E_{cin}}{S_{nom}} = \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{S_{nom}} \quad (5.9)$$

Dessa forma, tem-se que:

$$J\omega_s = \frac{2HS_{nom}}{\omega_s} \quad (5.10)$$

Reescrevendo a equação 5.8 e dividindo todos os termos por  $S_{nom}$ :

$$\frac{2HS_{nom}}{S_{nom}} \frac{d}{dt} \frac{\omega}{\omega_s} = \frac{P_{mec}}{S_{nom}} - \frac{P_e}{S_{nom}} \quad (5.11)$$

Definindo  $M$  e  $\omega_{pu}$ :

$$\omega_{pu} = \frac{\omega}{\omega_s} \quad (5.12)$$

$$M = 2H \quad (5.13)$$

A equação 5.11 torna-se:

$$M \frac{d}{dt} \omega_{pu} = P_{mec,pu} - P_{e,pu} \quad (5.14)$$

Em estudos de controle de frequência face a variações normais de carga, trabalha-se com pequenas perturbações em relação ao ponto de operação. Assim:

$$M \frac{d}{dt} (\omega^0 + \Delta\omega) = P_{mec}^0 + \Delta P_{mec} - (P_e^0 + \Delta P_e) \quad (5.15)$$

Considerando que a linearização é feita com relação a um ponto de operação de regime permanente, então  $(P_{mec})^0 = (P_e)^0$ . Portanto:

$$M \frac{d}{dt} (\Delta\omega) = \Delta P_{mec} - \Delta P_e \quad (5.16)$$

No caso do sistema em estudo,  $P_{mec}$  é a soma das potências das fontes que entregam energia para a microrrede:

$$\Delta P_{mec} = \Delta P_G + \Delta P_{BESS} + \Delta P_{PV}$$

$P_e$  representa a carga incluindo sua sensibilidade à frequência (D), conforme visto no capítulo 4:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega$$

Aplicando a equação de Laplace à equação 5.16 e supondo condições iniciais nulas, pode-se, finalmente, definir a variação de frequência como:

$$\Delta\omega = \frac{1}{Ms} \times (\Delta P_G + \Delta P_{bess} + \Delta P_{PV} - \Delta P_L - D\Delta\omega) \quad (5.17)$$

A Figura 5.3 apresenta o diagrama de blocos proposto para realizar o controle da microrrede.

## 5.4 CONCLUSÕES

Esse capítulo é direcionado à modelagem matemática e agregação dos componentes individuais que compõem a microrrede.

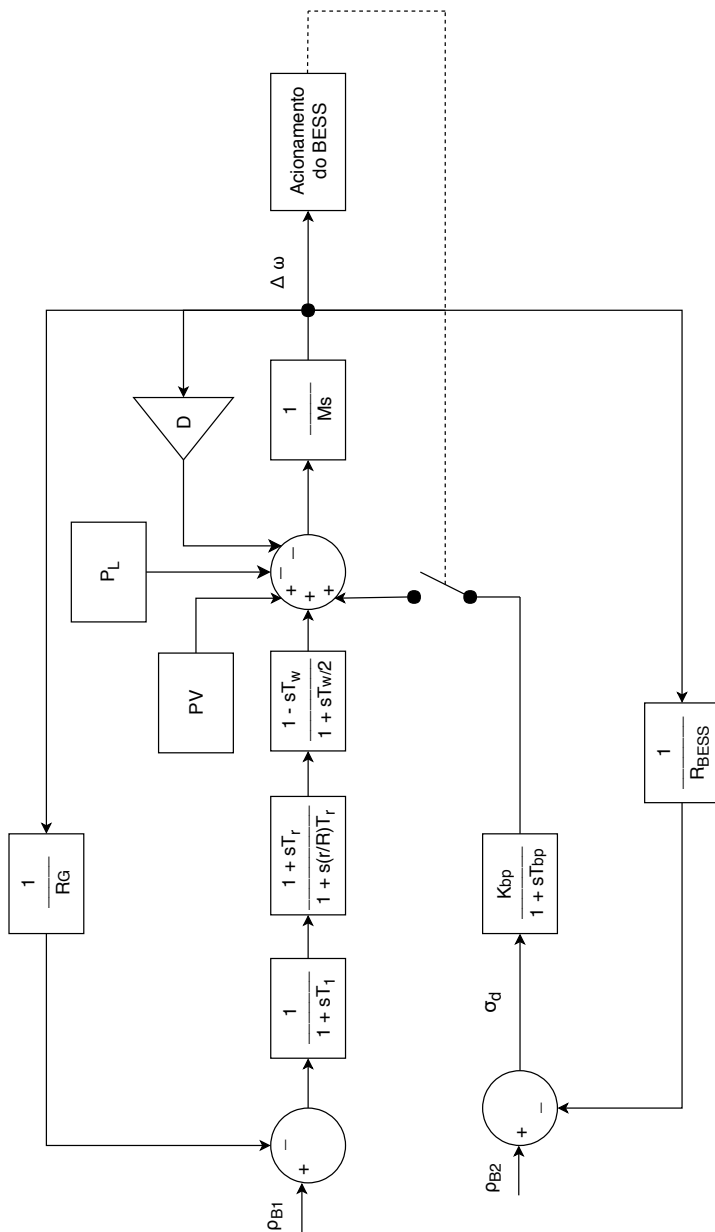


Figura 5.3 – Diagrama de Blocos

É também descrita a estratégia de controle utilizada para acionar a entrada e saída do BESS, a partir do módulo dos desvios de frequência e da observação do sinal da sua taxa de variação. A lógica do controle é ilustrada através de um fluxograma.

Por fim, a configuração da microrrede (componentes + controle) é consolidada sob a forma de um diagrama de blocos, o qual é utilizado nas simulações apresentadas no próximo capítulo.



# CAPÍTULO 6

## RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

### 6.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo tem como objetivo simular as estratégias de controle escolhidas, através da ferramenta Simulink, e validar as teorias desenvolvidas nos capítulos anteriores.

Um sistema teste é adotado. Como fontes geradores tem-se painéis PV, um sistema de armazenamento de baterias de íons de lítio e um gerador hidrelétrico, além dos inversores, controladores e sistemas de comunicação.

Seus componentes e modelagem foram discutidos no Capítulo 5. Esse capítulo traz os valores de cada variável, que foram escolhidos com base em sistemas reais.

### 6.2 SISTEMA-TESTE

Conforme visto no Capítulo 5, o sistema a ser simulado foi definido. Os valores referentes aos parâmetros da geração convencional foram indicados no Capítulo 4. Os perfis de geração fotovoltaica e de carga são definidos no decorrer deste capítulo, de acor-

do com a simulação a ser realizada. As referências de desvio de frequência ( $\rho_{B1}$  e  $\rho_{B2}$ ) são escolhidas como zero. Os únicos parâmetros ainda não apresentados são os relacionados com o BESS. A função de transferência do BESS é dada por:

$$B(s) = \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} = \frac{1}{1 + s0.03} \quad (6.1)$$

Para as simulações deste capítulo, considera-se  $K_{bp} = 1$  e  $T_{bp}$  que é o tempo de resposta do BESS igual a 0.03 s (LU; LIU; WU, 1995).

