UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Gabriela Pessoa Campos

**Aplicação de Baterias para Suporte de
Tensão em Sistemas de Distribuição
com Presença de Geração Fotovoltaica**

Gabriela Pessoa Campos

**Aplicação de Baterias para Suporte de
Tensão em Sistemas de Distribuição
com Presença de Geração Fotovoltaica**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Assoc. Mário Oleskovicz

São Carlos

2019

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

C172a	Campos, Gabriela Pessoa Aplicação de Baterias para Suporte de Tensão em Sistemas de Distribuição com Presença de Geração Fotovoltaica / Gabriela Pessoa Campos; orientador Mário Oleskovicz. São Carlos, 2019. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Processamento de Sinais e Instrumentação -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019. 1. Baterias. 2. Suporte de Tensão. 3. Geração Distribuída. 4. Sistemas de Distribuição. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **GABRIELA PESSOA CAMPOS**.

Título da dissertação: "Aplicação de um sistema de baterias para o suporte de tensão em sistemas de distribuição na presença de geração fotovoltaica".

Data da defesa: 24/10/2019.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovada

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

Aprovada

Profa. Dra. **Janaína Gonçalves de Oliveira**
(Universidade Federal de Juiz de Fora/UFJF)

Aprovada

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pela caminhada e a benção de poder realizar este sonho.

Em especial, agradeço aos meus pais Mauro e Sônia, pelo amor, confiança e apoio incondicional em toda a minha trajetória. Aos meus irmãos Geovana, Guilherme e Vitória pelo amor, incentivo e cuidado. A minha família que sempre acreditou em mim e torciam mesmo de longe. Agradeço ao João que esteve do meu lado nestes anos me motivando e incentivando.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Mário Oleskovicz, por confiar em mim e acreditar no meu trabalho. Por toda orientação, conselhos e contribuição acadêmica nessa jornada.

A todos os amigos do laboratório LSEE, pela amizade e contribuição para meu crescimento pessoal e acadêmico também expresso os meus agradecimentos. Agradeço também todo o corpo técnico da Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos (EESC).

Agradeço pelo financiamento parcial da pesquisa à Copel Geração e Transmissão S/A e à Copel Distribuição S/A. O financiamento está relacionado ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica Regulado pela ANEEL: PD-2866-0454/2016 - Sistema de Armazenamento Transportável para Suporte a Contingências Programadas em SEs (EESC-USP, CPqD e COPEL).

Por fim, também agradeço pelo financiamento parcial da pesquisa à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

"Você não pode mudar o vento, mas pode ajustar as velas do barco para chegar onde quer."
(Confúcio)

Resumo

Campos, Gabriela **Aplicação de Baterias para Suporte de Tensão em Sistemas de Distribuição com Presença de Geração Fotovoltaica** . 108 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

A crescente inserção de Geradores Distribuídos (GDs), sobretudo, de fontes renováveis, vem provocando mudanças significativas na operação e confiabilidade dos Sistemas de Distribuição (SDs), com reflexos diretos na Qualidade da Energia Elétrica (QEE), devido, dentre outros fatores, à intermitência dessas fontes. Neste contexto, têm-se os armazenadores de energia como meio para mitigar os efeitos indesejáveis da intermitência em SDs na presença de fontes renováveis, possibilitando maior inserção e melhor operação deste tipo de geração na rede. Tendo em vista tal cenário, esta pesquisa visa prover suporte de tensão para um SD na presença de geração distribuída, por meio de um banco de baterias. Busca-se prover suporte de tensão por longo e curto prazo (período transitório), além de suavizar a tensão da rede quando da ocorrência de sombreamentos, bem como durante a operação de uma microrrede ilhada. Um SD teste completo foi simulado no *software* PSCAD, contendo, além dos componentes usuais, um gerador fotovoltaico e um banco de baterias. Além disso, foram consideradas curvas reais para irradiação solar e para o carregamento do sistema. A metodologia proposta mostrou, através dos resultados, a viabilidade das baterias em prover suporte de tensão tanto em regime permanente quanto em situações transitórias. Ademais, foi verificado que em certas condições a microrrede consegue operar em modo ilhado com o auxílio da bateria.

Palavras-chave: Baterias, Suporte de Tensão, Geração Distribuída, Sistemas de Distribuição.

Abstract

Campos, Gabriela **Application of Batteries for Voltage Support of Distribution Systems with Photovoltaic Generation.** 108 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2019.

The increasing penetration of distributed generators, especially from renewable sources, has caused significant changes in the operation and reliability of distribution systems, with direct effects on the power quality due to the intermittence of these sources, among other factors. In this context, energy storage systems were proposed to mitigate the undesirable effects of intermittency in distribution systems, in the presence of renewable sources, enabling greater integration and better operation of this type of generation on the grid. In this context, this research aims to provide voltage support for a distribution system with distributed generation through a battery bank. The aim is to provide long and short term voltage support, as well as to soften the grid voltage when shading occurs, and during operation of an islanded microgrid. A distribution test system was simulated on software PSCAD, with usual components, a photovoltaic generator and a battery bank. Furthermore, real curves were considered for solar irradiation and system loading. The proposed methodology showed, through the results, the viability of the batteries to provide voltage support in both steady state and transient situations. Moreover, it has been found that under certain conditions the microgrid can operate in island mode with the support of the battery.

Keywords: Batteries, Voltage Support, Distributed Generation, Distribution Systems.

Lista de ilustrações

Figura 1	Um sistema de armazenamento de energia por baterias.	28
Figura 2	Sistema teste do Cigré de média tensão com a presença de GD e do <i>Battery Energy Storage System</i> (BESS).	40
Figura 3	Curva de irradiação para um dia claro.	42
Figura 4	Curva de irradiação para um dia nublado.	42
Figura 5	Perfil para a carga residencial.	43
Figura 6	Perfil para a carga comercial.	43
Figura 7	Perfil para a carga industrial 1.	43
Figura 8	Perfil para a carga industrial 2.	44
Figura 9	Perfil para a carga industrial 3.	44
Figura 10	Fluxograma do comparador.	48
Figura 11	Curva 1: Irradiação.	49
Figura 12	Fluxograma: suavização de tensão.	51
Figura 13	Parte do sistema teste do Cigré caracterizando uma microrrede.	53
Figura 14	Conjunto fotovoltaico modelado.	57
Figura 15	Influência da irradiação solar nas curvas da potência <i>versus</i> a tensão dos painéis.	58
Figura 16	Influência da temperatura nas curvas da potência <i>versus</i> a tensão dos painéis.	59
Figura 17	MPPT.	59
Figura 18	Conversor <i>Boost</i>	60
Figura 19	Conversor fonte de tensão (VSC).	61
Figura 20	Controlador da tensão CC.	61
Figura 21	Controlador da potência reativa.	61
Figura 22	BESS.	62
Figura 23	Modelo de bateria utilizado.	63
Figura 24	Conversor <i>Buck - Boost</i>	64

Figura 25	O Conversor Fonte de Tensão - VSC.	65
Figura 26	Tensão RMS na barra 8.	66
Figura 27	Irradiação para um dia claro.	66
Figura 28	Irradiação para um dia nublado.	67
Figura 29	Carga residencial.	67
Figura 30	Carga comercial.	67
Figura 31	Carga industrial (perfil 1).	68
Figura 32	Carga industrial (perfil 2).	68
Figura 33	Carga industrial (perfil 3).	68
Figura 34	Histograma da potência da potência da bateria.	70
Figura 35	Comparação da tensão em p.u. na barra 8 com e sem a atuação do banco de baterias.	70
Figura 36	Algoritmo de funcionamento do comparador.	72
Figura 37	Comparador implementado.	74
Figura 38	Suavizador imlementado.	75
Figura 39	Carregamento de 40%.	79
Figura 40	Carregamento de 60%.	79
Figura 41	Carregamento de 100%.	80
Figura 42	Resultados para as faltas do tipo ABC, com irradiação de $500 W/m^2$ e resistência de falta de $0,01 \text{ ohm}$, considerando os carregamentos do sistema, conforme apresentado na Tabela 7.	82
Figura 43	Resultados para as faltas do tipo ABC, com resistência de falta de 40 ohm , e considerando todos os valores de irradiação e carregamento, conforme apresentado na Tabela 7.	82
Figura 44	Perfil da irradiação com sombreamento que se mantém no período de análise.	84
Figura 45	Comportamento do sistema para um perfil da irradiação com sombre- amento que se mantém no período de análise.	84
Figura 46	Perfil da irradiação caracterizando sombreamento momentâneo.	85
Figura 47	Comportamento do sistema para um perfil da irradiação com sombre- amento momentâneo.	86
Figura 48	Perfil da irradiação caracterizando sombreamento longo.	86
Figura 49	Comportamento do sistema para um perfil da irradiação com sombre- amento longo.	87
Figura 50	A microrredeilhada, com carregamento de 40%, irradiação de $0 W/m^2$ e com o conjunto de cargas 1.	88
Figura 51	A microrredeilhada, com carregamento de 40%, irradiação de $0 W/m^2$ e com o conjunto de cargas 5.	89

Figura 52	A microrredeilhada, com carregamento de 40%, irradiação de 1.0000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.	89
Figura 53	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.	90
Figura 54	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.	91
Figura 55	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.	91
Figura 56	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 3.	92
Figura 57	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 4.	92
Figura 58	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 1.0000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.	93
Figura 59	A microrredeilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 1.0000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.	94
Figura 60	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.	95
Figura 61	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.	95
Figura 62	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 3.	96
Figura 63	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 4.	96
Figura 64	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.	97
Figura 65	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 1.000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.	97
Figura 66	A microrredeilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 1.000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.	98

Lista de tabelas

Tabela 1	Tipos de baterias - principais características.	29
Tabela 2	Síntese dos principais pontos correlatos (ou de interesse) entre a revisão bibliográfica realizada nesta subseção e a pesquisa desenvolvida.	36
Tabela 3	Cenários utilizados para avaliação da necessidade do BESS.	45
Tabela 4	Parâmetros utilizados para encontrar a relação entre a potência de saída da bateria e a tensão na barra 8.	45
Tabela 5	Tensão em regime permanente para faixa de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	47
Tabela 6	Cenários para condição normal de operação.	48
Tabela 7	Cenários para as condições de faltas no sistema.	49
Tabela 8	Requisitos para a operação durante distúrbios de tensão (<i>fault ride-through</i>) para a Categoria I.	50
Tabela 9	Requisitos para a operação durante distúrbios de tensão (<i>fault ride-through</i>) para a categoria I.	54
Tabela 10	Parâmetros equivalente da subestação de energia.	55
Tabela 11	Parâmetros dos transformadores principais.	56
Tabela 12	Parâmetros das linhas - alimentadores.	56
Tabela 13	Parâmetros das cargas conectadas no sistema.	56
Tabela 14	Configuração e parâmetros dos painéis fotovoltaicos.	58
Tabela 15	Parâmetros do MPPT.	59
Tabela 16	Parâmetros do conversor <i>boost</i>	60
Tabela 17	Parâmetros do VSC.	62
Tabela 18	Parâmetros para a definição dos cenários.	69
Tabela 19	Configuração do BESS.	71
Tabela 20	Parâmetros do conversor <i>buck-boost</i>	71
Tabela 21	Parâmetros do VSC do BESS.	71

Lista de siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CIGRE	Conselho Nacional de Grandes Sistemas Elétricos
EMS	<i>Energy Management System</i>
GD	Gerador Distribuído
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCS	Power Conditioning System
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias
SD	Sistema de Distribuição
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Objetivos da Pesquisa	24
1.2	Justificativa e Relevância do Tema	25
1.3	Estrutura do Trabalho	25
2	Referencial Teórico	27
2.1	Os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias	28
2.1.1	Tipos de Baterias	28
2.1.2	<i>Battery Management System</i> - BMS	29
2.1.3	<i>Power Conditioning System</i> - PCS	29
2.1.4	<i>Energy Management System</i> - EMS	30
2.2	Aplicações de Baterias em Sistemas de Distribuição	30
2.3	As Baterias no Contexto da QEE	32
2.3.1	Baterias utilizadas para prover suporte de tensão	34
2.3.2	Síntese	35
2.4	Considerações Finais	36
3	Metodologia	39
3.1	Sistema Teste do Cigré	39
3.2	Análise da Intermitência dos Painéis Fotovoltaicos e das Cargas no Sistema Teste do Cigré	41
3.2.1	Painéis Fotovoltaicos	41
3.2.2	Cargas	42
3.3	Dimensionamento do BESS	44
3.4	Avaliação dos Impactos do GD na QEE do Sistema Teste	46
3.4.1	Suporte de Tensão	46
3.4.2	Microrrede Ilhada	51
3.5	Considerações Finais	52

4	Modelagem do Sistema	55
4.1	Descrição do Sistema de Distribuição Teste Modelado	55
4.2	Descrição do Sistema Fotovoltaico Modelado	57
4.2.1	Conjunto de Painéis Fotovoltaicos	57
4.2.2	Conversor <i>Boost</i>	58
4.2.3	<i>Voltage Source Converter</i> (VSC)	60
4.3	Descrição do BESS	62
4.3.1	Banco de Baterias	62
4.3.2	Conversor <i>Buck-Boost</i>	64
4.3.3	Conversor Fonte de Tensão - VSC	64
4.4	Dimensionamento do BESS	65
4.4.1	Definição dos Cenários	66
4.4.2	Configuração do BESS	70
4.5	Suporte de tensão	72
4.5.1	Comparador	72
4.5.2	Suavização da Tensão	73
5	Resultados	77
5.1	Resultados Obtidos para Suporte de Tensão	77
5.1.1	Comparador	77
5.1.2	Suavizador de Tensão	83
5.2	A Microrrede Ilhada	87
5.2.1	Carregamento de 40%	87
5.2.2	Carregamento de 60%	90
5.2.3	Com Carregamento de 100%	93
5.3	Considerações Finais	98
6	Conclusões	101
6.1	Publicações decorrentes e correlatas da pesquisa	103
	Referências	105

Introdução

A economia mundial, durante o século XX, foi impulsionada e transformada pela oferta de energia, obtida primordialmente de combustíveis fósseis como petróleo e carvão mineral (ANEEL, 2008). No entanto, desde o início do século atual, o cenário passa por mudanças que reforçam a necessidade de um desenvolvimento cada vez mais sustentável. Ainda de acordo com a ANEEL (2008), desde o início da década de 90, há um apelo para o desenvolvimento sustentável em virtude de estudos que apresentam a deterioração ambiental provocada, sobretudo, pela ação humana. Assim, a sociedade começou a buscar uma forma de desenvolvimento que reduzisse os impactos ambientais, e, concomitantemente, fosse capaz de suportar o crescimento econômico e populacional.

Assim, fontes de energia renováveis, como a eólica e a solar, ganharam notoriedade ao proporcionar geração de energia sem emissão de poluentes, aproveitando a energia disponível localmente, e sem poluição sonora no caso da energia produzida por painéis fotovoltaicos. De acordo com Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Geração Distribuída, que consiste em geradores instalados próximos a centros de cargas tem ganhado força nos últimos anos ao promover benefícios tais como diversificação da matriz energética, postergação de investimentos para reforço e expansão de redes de transmissão e distribuição, além de contribuir para os níveis de tensão em períodos de elevado carregamento (ANEEL, 2016). A microgeração distribuída é caracterizada pela conexão de geradores de até 75 kW, já a minigeração por geradores de 75 kW a 5 MW. Porém, este tipo de geração também traz implicações para operação de Sistemas de Distribuição (SDs), como sobretensão, impactos na proteção e perdas dos sistemas (RESCH et al., 2017).