O estatismo do BESS, assim como o da geração convencional, foi escolhido como 5%. Transformando para a base coerente com a simulação, que foi escolhida como o valor da potência nominal da PCH ( $S_G = 2$  MW), sendo a potência do BESS escolhida para esse trabalho  $S_{BESS} = 500$  kW, tem-se:

$$\left( \frac{1}{R_{BESS}} \right)_{base\ nova} = \left( \frac{1}{R} \right)_{BESS} \times \frac{S_{BESS}}{S_G} \quad (6.2)$$

$$\left( \frac{1}{R_{BESS}} \right)_{base\ nova} = \frac{1}{0.05} \times \frac{500}{2000} = 5 \text{ p.u.} \quad (6.3)$$

Ainda sobre o modelo matemático do BESS, considera-se  $\eta_c = \eta_d = 0.9$ , que são rendimento de carga e de descarga, respectivamente, e serão utilizados na monitoração do SoC durante as simulações desse capítulo.

## 6.3 ESTUDOS DE CASO - PERFIL DE CARGA CRESCENTE

### 6.3.1 Perfil de Carga Crescente

O perfil de carga a ser simulado nessa seção é ilustrado na Figura 6.1. O aumento de carga é representado por 6 degraus crescentes com intervalos de mesma duração e iguais a 2 minutos (120 segundos).

### 6.3.2 Caso 1 - Geração Convencional

Essa configuração considera a microrrede na sua forma mais simples, apenas com a geração convencional (sem BESS e sem PV),

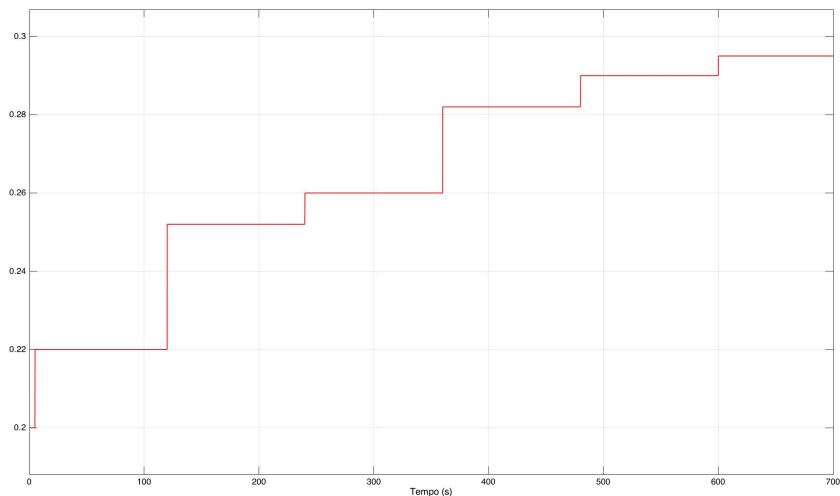


Figura 6.1 – Perfil crescente de carga

a fim de reestabelecer os desvios de frequência na presença de perturbações de carga. Os resultados obtidos servirão de comparação para as próximas simulações. A resposta do sistema às perturbações pode ser verificada na Figura 6.2:

Para o perfil de carga simulado, o maior desvio de frequência ocasionado pela configuração simulada foi de aproximadamente 0.025 p.u. de rad/s, o que representa um desvio de 1.5 Hz.

### 6.3.3 Caso 2 - Geração Convencional e BESS

Nesse caso, além da geração convencional a microrrede conta com o BESS para fornecer ou consumir potência.

Valores pré-definidos de desvios de frequência fazem com que o BESS seja acionado ou desativado. Para desvios de frequência maiores que 0.0166 ( $\Delta\omega_{max}$ ) p.u de rad/s o sistema de baterias é acionado e auxilia a geração convencional. Quando o limite inferior de desvio é atingido,  $\Delta\omega < 0.000833$  p.u de rad/s, ( $\Delta\omega_{min}$ ) o BESS é desativado.

Os valores citados estão em p.u. de rad/s e 0.000833 repre-

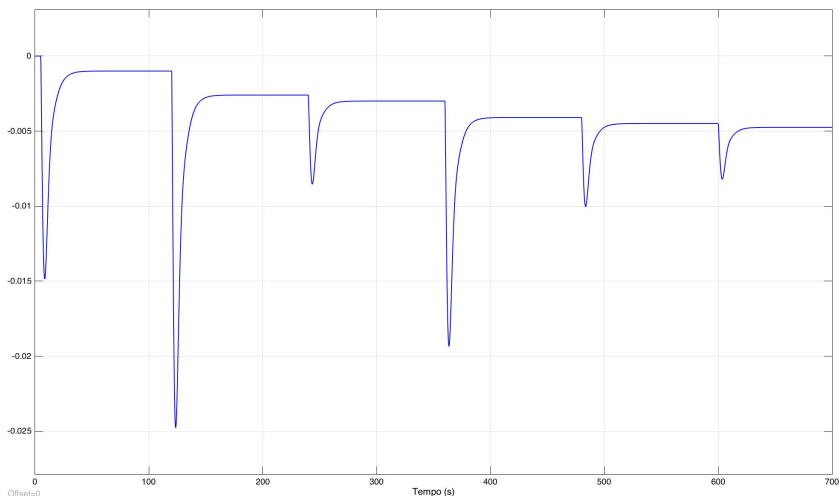


Figura 6.2 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s considerando apenas Geração Convencional

senta um desvio de 0.05 Hz, sendo o limite responsável pela desativação do BESS. Enquanto isso, 0.0166 representa 1 Hz de desvio e a partir desse valor que o BESS é ativado e auxilia na injeção/consumo de potência na rede.

A Figura 6.3 mostra os desvios de frequência com e sem a ação do BESS. É possível perceber que em dois instantes de tempo (aproximadamente 120 s e 360 s) os desvios atingiram um valor acima de 0.0166 p.u. de rad/s, instantes em que a bateria é acionada e auxilia a geração. Nos outros momentos, para desvios menores, a geração convencional é suficiente para amortecer os desvios.

Devido à capacidade de responder rápido aos desvios de frequência, o BESS permanece ligado por pouco tempo. Quando é desligado, a microrrede sofre um transitório significativo, novamente levando os desvios de frequência ao valor que aciona o BESS mais uma vez. Dessa forma, quando o BESS é acionado uma vez, devido à essas características, geralmente é acionado mais algumas vezes até que a frequência se equilibre.