Ademais, a característica intermitente das fontes supracitadas é um dos grandes desafios deste tipo de conexão à rede. Ziadi et al. (2014) afirmam que, SDs podem ser afetados pela intermitência de fontes como a solar e a eólica, no tocante a confiabilidade e a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), contribuindo para variações de frequência e oscilações na tensão. Consoante a tal fato, Resch et al. (2017) abordam acerca da inserção de fontes renováveis e como estas podem afetar de modo negativo a operação do sistema,

visto que, a natureza variável de fontes como as supramencionadas, podem causar rápidas variações de tensão.

Assim, torna-se interessante mitigar tais problemas causados pela intermitência, visando uma maior aplicação de fontes renováveis em SDs. Uma das medidas mitigatórias consiste no uso de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) em conjunto com o Gerador Distribuído (GD). Segundo Resch et al. (2017), as baterias podem regular a tensão dos sistemas nas quais são instaladas, bem como auxiliar na restauração do sistema após uma situação de falta ou interrupção, além de servir como uma fonte de alimentação ininterrupta, auxiliando também na compensação de reativo e na regulação de frequência.

Outro emprego dos armazenadores de energia consiste na suavização da potência de saída dos geradores de natureza intermitente, como é o caso dos trabalhos propostos por Zeng et al. (2007), Essakiappan et al. (2015) e Ramadan, Yehia e Rashad (2015).

Assim, este trabalho visa, por meio de armazenadores, prover suporte de tensão para um SD na presença de um GD fotovoltaico, tanto em longo, quanto em curto prazo. Além disso, busca-se a suavização da tensão na barra em que o GD e o armazenador estão instalados quando da ocorrência de sombreamento nos painéis fotovoltaicos. E por fim, verificar em que condições é possível que este conjunto distribuído atue como uma microrrede na situação de operação ilhada, caso alguma contingência venha desconectar o conjunto do sistema de fornecimento de energia principal da concessionária.

1.1 Objetivos da Pesquisa

De acordo com o cenário apresentado, esta pesquisa visa implementar ferramentas para que o armazenador possa prover suporte de tensão para o sistema em análise. Para isso, pretende-se, primeiramente, dimensionar o elemento armazenador tendo como foco o suporte de tensão em regime permanente. Para o dimensionamento, serão consideradas curvas de irradiação solar para um dia claro e um dia nublado, além dos perfis de carregamento para as cargas do sistema em estudo, um sistema europeu teste de média tensão do Conselho Nacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRE).

Após o dimensionamento do armazenador, serão desenvolvidas ferramentas para suporte de tensão do sistema. Pretende-se avaliar como é possível o suporte para tensão em regime permanente e em transitório de nuvem. Para análise em regime permanente, será avaliado como o armazenador é capaz de operar em condições normais de operação para manter as tensões em regime permanente dentro do recomendado por norma, bem como em situações de contingência. Além disso, será avaliado como o armazenador pode ajudar a suavizar a tensão da rede quando em momentos de sombreamento dos painéis fotovoltaicos. Por fim, objetiva-se verificar como o sistema poderia atuar como uma microrrede ilhada, e como o armazenador pode auxiliar nesta operação.

1.2 Justificativa e Relevância do Tema

A busca por desenvolvimento sustentável leva à utilização de fontes renováveis de recurso energético, diminuindo a necessidade de uso de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica. Com o crescimento da instalação de GDs em sistemas de distribuição, principalmente dos que possuem natureza intermitente, ocorrerão mudanças na forma de operar o sistema, visto que fontes renováveis como a solar e a eólica, podem provocar problemas na confiabilidade e na QEE. Sendo assim, medidas que visem maior inserção de fontes renováveis, atenuando os efeitos da intermitência e trazendo uma melhora para a confiabilidade e a QEE, se tornam fundamentais.

Neste contexto, têm-se os armazenadores de energia que, com base na revisão bibliográfica considerada, apresentam inúmeras aplicações visando a inserção de fontes renováveis no sistema, bem como uma melhora na QEE dos sistemas nos quais são instalados. Na literatura correlata, observa-se recentemente um grande número de trabalhos técnico-científicos, os quais apresentam a bateria como uma opção para a mitigação dos efeitos da intermitência. Grande parte dos trabalhos utilizam os armazenadores de energia visando suavizar a tensão que sofre oscilações em detrimento da intermitência dos GDs. Para isso, atuam no gerador em questão, de modo a suavizar a potência de saída e, consequentemente, melhorarem o perfil de tensão. No entanto, para realizar estas melhorias é necessário possuir os dados de geração do painel fotovoltaico, o que pode não ser simples quando o armazenador a ser utilizado não é do mesmo proprietário do gerador, ou o detentor é a distribuidora que não possui as informações necessárias acerca do GD.

Em função do que foi apresentado, este trabalho visa utilizar armazenadores de energia para suavizar o perfil de tensão de um sistema de distribuição na presença de um gerador fotovoltaico com perfil intermitente. Para isso, a base das informações será o perfil de tensão da rede usado gerar a referência de potência para o armazenador. Além disso, será analisado como utilizar o armazenador para manter a tensão da rede dentro dos limites adequados em regime permanente, em condições normais de operação e em situações de contingência. Ademais, será estudado como este sistema pode auxiliar na operação de uma microrrede ilhada.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este documento está dividido em seis capítulos:

- **Capítulo 1** - Discorreu de maneira breve e inicial sobre os impactos da inserção de GDs de natureza intermitente em sistemas de distribuição, e da proposta de utilização de armazenadores de energia para mitigar os efeitos da intermitência nestes sistemas.

- **Capítulo 2** - Apresentará uma revisão da literatura sobre armazenadores de energia, em específico das baterias, que serão utilizadas nesta pesquisa. Além disso, serão apresentados os trabalhos correlatos à linha pesquisa, dando um enfoque para os sistemas de baterias aplicados na melhora da QEE nos sistemas de distribuição.
- **Capítulo 3** - Será apresentada a metodologia desenvolvida, explanando sobre o sistema teste utilizado, bem como as principais etapas executadas e relacionadas com a utilização do armazenador para prover suporte de tensão para o SD em estudo na presença de um GD fotovoltaico.
- **Capítulo 4** - Apresentará a modelagem desenvolvida de todos os componentes do sistema, como o SD, o gerador, o armazenador, e os mecanismos para prover o suporte de tensão desenvolvidos.
- **Capítulo 5** - Apresentará os resultados obtidos quando da implementação da metodologia proposta.
- **Capítulo 6** - Serão percorridas as principais observações e conclusões finais decorrentes da pesquisa realizada, analisando os aspectos positivos e elucidando caminhos para a continuidade da mesma.

Referencial Teórico

Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) são usualmente empregados no processo de converter energia elétrica da rede para uma forma que possa ser armazenada e convertida novamente em energia elétrica quando necessário. O armazenamento pode ocorrer em períodos de baixa demanda, baixo custo de geração, ou na presença de fontes intermitentes de energia. O montante de energia armazenada poderá ser consumido em momentos de alto consumo, em horários de ponta, ou quando da indisponibilidade de outras fontes de energia (DAGHI; SEDGHI; ALIAKBAR-GOLKAR, 2015). Divya e Ostergaard (2009) afirmam que os armazenadores de energia são a chave para maior inserção de fontes renováveis.

Há uma gama de tipos de armazenadores de energia, com diversas características, sendo que cada tecnologia pode ser mais adequada dependendo da aplicação. A lista conta com baterias, células combustíveis, volantes de inércia (*Flywheels*), os supercapacitores, dentre outros. As características que os diferenciam são a capacidade de armazenamento, a potência, o tempo de recarga, vida útil, custo.

De acordo com (SANDIA, 2013), as baterias de íons de lítio são recomendadas para aplicações como: ilhamento intencional, formando uma microrrede; para a integração de fontes intermitentes em sistemas de distribuição, suavizando e melhorando o perfil de geração destes geradores; como fonte de alimentação ininterrupta; entre outros. Assim, as baterias, sobretudo as de íons de lítio, tem se destacado na comunidade técnico-científica (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008; DIVYA; OSTERGAARD, 2009; NAUMANN et al., 2015; ALHAMALI et al., 2016; JARNUT; WERMIŃSKI; WAŚKOWICZ, 2017), sendo escolhidas para ser o armazenador a ser utilizado na pesquisa.

2.1 Os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias

Um Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEB) básico, do inglês *Battery Energy Storage System* (BESS), é composto por um conjunto de baterias, um Sistema de Gerenciamento da Bateria (*Battery Management System* (BMS)), um sistema de interface com a rede (Power Conditioning System (PCS)), e um Sistema de Gerenciamento de Energia (*Energy Management System* (EMS)). O BMS monitora os parâmetros das baterias, estimando o estado de carga, temperatura de operação, dentre outros. Já o PCS se refere aos equipamentos utilizados para a retificação e inversão entre a rede e as baterias. Por fim, o EMS é o responsável por gerenciar a energia armazenada no sistema, provendo informações para o despacho e o consumo do sistema armazenador. A Figura 1 exemplifica esse sistema, sendo que esta foi adaptada de Lawder et al. (2014).

Figura 1 – Um sistema de armazenamento de energia por baterias.

Fonte: Adaptado de Lawder et al. (2014).

2.1.1 Tipos de Baterias

As baetrias possuem diversos tipos de composição química, sendo diferenciadas pela eficiência, vida útil, densidade de energia, custo, nível de descarga, dentre outros. A Tabela 2, adaptada de Divya e Ostergaard (2009), apresenta algumas características mencionadas para os tipos: Chumbo-Ácido; Sódio-Enxofre (NaS); Níquel-Cádmio (NiCd); Íons de Lítio (Li-íon); Metal Ar; e Zinco-Bromo (ZnBr)

Tabela 1 – Tipos de baterias - principais características.

Tipo	Eficiência	Vida útil	Nível de descarga	Temperatura de operação	Energia específica
Chumbo-Ácido	72-78%	1.000 a 2.000 ciclos	70%	-5 a 40° C	25 Wh/kg
Níquel-Cádmio	72-78%	3.000 ciclos	100%	-40 a 50° C	45-80 Wh/kg
Sódio-Enxofre	89%	2.500 ciclos	100%	325° C	100 Wh/kg
Íons de Lítio	~100%	3.000 ciclos	80%	-30 a 60° C	90-190 Wh/kg
Metal Ar	50%	100 ciclos	-	-20 a 50° C	450-650 Wh/kg
Zinco-Bromo	75%	-	-	0 a 40° C	70 Wh/kg

Fonte: Adaptada de Divya e Ostergaard (2009).

2.1.2 *Battery Management System - BMS*

Um BESS requer um BMS para monitorar e manter a segurança e ótima operação de cada célula da bateria. De acordo com Lawder et al. (2014), as baterias são dinâmicas por natureza, operando constantemente fora do estado de equilíbrio durante o ciclo de carga. Além disso, mesmo em situações normais de operação, as células da bateria sofrem degradação, e tal degradação pode ser intensificada em situações como aumento da temperatura de operação, sobrecarga, padrões de carregamento muito intensos, dentre outras.

Assim, torna-se interessante um BMS que, monitorando e controlando a bateria, também consiga reduzir a degradação da bateria, aumentando o desempenho e a vida útil da mesma. Ainda, de acordo com Lawder et al. (2014), o BMS é responsável pelo controle da temperatura, assim como por manter a bateria operando dentro dos limites de tensão e corrente, por desconectar o armazenador em caso de falta, estimar os parâmetros como de estado de carga e de saúde da bateria, além de medir o tempo remanescente de carga ou descarga.

2.1.3 *Power Conditioning System - PCS*

O Sistema de Interface com a Rede (designado por PCS) se refere aos equipamentos utilizados na inversão e retificação da energia entre a rede e o BESS. Segundo Zhang et al. (2018), a energia pode fluir do BESS para a rede, ou no sentido contrário, por meio de um

conversor CC-CA de um estágio. Sistemas de geração distribuída, comumente, adotam esta topologia, que possui vantagens como estrutura simples e alta eficiência. No entanto, apresenta pouca flexibilidade com relação a seleção de capacidade. Ademais, os autores citam outra topologia, o conversor de dois estágios CC-CC e CC-CA. Esta configuração é mais flexível para o BESS, pois o gerenciamento de carga e descarga se torna mais flexível e confiável com o uso deste modelo.

2.1.4 *Energy Management System* - EMS

O propósito do Sistema de Gerenciamento de Energia (designado por EMS) em um sistema de baterias é tomar decisões da operação da bateria, utilizando as informações do BESS, do sistema em que está conectado, dentre outros. O gerenciador será responsável por definir a potência consumida ou entregue ao sistema, atuando para isso no controle do PCS. Para tomar as decisões este deve possuir comunicação com o BMS.

Nesse contexto, este trabalho se propõe a utilizar o BESS para prover suporte de tensão para o sistema, de modo a verificar qual a potência ativa a ser consumida ou injetada no sistema que fará com que a tensão na barra em que o GD e o BESS estão alocados permaneça dentro dos limites adequados, além de suavizar a tensão na barra que pode sofrer oscilações em detrimento da mudança brusca da irradiação. A regulação de tensão será feita por meio do controle de potência ativa do BESS.

2.2 Aplicações de Baterias em Sistemas de Distribuição

No que segue, serão brevemente comentadas algumas das aplicações de baterias em sistemas de distribuição. Dentre as aplicações, tem-se os BESSs: para o suporte de tensão; para a restauração do sistema; como fonte de alimentação ininterrupta; para a compensação de reativo; para a regulação de frequência; como meio para o *peak shaving*; para a atuação conjunta com geradores distribuídos; e associadas à microrredes.

- **Para o Suporte de Tensão**

Visando manter o sistema operando de maneira estável, o nível de tensão deve ser mantido dentro de limites definidos em normas. Para isso, é possível prover suporte de tensão por meio do controle de potência ativa e reativa. Neste trabalho será explanado somente o suporte de tensão por meio do controle de potência ativa.

- **Para a Restauração do Sistema**

Os BESSs podem ser utilizados para energizar linhas de transmissão e distribuição, com a capacidade de sincronizar sub-sistemas.

- **Como Fonte de Alimentação Ininterrupta**

Um BESS pode se comportar como uma fonte de alimentação ininterrupta, dependendo do tempo da interrupção na rede externa e da qualidade da energia exigida para o sistema em que se encontra. Podendo, para isso, ser utilizado em conjunto com um gerador a diesel, por exemplo.

- **Para a Compensação de Reativo**

Produtores e operadores do sistema, necessitam transferir potência aparente de acordo com a demanda de potência ativa e reativa dos consumidores finais. Para isso, precisam respeitar o limite para o fator de potência. Em caso de infração do limite, o BESS pode suprir a necessidade de reativo para manter o fator de potência de acordo com a norma.