A Figura 6.4 mostra a monitoração do SoC e a potência en-

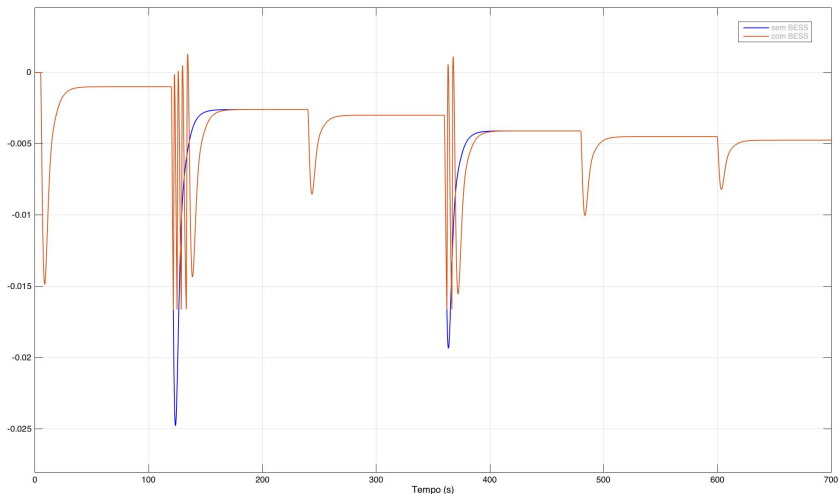


Figura 6.3 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s com BESS e Geração Convencional

tregue pelo BESS durante a simulação anterior. O SoC inicia em 0.5 p.u. de kWh, o que significa que a bateria está inicialmente carregada com 50% da sua capacidade.

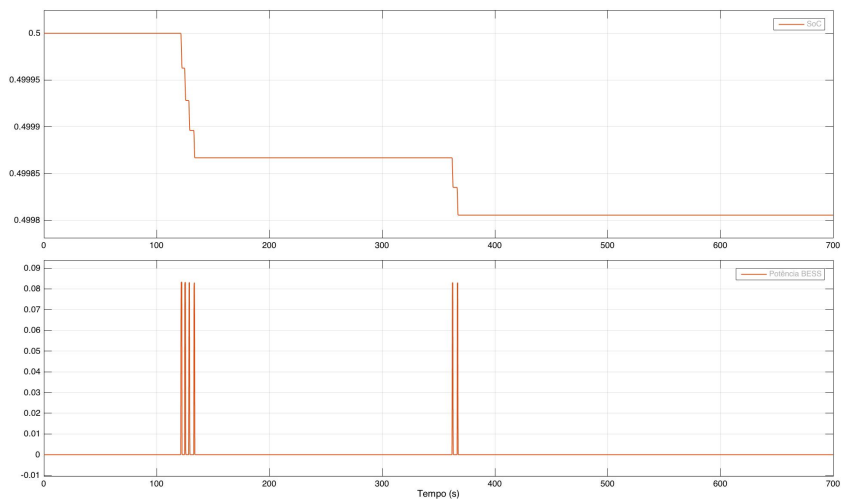


Figura 6.4 – SoC e Potência do BESS

É possível observar que o valor do SoC diminui, indicando que o BESS está entregando potência para a microrrede. Outro indicativo é o gráfico da potência do sistema de baterias, que quando apresenta valores positivos indica o descarregamento do BESS e a entrega de potência à microrrede.

### 6.3.4 Caso 3 - Geração Convencional, BESS e PV

A Figura 6.5 ilustra o perfil da geração PV no sistema, que inicia em zero e representa, nesse caso, aproximadamente 6% da geração.

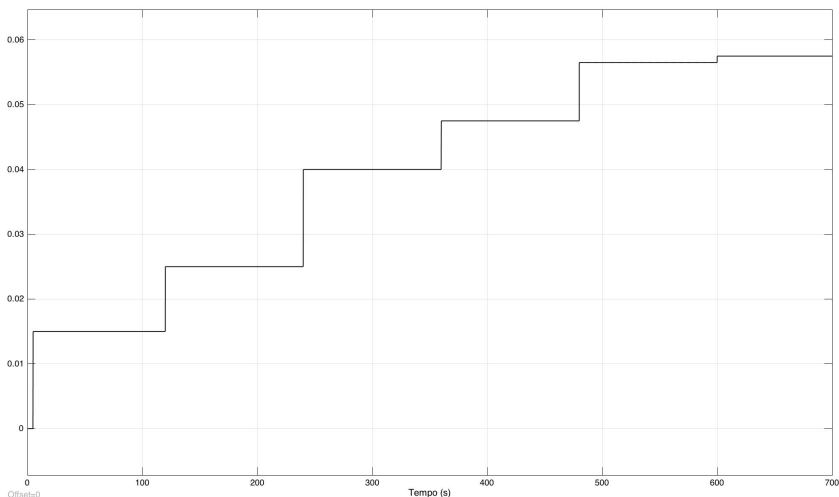


Figura 6.5 – Perfil da Geração PV

Adicionando a geração PV que é suposta não controlável, espera-se que sua ação seja de aliviar a carga, ou seja, toda a geração é descontada da carga e o restante da carga é suprida pelas fontes controláveis, de acordo com a demanda.

A Figura 6.6 mostra a ação da geração PV na microrrede, juntamente com a geração convencional e o BESS.

É possível observar que, com a inserção da geração PV, o sistema de baterias não é acionado nenhuma vez. Dessa forma, as

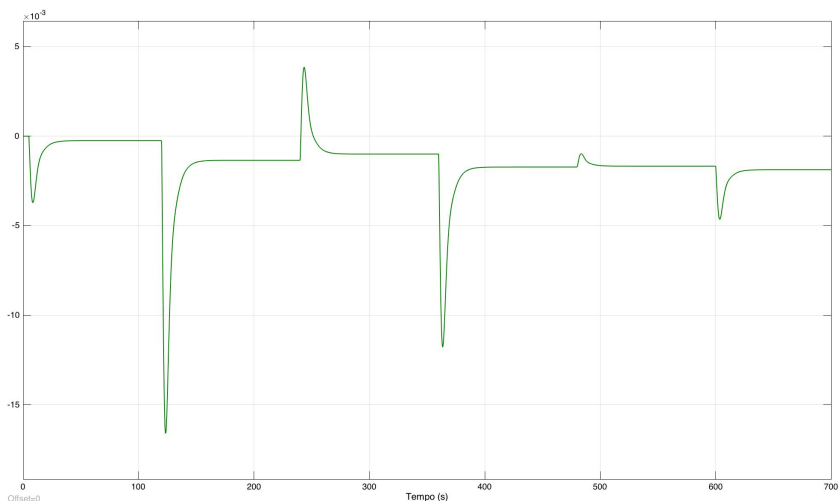


Figura 6.6 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s com PV, BESS e Geração Convencional

variações de carga (descontadas da geração PV) são vistas como de menor magnitude pela microrrede, de modo que os desvios de frequência podem ser amortecidos apenas com a geração convencional.