- **Para a Regulação de Frequência**

Em virtude da dificuldade de armazenar energia nos sistemas atuais, deve haver um constante equilíbrio entre geração de potência ativa e consumo. Um indicador de desvio nesse balanço é a frequência do sistema, de modo que se há um aumento de carga significativo, sem aumento na geração, ocorre uma queda na frequência do sistema. O oposto também é verificado, quando, por exemplo, na saída de um bloco de carga muito elevado, e sem a alteração na geração, ocorrerá um aumento na frequência. Assim, os BESSs podem ser utilizados para auxiliar na regulação da frequência, absorvendo ou injetando potência ativa, de modo a auxiliar no balanço entre geração e consumo.

- ***Peak Shaving***

O *Peak Shaving* se refere a uma redução no pico de consumo de uma carga individual, ou de um bloco de cargas, em períodos de carga alta, ou de alto custo de geração, de acordo com Koller et al. (2015). Esse tipo de ação, reduz custos tanto da expansão da rede quanto da melhoria das redes já existentes. Assim, os BESSs podem atuar com esta finalidade. Devido à possibilidade de serem instalados em diversos pontos da rede, podem rapidamente e temporariamente aliviar o sistema até que a rede seja expandida, ou podem ser aplicados como uma medida permanente.

- **Em conjunto com Gerador Distribuído**

SDs com a presença de geradores distribuídos com características intermitentes, como geradores eólicos e fotovoltaicos, apresentam alguns problemas de operação, como, por exemplo, flutuação da geração, que diminui a estabilidade do sistema. Visando responder a este problema, os BESSs são indicados para suavizar a geração deste tipo de gerador, pois, de acordo com Zarghami et al. (2013) e Divya e Ostergaard (2009), esses armazenadores possuem uma resposta mais rápida que geradores

síncronos convencionais. Além disso, de acordo com Fossati et al. (2015), devido à intermitência das fontes citadas, os BESSs podem absorver energia durante períodos de alta disponibilidade e então injetar no sistema em momentos de baixa geração ou de indisponibilidade das fontes.

- **Em Microrredes**

Segundo Fossati et al. (2015), os BESSs desempenham um papel fundamental na operação das microrredes. Neste sentido, uma das principais finalidades é a integração de fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, em detrimento da intermitência que essas fontes apresentam, consumindo ou injetando energia de acordo com as condições do sistema. Entre outros benefícios, os BESSs podem prover serviços ancilares para a microrrede, bem como melhorar a QEE do sistema. As baterias também possibilitam que a microrrede atue em modo ilhado, desde que o sistema seja planejado e adequadamente operado nesta situação.

2.3 As Baterias no Contexto da QEE

Leung e Sutanto (2000) apresentam um estudo sobre a aplicação de BESSs conectados à rede para controle da potência ativa e reativa, nivelamento de carga, melhora da QEE e controle do fluxo de potência. Assim, o trabalho aborda um controle com resposta rápida para a demanda de potência ativa e reativa quando um sistema de baterias é conectado à rede de modo que este pode ser usado para amortecimento de distúrbios transitórios. Adicionalmente, os autores explanam acerca da aplicação da bateria como um filtro ativo, sem a necessidade de uma estratégia de controle adicional.

Zeng et al. (2007) abordam acerca da aplicação de um sistema de baterias para a suavização da potência gerada em sistemas nos quais podem ocorrer intermitências, como sistemas de geração eólica. Os autores salientam que os sistemas de baterias possuem o potencial de melhorar o desempenho de usinas eólicas, podendo ainda, controlar a saída da geração em um valor constante. No trabalho em questão, analisa-se como a flutuação da geração eólica impacta na tensão e na frequência de operação do sistema. O sistema de baterias é conectado no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) por meio de um transformador trifásico, visando a compensação da flutuação de tensão no barramento terminal de parques eólicos. Por meio de simulações computacionais, demonstra-se que a oscilação da potência gerada do parque eólico culmina na oscilação da tensão e da frequência de operação do sistema. Dessa forma, com a inserção do sistema de baterias, a potência gerada pode ser suavizada, e tais problemas mitigados. Como as baterias podem absorver e injetar reativo, estas também podem auxiliar no ajuste do fator de potência do sistema, auxiliando a estabilidade da tensão no PAC.

Zarghami et al. (2013) tratam de aplicações e benefícios de BESS no desempenho de sistemas de distribuição. Algumas dessas aplicações estão atreladas à melhoria da QEE, pois as baterias são desenvolvidas para prover respostas imediatas ao sistema, auxiliando na compensação da flutuação de tensão (fenômeno gerador do *flicker*) e subtensões. Além disso, os BESS também podem ser aplicados para o controle de frequência, mitigação de harmônicos, bem como de interrupções, e na operação em modo ilhado do sistema.

Essakiappan et al. (2015) explanam sobre reduzir os efeitos da intermitência de um gerador fotovoltaico utilizando um sistema de baterias em conjunto com um inversor multinível. Neste estudo é proposto um sistema de baterias para um sistema fotovoltaico, com a finalidade de prover potência ativa e reativa durante intermitências. Assim, em momentos de flutuação para a geração fotovoltaica, a bateria é carregada ou descarregada de maneira a suavizar os picos ou quedas da potência ativa.

Koller et al. (2015) apresentam três aplicações e os resultados de medições para o BESS de 1 MW conectado à uma rede elétrica em Zurique, Suíça. Mais especificamente, as aplicações estão atreladas ao controle de frequência e de demanda (*peak shaving*), e ao modo de operação ilhado. Neste trabalho, o sistema de baterias é alocado nas proximidades de uma subestação de 110/16 kV, sendo dedicado a um alimentador de média tensão. Os resultados para os dois primeiros anos de operação são apresentados, indicando taxas de rampa elevadas, degradação insignificante das células e eficiência considerável, em torno de 85%. Evidencia-se que as baterias se mostram convenientes para o controle de frequência primário, pois reagem adequadamente às rápidas variações de frequência. Adicionalmente, o sistema de armazenamento também se mostra eficaz para aplicações do controle de demanda, auxiliando na postergação de investimentos em expansões da rede, além de ser usado por grandes consumidores para reduzir a demanda de energia contratada da concessionária. Por fim, as baterias são também utilizadas para operação em modo ilhado de uma microrrede. Nesta aplicação, observa-se que a frequência da microrrede segue a frequência da bateria, e que o sistema de bateria reage a toda variação de carga conseguindo ser carregada ou descarregada rapidamente, mostrando a robustez das baterias para o controle da microrrede.

Xu et al. (2016) apresentam diversas aplicações de baterias com diferentes objetivos. A primeira aplicação consiste em um sistema de baterias com o objetivo de integrar uma usina eólica à rede, de modo que, a bateria auxilie na regulação de frequência da rede, na suavização da geração da fonte intermitente, dentre outros aspectos relevantes. A segunda aplicação é um sistema de baterias com a finalidade de melhorar a confiabilidade do sistema bem como a QEE de uma cidade remota, provendo energia em momentos de interrupções no fornecimento, além de mitigar flutuações de tensão. Por fim, a última aplicação trata de um sistema de baterias que tem por função manter a estabilidade da frequência e tensão de uma microrrede. Nesse caso, o sistema de armazenamento também serve para dar suporte à microrrede em modo ilhado, melhorando a QEE, assim como

a confiabilidade e a segurança do sistema, além de aumentar a eficiência energética do mesmo. Os pesquisadores também apresentam testes empregando *softwares* que fornecem modelos de baterias, para averiguar a eficácia dos mesmos. É afirmado que tais modelos apresentaram a mesma resposta para o carregamento e o descarregamento das baterias físicas. Complementarmente, testes adicionais foram realizados em um único *software* visando verificar o comportamento da bateria quando esta é usada para regulação de frequência. Alguns casos de contingência foram analisados, e em condição de falta trifásica, no lado de alta do transformador, foi verificado que a variação de frequência foi menor quando da inserção de armazenadores de energia, do que com o sistema operando sem a presença dos mesmos.

Resch et al. (2017) abordam tradicionais e recentes avanços no planejamento da rede de distribuição na Alemanha, além de possíveis aplicações de sistemas de baterias de grande porte. É citado que o sistema elétrico alemão tem passado por muitas mudanças nos últimos anos, como a causada pela representativa conexão de novas fontes renováveis no sistema, em sua maioria como geradores distribuídos, conectados em baixa e média tensão. Como ressaltado pelos autores, a inserção de fontes intermitentes pode ocasionar problemas na QEE, como sobretensões, que são apontadas como o maior desafio encontrado em redes de distribuição. Assim, baterias são propostas para mitigação de tais problemas, de modo que, as aplicações para os sistemas de baterias no sistema elétrico alemão incluem a regulação de tensão, na qual os armazenadores em conjunto com os dispositivos eletrônicos podem prover energia reativa e auxiliar no controle de tensão. Além disto, as baterias podem auxiliar na restauração do sistema perante uma falta ou interrupção, bem como servir como fonte de alimentação ininterrupta. Ademais, as baterias podem servir como compensadores de energia reativa, as quais podem injetar ou absorver reativo, contribuindo para manter o fator de potência dentro dos valores permitidos. Outra aplicação é o controle de frequência primário, sendo que na Alemanha, sistemas de bateria de grande porte são quase totalmente voltados para esta finalidade.

2.3.1 Baterias utilizadas para prover suporte de tensão

Alam, Muttaqi e Sutanto (2014) explanam sobre a mitigação dos efeitos da intermitência provocados pelos painéis fotovoltaicos quando da passagem de nuvens (efeitos do sombreamento). A suavização da flutuação de tensão em decorrência da suavização da potência de saída do painel fotovoltaico também é investigada. Para isso, os autores utilizam uma nova abordagem para controle da taxa de rampa (do inglês, *ramp-rate*), de modo que a taxa de rampa de saída do painel fotovoltaico é usada para controlar a taxa de rampa do inversor até um nível desejado por meio do elemento armazenador. Neste trabalho, o conjunto de painéis fotovoltaicos e a bateria são conectados a um único inversor, e então conectados na rede. Os autores fazem tal controle por meio de uma relação inversa com a taxa de rampa de saída dos painéis, visando melhorar a mitigação da flutuação. Ainda,

afirmam que este método é capaz de controlar a taxa de rampa independente do histórico passado da saída do painel, em contraste com a técnica de média móvel. Tal estudo é desenvolvido e testado utilizando resultados de simulações de um sistema de distribuição australiano, além de um experimento de laboratório.

Promptit e Khomfoi (2015) propõem o uso do controle da potência ativa de um BESS utilizando a taxa de rampa. O estudo é realizado em uma microrrede CA, por meio de simulações no *software* PSIM. O trabalho apresenta o controle da potência ativa de saída do GD utilizando um BESS, sendo que o BESS fornece ou consome energia ativa fazendo com que a saída do gerador se mantenha no nível desejado. Os autores comparam o método apresentado com o de média móvel, e apontam que usando o controle de taxa de rampa a bateria opera por um tempo equivalente menor do que o requerido pela média móvel, o que pode trazer aumento da vida útil do armazenador. Os resultados mostram que o controle proposto poderia reduzir o tamanho do equipamento armazenador e também compensar a potência ativa do GD. O BESS é instalado juntamente com o GD no PAC, sendo conectado por meio de um inversor próprio.

Rolim e Trindade (2018) investigam o uso de baterias para resolver os principais problemas decorrentes do aumento nos níveis de penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição, regulando a tensão em longo (regime permanente) e em curto prazo (causados pela variação brusca da irradiação solar). Os estudos realizados contam com simulações de fluxo de carga para avaliar o desempenho de soluções baseadas no suporte de energia ativa das baterias. Para realizar a regulação de tensão de longo prazo, os autores se baseiam nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), armazenando a energia excedente durante o horário fora de ponta, e consumindo tal energia em momentos de pico definidos pela concessionária, proporcionando alívio para o sistema. Já para a regulação de curto prazo, afirmam que o BESS pode ser conectado no mesmo barramento que o GD, de modo que quando há uma variação na potência de saída do GD em decorrência de uma variação da irradiação solar, a potência fornecida a mais ou a menos é absorvida ou injetada na rede pelo BESS, prevenindo variações significativas na tensão. Esta última etapa é realizada utilizando o método de controle de taxa de rampa, apresentado em Alam, Muttaqi e Sutanto (2014).

2.3.2 Síntese

De forma a sintetizar a revisão bibliográfica apresentada nesta seção, a Tabela 2 elenca as principais contribuições dos trabalhos apresentados, relacionando-os com a QEE.

Dentre as contribuições das pesquisas, destacam-se:

1. A utilização de baterias para o Regulação de Frequência (RF).
2. A utilização de baterias para o Regulação de Tensão (RT).
3. A utilização de baterias para melhorar o Fator de Potência (FP).
4. O modo de operação ilhado da microrrede (IL).

5. A utilização de baterias em conjunto com Geradores Distribuídos (GDs).
6. A utilização de baterias para o controle de potência ativa e/ou reativa (PQ).
7. O controle de taxa de rampa para controle da potência ativa (TR).
8. Suavização da tensão em sistemas de distribuição na presença de geradores distribuídos, com foco somente na tensão da rede (STR).

Tabela 2 – Síntese dos principais pontos correlatos (ou de interesse) entre a revisão bibliográfica realizada nesta subseção e a pesquisa desenvolvida.

Pesquisadores	Contribuições							
	RF	RT	FP	IL	GDs	PQ	TR	STR
Leung e Sutanto (2000)						✓		
Zeng et al. (2007)	✓	✓	✓		✓	✓		
Zarghami et al. (2013)	✓	✓		✓				
Essakiappan et al. (2015)					✓	✓		
Koller et al. (2015)	✓	✓		✓	✓			
Xu et al. (2016)	✓			✓				
Resch et al. (2017)	✓			✓	✓			
Alam, Muttaqi e Sutanto (2014)		✓				✓	✓	
Promptnit e Khomfoi (2015)					✓	✓	✓	
Rolim e Trindade (2018)		✓				✓	✓	
Campos (2019)		✓		✓	✓			✓

2.4 Considerações Finais

Tendo como base o conteúdo exposto neste capítulo, torna-se importante salientar que o foco desta pesquisa está voltado para a utilização de BESS em conjunto com geração fotovoltaica, considerando o contexto da QEE, pois foi elucidado que a forte penetração de fontes renováveis nos sistemas de distribuição causam problemas associados à falta de QEE.

Neste cenário, o presente capítulo buscou apresentar de forma sucinta, as aplicações de baterias em sistemas de potência, no contexto da QEE. Também foram analisados trabalhos correlatos à linha de pesquisa, sendo constatado, que muitos utilizam BESS como suporte para a integração de fontes renováveis em sistemas de distribuição, e também em microrredes, conectadas ou não a rede.

Foram encontrados trabalhos que utilizam baterias para suavizar a potência de saída de geradores fotovoltaicos, que apresentam forte característica intermitente devido à mu-

danças na irradiação, decorrentes de fatores como o horário analisado e de sombreamentos. No geral, esses trabalhos consideram a potência de saída do GD e visam a suavização desta potência, fazendo com que a tensão seja também suavizada. Para isso, atuam no controle de potência ativa do gerador.

Metodologia

Este capítulo tem por objetivo apresentar as etapas de desenvolvimento da pesquisa, detalhando os aspectos mais relevantes de cada, visando avaliar o comportamento de um BESS em conjunto com um gerador fotovoltaico em um SD. O direcionamento dado foi para verificar como sistemas de armazenamento podem melhorar a QEE no sistema teste em análise ao prover suporte de tensão e manter o sistema operando como uma microrrede ilhada. Além disso, será detalhado o sistema de distribuição teste utilizado e as curvas de carga adotadas, sendo também considerada uma curva de intermitência para o gerador fotovoltaico. Neste sentido, o dimensionamento do BESS visando o suporte de tensão será descrito, considerando as cargas do sistema e a intermitência do GD.