A Figura 6.7 compara os desvios de frequência com e sem a geração PV. Nota-se que aproximadamente em 240 s e em 480 s a geração PV é maior do que a carga, resultando em desvios positivos de geração. Esses desvios amenizam o erro em relação à referência de frequência.

### 6.3.5 Caso 4 - Saída Intempestiva da Geração PV

O objetivo de realizar essa simulação é observar como a microrrede reage quando há uma saída súbita da geração PV, que na prática, pode ser representada pelo surgimento de uma nuvem sobre os painéis fotovoltaicos (isto é, sombreamento), fazendo com que a geração PV seja levada à zero de maneira quase instantânea.

Para simular essa situação, considera-se o início do sombreamento dos painéis em 400 s. A Figura 6.8 indica como a microrrede se comporta nessa situação.

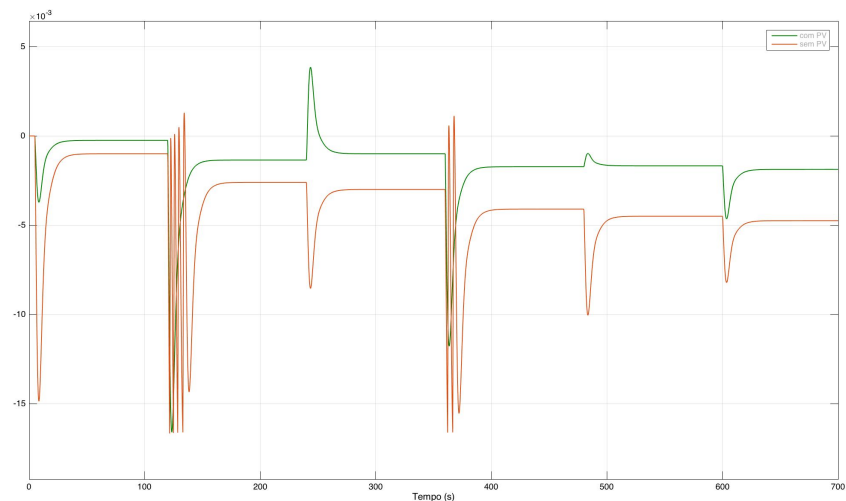


Figura 6.7 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s com PV e sem PV

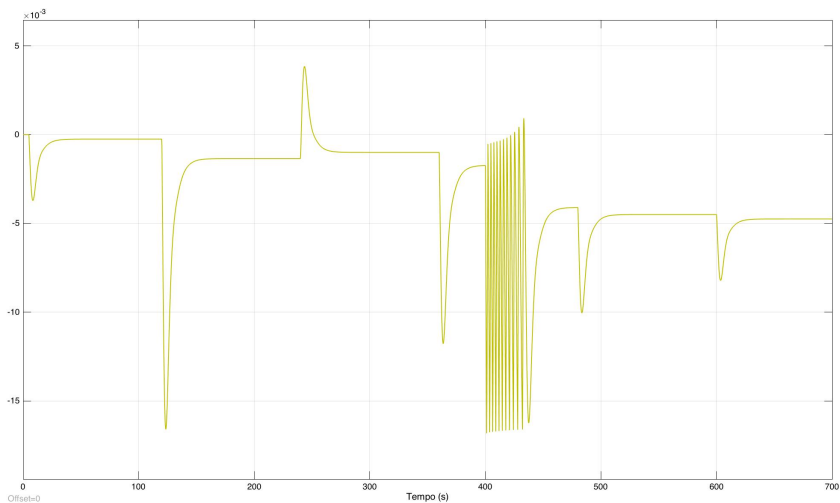


Figura 6.8 – Saída intempestiva da geração PV

Observando a Figura 6.8, percebe-se que em 400 s, quando há a saída da geração PV, o BESS é acionado a fim de limitar os desvios de frequência. Após alguns chaveamentos do sistema de baterias, os



desvios ficam dentro da faixa esperada.

No Caso 3, percebeu-se que a geração PV contribuiu para amenizar os desvios em torno da referência após todas as perturbações de carga. Nesse caso em que a geração PV sai de forma súbita, a microrrede sofre com os mesmos desvios de frequência em torno da referência como no Caso 2, quando a microrrede tinha apenas a geração convencional e o BESS durante toda a simulação.

## 6.4 ESTUDOS DE CASO - PERFIL DE CARGA DECRESCENTE

Na seção anterior, diferentes casos foram simulados para acréscimos de carga, representados por 6 degraus. Nessa seção, os casos simulados anteriormente são revistos, com os mesmos 6 degraus e preservando suas amplitudes, porém considerando que a carga sofre decréscimos (e não acréscimos). O objetivo é simular desvios positivos de frequência, fazendo com que o BESS absorva potência da microrrede, podendo ser interpretado como uma carga.

### 6.4.1 Perfil de Carga Decrescente

A Figura 6.9 indica o perfil de carga a ser simulado:

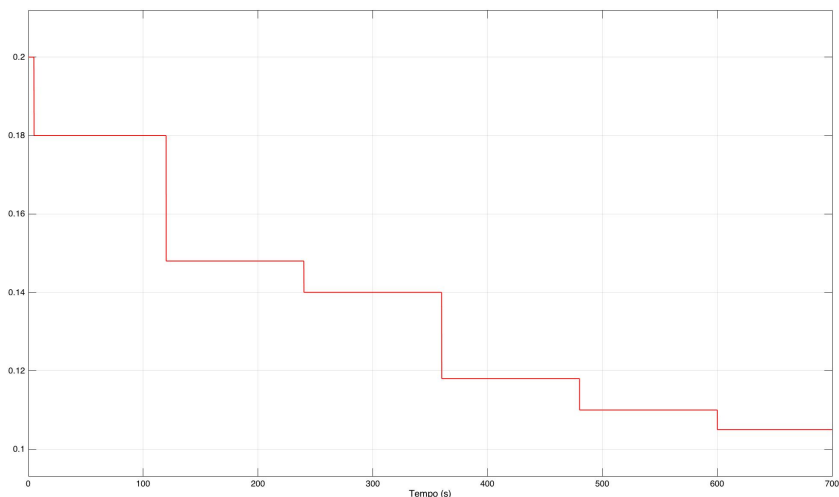


Figura 6.9 – Perfil de carga decrescente

### 6.4.2 Caso 5 - Geração Convencional e BESS

A Figura 6.10 ilustra a simulação da operação considerando a geração convencional e o BESS. Como esperado, as ações do BESS e da geração convencional foram exatamente as mesmas do caso com perfil decrescente, considerando a inversão do sinal dos desvios e portanto, provocando desvios positivos de frequência.