3.1 Sistema Teste do Cigré

De acordo com o Cigré (2014), é um grande desafio estabelecer uma base comum para testes de integração de recursos distribuídos. Neste sentido, um *benchmark* aplicável à este estudo foi utilizado, sendo o mesmo um sistema teste do Cigré de média tensão (CIGRÉ, 2014), com a inclusão de geração distribuída caracterizada por painéis fotovoltaicos e por um BESS conectados na barra 8. A barra 8 foi escolhida, por se tratar de uma barra central conectada a várias cargas, sendo interessante para o estudo de microrredes e análise de faltas.

A Figura 2 apresenta o sistema do GD e do BESS conectados à rede de distribuição em análise.

Esse sistema possui importantes características, como:

- Alimentadores trifásicos que podem configurar um sistema em malha ou radial. Para a caracterização de um sistema em malha, na sua versão original, o sistema apresenta chaves normalmente abertas ou fechadas que podem ser acionadas. No entanto, este trabalho utilizará somente a configuração radial. A tensão nominal é

Figura 2 – Sistema teste do Cigré de média tensão com a presença de GD e do BESS.

Fonte: Adaptado de (CIGRÉ, 2014).

20 kV e a frequência original é de 50 Hz. Porém, para esta pesquisa será adotada a frequência de 60 Hz;

- O sistema é simétrico e balanceado;
- Sistema não aterrado; e
- Os transformadores dos dois alimentadores possuem as mesmas características, com exceção do *tap*, que está configurado com um valor diferente para cada alimentador.

No sistema original, vale afirmar que existiam cargas conectadas nos barramentos 1 e 12, que foram desconsideradas para este estudo, pois eram cargas de potência muito elevada, induzindo a representação equivalente de dois outros alimentadores. Assim, visando uma maior penetração (contribuição) do GD para o sistema teste, estas cargas foram retiradas do sistema em análise.

Após as mudanças realizadas no sistema teste, este apresenta uma capacidade de hospedagem de geradores distribuídos, que varia tendo em vista o carregamento do sistema

e a potência injetada. Do ponto de vista da tensão em regime permanente, considerando um carregamento de 20%, o sistema não suporta um GD de 2,4 MW sem exceder os limites estipulados em norma, inclusive quando a irradiação é de $200\text{W}/\text{m}^2$ e a potência de saída é próxima de zero. Já para o sistema com carregamento de 50%, o sistema tem a tensão extrapolada para o GD com irradiação de $1000\text{ W}/\text{m}^2$. Por fim, para o carregamento de 100% o sistema se mantém dentro dos limites de tensão até para a irradiação de $1000\text{ W}/\text{m}^2$. Os gráficos representativos destas situações podem ser encontrados na Seção 4.

3.2 Análise da Intermittência dos Painéis Fotovoltaicos e das Cargas no Sistema Teste do Cigré

A integração de geração fotovoltaica em SDs pode provocar problemas na confiabilidade e na estabilidade do sistema, devido à intermitência deste tipo de fonte de energia. Sendo assim, torna-se interessante estudar os impactos da intermitência em sistemas com a presença de painéis fotovoltaicos, trazendo uma visão mais realista da instalação destes dispositivos em sistemas de potência. Ademais, também é importante considerar a variação de carregamento ao longo dia, visto que o carregamento do sistema é um dos fatores determinantes para os níveis de tensão dos SDs.

3.2.1 Painéis Fotovoltaicos

A intermitência no caso dos painéis fotovoltaicos pode ser dividida em duas categorias. A primeira decorre da mudança na irradiação solar. Já a outra do sombreamento ou transitório de nuvem, que é definido, para este trabalho, como a passagem de uma nuvem pela região onde há um painel solar, fazendo uma sombra nesse dispositivo, o que acarreta em redução na irradiação incidente no painel, diminuindo assim a potência gerada pelo mesmo. Rápidas mudanças na irradiação solar associadas a sombreamentos podem causar variações instantâneas na geração do painel fotovoltaico, resultando em rápidas e possíveis variações no perfil de tensão do sistema que possui o GD instalado.

Para considerar a intermitência com relação à irradiação solar, foram utilizadas duas curvas adaptadas de Trindade et al. (2017). No trabalho citado, são apresentadas duas curvas de geração fotovoltaica, uma para um dia claro e outra para um dia nublado, possuindo ambas uma resolução de 30 segundos. Para a pesquisa em desenvolvimento, os valores das curvas foram adaptados de modo a representar a irradiação solar para ser inserida nos painéis fotovoltaicos. Ou seja, utilizou-se os valores da curva de geração fotovoltaica para criar uma curva de irradiação com o mesmo comportamento das apresentadas por Trindade et al. (2017). Para isso, adotou-se o máximo valor da geração fotovoltaica como sendo equivalente à $800\text{ W}/\text{m}^2$, sendo todos os demais valores norma-

lizados em relação a este valor. As curvas de irradiação solar utilizadas são apresentadas nas Figuras 3 e 4.

Figura 3 – Curva de irradiação para um dia claro.

Fonte: Adaptada de (TRINDADE et al., 2017).

Figura 4 – Curva de irradiação para um dia nublado.

Fonte: Adaptada de (TRINDADE et al., 2017).

3.2.2 Cargas

As cargas em sistemas de distribuição também possuem natureza intermitente, sendo distintas de acordo com a classe de consumidores. Em outras palavras, a carga varia durante o dia para consumidores residenciais, industriais e comerciais. Sendo assim, serão considerados cinco perfis de cargas, um para a carga residencial, um para a carga comercial, e três para carga a industrial. Os perfis de carga foram obtidos em (JARDINI et al., 2000), e são como os apresentados nas Figuras de 5 a 9, possuindo resolução de 5 minutos.

Figura 5 – Perfil para a carga residencial.

Fonte: (JARDINI et al., 2000).

Figura 6 – Perfil para a carga comercial.

Fonte: (JARDINI et al., 2000).

Figura 7 – Perfil para a carga industrial 1.

Fonte: (JARDINI et al., 2000).

Figura 8 – Perfil para a carga industrial 2.

Fonte: (JARDINI et al., 2000).

Figura 9 – Perfil para a carga industrial 3.

Fonte: (JARDINI et al., 2000).

3.3 Dimensionamento do BESS

Para o dimensionamento do BESS, tem-se a premissa de que este será utilizado para prover suporte de tensão para o sistema, adequando a tensão em regime permanente aos valores definidos pelo PRODIST, e também suavizando a tensão na barra que sofre variações em virtude da intermitência da geração fotovoltaica. Embora o BESS neste trabalho seja explorado para outras aplicações, o foco maior será dado ao modo de suporte de tensão. Sendo assim, o primeiro passo será avaliar como o sistema se comporta somente com a operação do GD, para avaliar a necessidade da bateria e poder extrair informações do sistema que auxiliem no dimensionamento. Então, para essa etapa serão simulados alguns cenários alterando-se o carregamento do sistema e a irradiação solar. Os parâmetros considerados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Cenários utilizados para avaliação da necessidade do BESS.

Carregamento do Sistema (%)	Irradiação Solar (W/m^2)
20	200
50	500
100	1000

O próximo passo será encontrar uma relação entre a potência consumida ou injetada pela bateria e o valor de tensão que é reduzido ou incrementado, respectivamente. A partir dessa relação, será possível definir qual deve ser a potência requerida da bateria para adequar os valores de tensão aos limites estabelecidos em norma. Então, com base nesse resultado é que a bateria será dimensionada. Foram realizadas várias simulações considerando valores diversos para a irradiação solar, para o carregamento do sistema, e para a potência consumida pela bateria, sendo os parâmetros empregados na definição dos cenários apresentados na Tabela 4. Para o momento, somente serão verificados os cenários em que a bateria absorve potência da rede. E então, será verificada qual a relação entre a tensão que é reduzida e a potência consumida pela bateria.