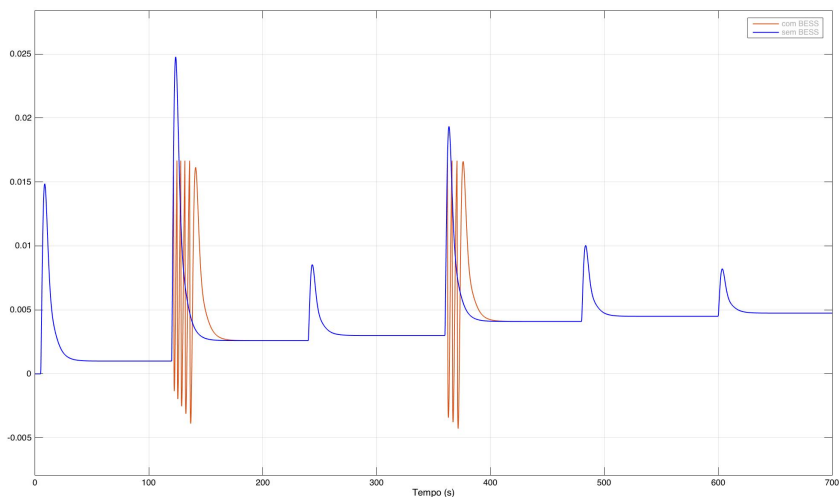


Figura 6.10 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s com BESS e Geração Convencional

### 6.4.3 Caso 6 - Geração Convencional, BESS e PV

O perfil decrescente de carga é responsável por desvios positivos de frequência. Sendo o perfil da geração PV também positivo, espera-se que a inserção da potência gerada por esta fonte no sistema torne os desvios positivos ainda mais significativos para a operação da microrrede. A Figura 6.11 ilustra essa situação.

De acordo com a expectativa, a geração PV aumentou os desvios positivos, fazendo com que a estratégia de controle escolhida não seja suficiente para amenizar os desvios de frequência, resultando em vários chaveamentos do BESS. Os chaveamentos consecutivos do BESS ocorrem devido ao fato de que a bateria, quando aciona-

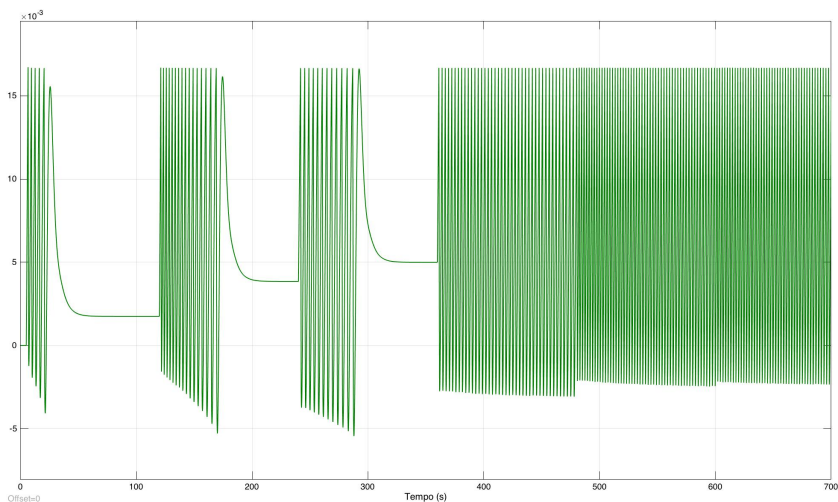


Figura 6.11 – Desvios de frequência em p.u. de rad/s com PV, BESS e Geração Convencional

da, entrega toda a sua potência disponível. Essa potência entregue, é bastante significativa, cerca de 25% da potência da geração convencional. Dessa forma, os desvios de frequência são rapidamente amenizados. Quando o BESS desliga entretanto, toda a geração do BESS “sai de cena”, fazendo com que novos desequilíbrios de frequência atinjam os limites que acionam o BESS novamente. É possível concluir que a estratégia de controle utilizada, que conta com a realimentação da bateria através do desvio de frequência, não é o suficiente para reestabelecer a frequência da microrrede. Uma solução é optar por uma estratégia de controle que seja capaz de entregar um valor de potência do BESS que varie de acordo com a magnitude dos desvios de frequência.

A Figura 6.12 indica quando o BESS está acionado e entregando potência negativa à microrrede, ou seja, quando o BESS está consumindo potência. Na mesma figura, é possível observar a monitoração do SoC. Este aumenta, confirmando o consumo de potência realizado pelo sistema de baterias.

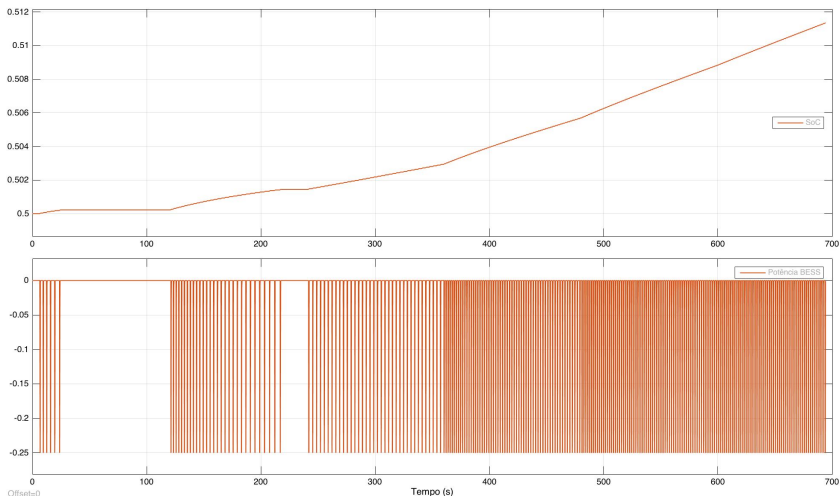


Figura 6.12 – SoC e Potência do BESS

#### 6.4.4 Caso 7 - Saída Intempestiva da Geração PV

Assim como no Caso 4, a saída de forma súbita da geração PV simula um sombreamento sobre os painéis fotovoltaicos. Considerando um perfil decrescente de carga, tem-se o comportamento do desvio de frequência mostrado na Fig. 6.13:

Comparando a Figura 6.13 com a Figura 6.11, percebe-se o mesmo perfil de desvios até o momento da saída súbita da geração PV, em 400 s. A partir deste momento, a microrrede fica suscetível somente aos desvios positivos proporcionados pelos decréscimos de carga. Sendo assim, a geração convencional é suficiente para amenizar tais desvios.

### 6.5 MICRORREDE CONECTADA À REDE DE MÉDIA TENSÃO COM DESCONEXÃO ABRUPTA

O objetivo dessa seção é avaliar o comportamento da microrrede quando ocorre uma desconexão abrupta com a média tensão, ou seja, quando a microrrede passa a operar no modo isolado ou ilhado.

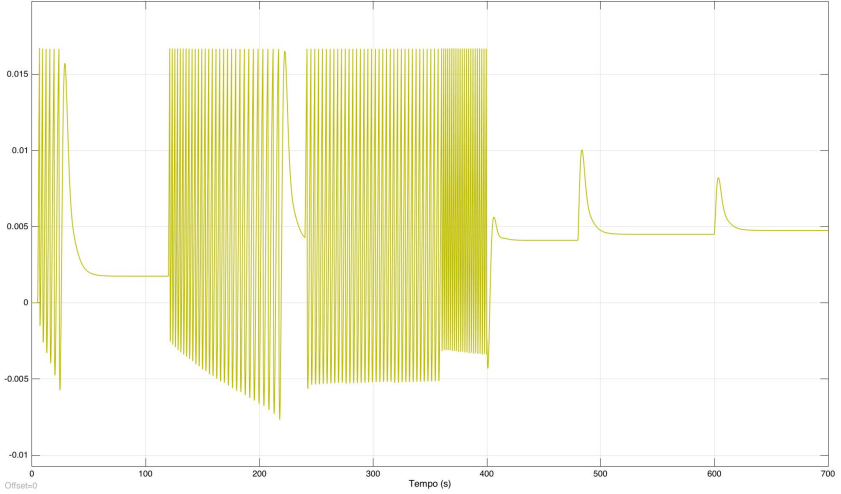


Figura 6.13 – Saída intempestiva da geração PV

A simulação realizada nessa seção considera que a desconexão ocorre em 300s e o perfil de carga permanece o mesmo ilustrado na Figura 6.1. A conexão com a MT representa 20% da geração da microrrede.

A Equação 6.4 mostra o balanço de potência quando a microrrede está conectada à rede de média tensão.

$$P_{MT} + P_G + P_{BESS} + P_{PV} = P_L \quad (6.4)$$

Considerando a desconexão com a rede de média tensão ( $P_{MT} = 0$ ) e a equação de balanço de potência para a microrrede passa a ser:

$$P_G + P_{BESS} + P_{PV} = P_L \quad (6.5)$$

Sendo assim, dois casos serão simulados: desconexão com e sem a presença do BESS. O objetivo é avaliar a participação do sistema de baterias face a uma grande perturbação, representada pela desconexão da MT.

### 6.5.1 Caso 8 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão com Desconexão Abrupta, sem BESS

Nessa seção considera-se a geração convencional e a PV (sem a ação do BESS) para reequilibrar a frequência após a desconexão da MT que ocorre em 300 s. A Figura 6.14 ilustra essa simulação.

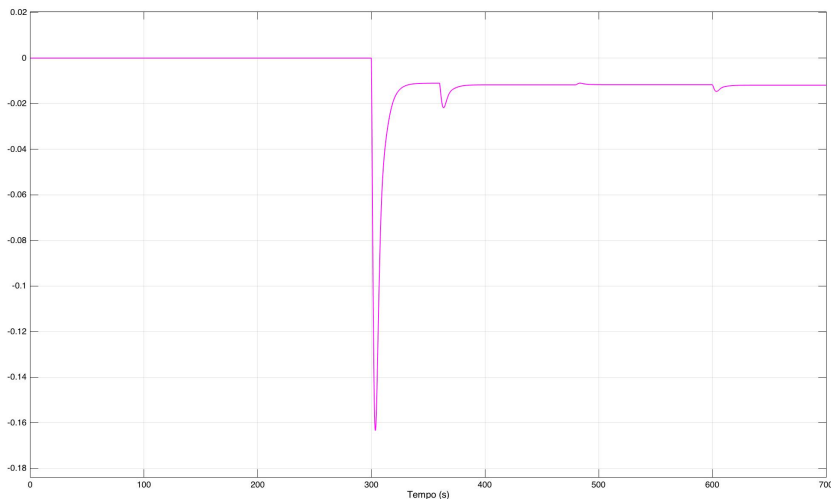


Figura 6.14 – Desconexão da MT sem BESS

### 6.5.2 Caso 9 - Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão com Desconexão Abrupta, com BESS

Nesse caso a desconexão da MT conta com o BESS para o auxílio do equilíbrio da frequência da microrrede, ilustrado pela Figura 6.15. Para facilitar a comparação, as mesmas curvas sem a participação do BESS é também representada na figura.

Com a Figura 6.15, fica evidente a eficácia e a importância do BESS. Além do desvio de frequência atingir valores menos significativos com o BESS, o desvio com respeito à referência é consideravelmente menor na presença do sistema de baterias.

A estratégia de controle utilizada nesse trabalho, baseia-se no acionamento do BESS a partir de certo valor de desvio de frequência. Desta forma, com o limite de desvio atingido o BESS passa a

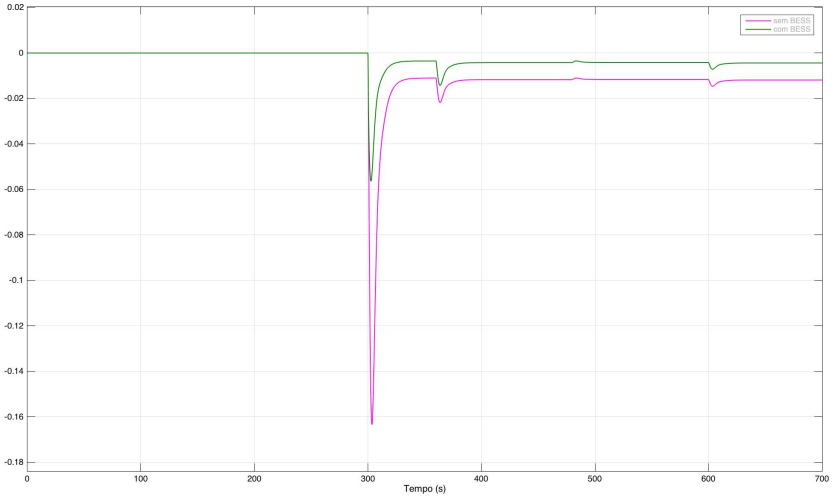


Figura 6.15 – Desconexão da MT com e sem BESS

entregar toda a sua potência disponível à microrrede. Nos casos simulados anteriormente, essa estratégia ocasionou chaveamentos consecutivos no sistema de baterias. Para a desconexão da microrrede com a rede de média tensão, que representa uma grande perturbação, toda a potência entregue pelo BESS torna-se necessária, amortecendo os desvios de frequência de forma bastante significativa, sem causar chaveamentos indesejados.

## 6.6 CONCLUSÕES

Nesse capítulo são apresentados os resultados de simulações referentes a nove diferentes casos.

No primeiro caso, com o perfil de carga positivo, apenas a geração convencional é responsável pelo controle dos desvios de frequência. Observam-se desvios significativos desta variável com relação ao seu valor de referência.

No segundo caso, além da geração convencional, o BESS é introduzido para realizar o reequilíbrio de frequência. Durante dois aumentos de carga, os desvios atingem o limite de ativação do BESS,

fazendo com que o sistema de baterias participe da geração. Devido a sua rápida resposta, o BESS acaba sendo desativado, o que provoca alguns acionamentos/desligamentos consecutivos. A presença do sistema de bateria amorteceu os desvios e não permite que a microrrede fique exposta ao mesmos desvios do caso anterior. Ainda nessa simulação, observa-se o SoC e a potência entregue pelo BESS, os quais mostraram resultados dentro do esperado.

No terceiro caso, a geração PV é adicionada à microrrede. Sendo não controlável, a potência gerada é descontada da carga, deixando as fontes controláveis com uma carga “mais leve” a ser suprida. Nessa situação, os desvios de frequência não atingem o limite para que o BESS seja acionado, ou seja, somente a PV e a geração convencional são necessárias para suprir a carga.

No quarto caso, simula-se a saída súbita da geração PV. Essa situação ocasiona o acionamento do BESS, que não tinha sido ativado no caso anterior, onde a geração PV participa durante todo o tempo de simulação.

No quinto caso, o perfil de carga deixa de ser positivo e torna-se negativo, ou seja, a carga sofre decréscimos em forma de degraus da mesma magnitude que nos casos anteriores. Como esperado, os desvios e os acionamentos do BESS, ocorrem nos mesmos instantes e com as mesmas amplitudes, apenas com o sinal invertido (para essa configuração, desvios positivos).

O sexto caso simula desvios positivos de frequência, assim como o quinto caso, porém desta vez com a participação da geração PV. Esta potencializa os desvios positivos, fazendo com o que a estratégia de controle escolhida não consiga amortecer os desvios através do BESS, que sofre diversos chaveamentos consecutivos.

O sétimo caso, assim como o quarto, simula a saída intempestiva da geração fotovoltaica. Como os desvios de frequência são positivos nessa situação, a geração PV faz com que esses desvios se tornem ainda mais significativos. Com a saída abrupta da PV em 400 s, a geração convencional é capaz de amenizar os desvios nos próximos segundos de simulação, sem necessitar da ação do BESS,



que no sexto caso sofreu diversos chaveamentos no mesmo período de simulação.

O oitavo e o nono caso foram referentes à desconexão abrupta da microrrede com a rede de média tensão. A desconexão ocorreu em 300 s e o objetivo é verificar a ação do BESS nessa situação. Os resultados obtidos mostraram que o BESS é capaz de amortecer os desvios de forma significativa, além de diminuir o erro com respeito à referência quando comparado à simulação sem a sua ação.

De forma geral, conclui-se que a estratégia de controle escolhida, que considera a magnitude dos desvios de frequência para acionamento do BESS, é mais efetiva quando sujeita à grandes perturbações. Para perturbações de menor magnitude, uma outra estratégia capaz de controlar a potência gerada pelo BESS para que entregue um valor de potência variável de acordo com a magnitude dos desvios seria capaz de impedir os chaveamentos consecutivos do BESS que ocorrem nos primeiros casos simulados.



# CAPÍTULO 7

---

## CONCLUSÕES

---

### 7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Sem a inércia proporcionada pelas grandes massas girantes de um sistema de potência, pequenas perturbações de carga podem provocar desvios de frequência significativos em uma microrrede.

Com o objetivo de contar com a participação de um componente que possa contribuir como fonte geradora e apresente rápida resposta no tempo, introduz-se um sistema de armazenamento em baterias (BESS) que pode atuar tanto fornecendo potência à microrrede quanto consumindo potência por ela gerada, isto é, atuando como uma carga.

Esse trabalho propõe uma estratégia de controle que visa reduzir as excursões de frequência da microrrede, mantendo-as dentro de limites pré-estabelecidos. Para tal, uma estratégia é proposta através do acionamento/desativação do BESS, com o objetivo de auxiliar as fontes geradoras no equilíbrio entre a potência entregue e a carga, quando tais limites são atingidos.

De forma resumida, a estratégia de controle sugerida é real-

izada através da observação dos desvios de frequência, responsáveis por acionar/desativar o BESS, além de realimentação via estatismos para a geração convencional e também para o sistema de baterias. O objetivo é ajustar a potência entregue (ou consumida, considerando o BESS) de acordo com os desvios de frequência em que a microrrede está exposta.

Uma microrrede típica de corrente alternada é proposta, com fontes renováveis como geração hidrelétrica (controlável) e geração fotovoltaica (não controlável e intermitente). Utilizaram-se perfis de carga não controláveis crescentes e decrescentes a fim de observar as reações da microrredes a diferentes perfis de perturbação. A microrrede do sistema-teste também contou com um sistema de armazenamento de baterias de íons de lítio, as quais foram escolhidas devido à grande disseminação de seu uso como sistemas armazenadores de energia e também devido à característica de alta densidade de energia (Wh/kg), quando comparada com outras tecnologias.

Várias simulações são apresentadas neste trabalho considerando diferentes combinações das fontes geradoras com os perfis de carga. Em situações de perturbações de carga capazes de atingir os limites de acionamento do BESS, percebe-se a sua efetividade em reduzir as excursões de frequência, embora ocorram alguns chaveamentos consecutivos e indesejáveis do BESS. A monitoração contínua do SoC garante que o carregamento do BESS não atinja limites capazes de prejudicar a sua vida útil.

Adicionalmente, a simulação da desconexão da microrrede com a rede de média tensão é realizada com e sem a participação do BESS, a fim de averiguar sua eficácia. Dessa vez, como a microrrede fica sujeita à uma grande perturbação, o BESS, por entregar toda a sua potência quando acionado, consegue amortecer os desvios de frequência de forma efetiva e sem chaveamentos.

## 7.2 TRABALHOS FUTUROS

Um gerador hidrelétrico sob controle primário está sujeito a novos pontos consecutivos de operação, configuração que ocasio-

na erros cumulativos, após perturbações consecutivas, quando comparado ao ponto de operação ideal (frequência nominal). A fim de evitar essa situação, propõe-se utilizar uma estratégia de controle secundário, com um controlador integral, que garanta erro estático de frequência nulo em regime permanente.

Outra sugestão é relativa ao problema de desligamentos frequentes do BESS, verificados na estratégia proposta. Com os limites de acionamento do BESS atingidos, este é ativado entregando ou consumindo toda a sua potência disponível. Para condições normais de carregamento, a potência entregue pelo BESS apresenta valores mais significativos que essas perturbações. Assim, quando o BESS é ativado, as excursões de frequência são rapidamente amenizadas, implicando na saída do sistema de baterias. Isto leva novamente os desvios de frequência ao limite máximo permitido, e o BESS volta a ser acionado. Essa situação causa chaveamentos indesejados, que podem diminuir a vida útil do sistema de baterias. Nesse contexto, sugere-se a utilização de uma estratégia de controle mais sofisticada para o acionamento do BESS, baseada em uma lei de controle que utilize a realimentação dinâmica dos desvios de frequência e de suas derivadas para acionar o BESS.



---

## BIBLIOGRAFIA

---

ADITYA, SK; DAS, D. Application of battery energy storage system to load frequency control of an isolated power system. *International journal of energy research*, Wiley Online Library, v. 23, n. 3, p. 247–258, 1999. Citado 2 vezes nas páginas [24](#), [25](#).

ANASTASIADIS, A. G.; TSIKALAKIS, A. G.; HATZIARGYRIOU, N. D. Operational and environmental benefits due to significant penetration of Microgrids and topology sensitivity. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], jul. 2010. p. 1–8. DOI: [10.1109/PES.2010.5590069](#). Citado 1 vez na página [30](#).

ANASTASIADIS, Anestis G; TSIKALAKIS, Antonios G; HATZIARGYRIOU, Nikos D. Operational and environmental benefits due to significant penetration of Microgrids and topology sensitivity. In: *IEEE. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8. Citado 1 vez na página [34](#).

ARORA, Pankaj; WHITE, Ralph E; DOYLE, Marc. Capacity fade mechanisms and side reactions in lithium-ion batteries. *Journal of the Electrochemical Society*, The Electrochemical Society, v. 145, n. 10, p. 3647–3667, 1998. Citado 1 vez na página [40](#).

ARUNAN, Anusuya; RAVISHANKAR, Jayashri; AMBIKAI RAJAH, Eliathamby. Real time stability enhancement for islanded microgrids. In: *IEEE. Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), 2017 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas [29](#), [33](#).

BORAZJANI, Pouya et al. A review on microgrid control techniques. In: *IEEE. Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), 2014 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 749–753. Citado 1 vez na página [34](#).

CHEN, J. et al. Neural Network-Based State of Charge Observer Design for Lithium-Ion Batteries. *IEEE Transactions on Control Systems*

*Technology*, v. 26, n. 1, p. 313–320, jan. 2018. ISSN: 1063-6536. DOI: [10.1109/TCST.2017.2664726](https://doi.org/10.1109/TCST.2017.2664726). Citado 1 vez na página [42](#).

DIVYA, KC; ØSTERGAARD, Jacob. Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009. Citado 2 vezes nas páginas [25](#), [37](#).

GIL, Nuno José de Abreu; CABETE, Sousa et al. Identificação de condições de operação em modo isolado e procedimentos de controlo de emergência para multi-micro-redes, 2009. Citado 3 vezes nas páginas [24](#), [25](#), [35](#).

HAN, Fengling et al. Online SoC estimation for Li-ion batteries: A survey explore the distributed secure cloud management to battery packs. In: IEEE. *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2017 12th IEEE Conference on*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1838–1843. Citado 1 vez na página [42](#).

HATZIARGYRIOU, Nikos et al. Microgrids—large scale integration of microgeneration to low voltage grids. *CIGRE C6-309*, 2006. Citado 2 vezes nas páginas [24](#), [30](#).

HEBNER, Robert. Nanogrids, microgrids, and big data: The future of the power grid. *IEEE Spectrum Magazine*, 2017. Citado 1 vez na página [23](#).

JONGERDEN, MR; HAVERKORT, BRHM. Battery modeling. *Enschede, January*, 2008. Citado 1 vez na página [38](#).

KAVITHA, S. et al. Defining the boundaries of microgrids in a large distribution system ensuring supply security. In: *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*. [S.l.: s.n.], dez. 2017. p. 277–282. DOI: [10.1109/ICPES.2017.8387306](https://doi.org/10.1109/ICPES.2017.8387306). Citado 1 vez na página [33](#).

LASSETER, Robert H. Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 99, n. 6, p. 1074–1082, 2011. Citado 1 vez na página [35](#).

LASSETER, Robert H; PAIGI, Paolo. Microgrid: A conceptual solution. In: IEEE. *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 6, p. 4285–4290. Citado 1 vez na página [33](#).



LASSETER, Robert et al. Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept, 2002. Citado 2 vezes na página 25.

LU, Chun-Feng; LIU, Chun-Chang; WU, Chi-Jui. Effect of battery energy storage system on load frequency control considering governor deadband and generation rate constraint. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 10, n. 3, p. 555–561, 1995. Citado 3 vezes nas páginas 41, 42, 72.

MEGEL, Olivier; MATHIEU, Johanna L; ANDERSSON, Göran. Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control. In: CITESEER. *ISGT Europe*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. Citado 1 vez na página 44.

MORRIS, Greg Young et al. Evaluation of the costs and benefits of microgrids with consideration of services beyond energy supply. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–9. Citado 2 vezes nas páginas 30, 33.

NESJE, Beate. *The need for Inertia in the Nordic Power System*. 2015. Tese (Mestrado) – NTNU. Citado 1 vez na página 67.

OLIVARES, Daniel E et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on smart grid*, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. Citado 1 vez na página 34.

PAYYAPPILLY, Baiju; JOHN, Vinod. Run-time simulation model for Li-ion battery using in-circuit extracted mass transport parameters. In: IEEE. *Transportation Electrification Conference (ITEC-India), 2017 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado 1 vez na página 38.

RENDUSARA, Dudi A et al. Design considerations for 12-pulse diode rectifier systems operating under voltage unbalance and pre-existing voltage distortion with some corrective measures. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 32, n. 6, p. 1293–1303, 1996. Citado 1 vez na página 40.

RIBEIRO, Paulo F et al. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 89, n. 12, p. 1744–1756, 2001. Citado 1 vez na página 32.

ROLIM, Lúgia et al. Virtual Inertia Impact on Microgrid Voltage and Frequency Control. CEPEL. Citado 1 vez na página 25.

ROSCHER, Michael A; BOHLEN, Oliver; VETTER, Jens. OCV hysteresis in Li-ion batteries including two-phase transition materials. *International Journal of Electrochemistry*, Hindawi, v. 2011, 2011. Citado 1 vez na página 37.

SAIDANI, Fida et al. Lithium-ion battery models: a comparative study and a model-based powerline communication. *Advances in Radio Science: ARS*, Copernicus GmbH, v. 15, p. 83, 2017. Citado 2 vezes na página 39.

SEHEDA, Mykhailo S; DUDURYCH, Oleksandra B. Issues of inertia response and rate of change of frequency in power systems with different penetration of variable speed wind turbines. In: IEEE. *Electric Power Networks (EPNet)*, 2016. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4. Citado 1 vez na página 67.

SIMÕES-COSTA, A.; SILVA, A. Silveira e. *Notas de Aula de Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.: s.n.], 1995. Citado 1 vez na página 48.

WORTHMAN, ERNEST. Recharging the Battery. *Semiconductor Engineering*, 2015. Citado 1 vez na página 39.

ZHANG, Hanlei; CHOW, Mo-Yuen. On-line PHEV battery hysteresis effect dynamics modeling. In: IEEE. *IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1844–1849. Citado 2 vezes na página 43.