Tabela 4 – Parâmetros utilizados para encontrar a relação entre a potência de saída da bateria e a tensão na barra 8.

Parâmetros para definição dos cenários						
Irradiação solar (W/m^2)		200	500	1000		
Carregamento (%)			50	100		
Potência absorvida pelo BESS (MW)		0,2	0,5	0,8	1	1,5 2

Por fim, após obter a relação mencionada, será preciso simular vários cenários representando mudanças na irradiação solar e no carregamento do sistema, de modo a verificar qual o dimensionamento adequado para o sistema teste do Cigré. Para isso, serão analisadas as curvas de irradiação adotadas (Figuras 3 e 4) e as curvas de carga (Figuras 5 a 9). Serão avaliados os histogramas dessas curvas, de modo a verificar quais os valores de irradiação e carga que mais ocorrem. Tal premissa será tomada para fins de dimensionamento, pois, levando-se em conta que BESSs de maior capacidade são mais caros que os de menor capacidade, e que não é interessante possuir um sistema de armazenamento com capacidade elevada se esta for utilizada de modo esporádico, somente serão analisados os casos que mais ocorrem.

Estes serão encontrados baseados no princípio fundamental da contagem, de acordo com a Equação (1). Pelo princípio, o número de possibilidades (P), neste caso representando os cenários, é dado pelo produto do número de possibilidades de cada parâmetro

da Irradiação solar (I) e do Carregamento para a Carga Residencial (CR) e Carga Comercial/Industrial (CCI).

$$P = I * CR * CCI \quad (1)$$

3.4 Avaliação dos Impactos do GD na QEE do Sistema Teste

O foco deste trabalho será avaliar como um BESS pode contribuir para melhora da QEE de um sistema, sob o ponto de vista de suporte de tensão, e continuidade do serviço ao operar como uma microrrede ilhada. Para isso, será utilizado como referência o Módulo 8 do PRODIST, que discorre sobre a QEE no tocante à qualidade do produto, do serviço e do tratamento de reclamações (ANEEL, 2018). Com relação à qualidade do produto, o documento define terminologias, caracteriza fenômenos, estipula limites e indicadores, bem como valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda da tensão.

3.4.1 Suporte de Tensão

A principal aplicação do BESS nesse estudo é prover suporte de tensão para o sistema, em longo (regime permanente) ou curto (transitório de nuvem). Quando conectado com um sistema de geração fotovoltaica, o conjunto armazenador pode acumular a energia excedente, mantendo a tensão dentro dos limites estabelecidos em norma, e descarregar em outro momento de modo a não ultrapassar os valores estipulados para tensão em regime permanente. Ademais, devido ao fato da geração fotovoltaica ser conectada à rede por meio de inversores, esta fonte não possui inércia, mudando rapidamente a potência de saída em caso de sombreamentos ou variações na irradiação solar. Tal fato irá se refletir no perfil de tensão da barra onde esta unidade foi alocada, bem como nas adjacentes.

Neste trabalho serão analisadas duas opções para suporte de tensão. Em primeiro lugar, será explanado o comportamento da bateria para adequar a tensão em regime permanente da barra em que o painel fotovoltaico e a bateria estão alocados. Para isso, serão utilizados os limites em regime permanente propostos pelo PRODIST. E, posteriormente, a bateria será configurada para suavizar a tensão no barramento quando ocorrer oscilações bruscas na irradiação solar.

3.4.1.1 Regulação de Tensão em Regime Permanente

O PRODIST define os limites adequados para a tensão em regime permanente para várias faixas de tensão. A Tabela 5 apresenta tais valores para a faixa de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, visto que a tensão nominal do sistema teste é 20 kV.

Nesta etapa, a bateria será utilizada para manter a tensão na barra 8, que é a barra em que o GD e a bateria estão conectados, dentro dos limites recomendados.

Tabela 5 – Tensão em regime permanente para faixa de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$

Fonte: ANEEL (2018).

Para isso, será desenvolvida uma ferramenta, denominada neste trabalho de comparador, que irá analisar quando ocorrer uma violação dos limites de tensão de regime permanente estabelecidos em norma. Se houver violação dos limites superiores, o comparador irá ativar o modo *buck* do BESS que irá absorver potência ativa da rede de modo a adequar o nível de tensão aos valores permitidos. Para definir qual potência o BESS deve consumir, será utilizada a relação descrita na Seção 3.3. No entanto, o BESS possui uma capacidade nominal, de modo que a potência de referência encontrada não pode ultrapassar a capacidade nominal. Assim, caso a potência de referência calculada seja igual ou maior do que a capacidade nominal da bateria, a potência a ser consumida pelo BESS será igual a sua capacidade nominal.

O mesmo comportamento do comparador será reproduzido para os casos em que os limites inferiores de tensão são violados. A diferença nesse caso se dá pelo fato do modo *boost* ser ativado, e o BESS injetar potência na rede de modo a adequar o nível de tensão aos limites indicados. A potência de referência a ser injetada será encontrada baseando-se nas mesmas premissas. O fluxograma apresentado na Figura 10 apresenta a lógica utilizada.

O comparador será utilizado em duas condições. A primeira será em condições normais de operação, e a segunda para analisar a capacidade do sistema permanecer conectado quando a tensão em corrente alternada temporariamente é reduzida devido a uma situação de falta (curto-circuito) ou a entrada de um grande bloco de carga. Nesta segunda condição, a tensão pode ser reduzida em uma, duas ou nas três fases da rede em corrente alternada. Esta situação é referenciada na literatura técnico-científica como *low voltage ride-through* (LVRT) ou *fault ride-through*.

Quando em condição normal de operação, serão analisados alguns cenários em que a carga do sistema se manterá fixa, e a irradiação será variada, de acordo com a curva apresentada na Figura 11.

Já para os cenários referentes a situação de *fault ride-through*, o carregamento do sistema e a irradiação se manterão fixos, e serão variados os tipos de faltas e as resistências de faltas. Os cenários estão descritos nas Tabelas 6 e 7.

Figura 10 – Fluxograma do comparador.

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 6 – Cenários para condição normal de operação.

Cenário	Carregamento do Sistema (%)	Irradiação (W/m^2)
1	40	Curva 1
2	60	Curva 1
3	100	Curva 1

Para a análise da condição de *fault ride-through* será utilizada a norma IEEE 1547 (IEEE, 2018). A norma estabelece que durante os distúrbios de tensão que caracterizam a situação *fault ride-through* o GD deve possuir capacidade de operar sem exceder os limites do gerador.

A norma apresenta critérios para a operação na situação de *fault ride-through* para três tipos de categorias. A Categoria I é a mais abrangente, em que de acordo com a norma esta é atendida por todas as tecnologias de recursos distribuídos do mercado. A Tabela 8 apresenta as faixas de tensão, os modos de operação, o tempo mínimo de operação na condição de *fault ride-through* e o máximo tempo de resposta.

Figura 11 – Curva 1: Irradiação.

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 7 – Cenários para as condições de faltas no sistema.

Grupo	Carregamentos do Sistema (%)	Irradiação (W/m^2)	Faltas	Resistências de Falta (ohm)
1	40	500	AT/AB/ABT/	0,01
		800	ABC/ABCT	5
		1000	Evolutivas	40
			AT e ABT/ ABT e ABCT	

3.4.1.2 Regulação de Tensão quando da ocorrência de um transitório de nuvem

Autores como Alam, Muttaqi e Sutanto (2014), Prompinit e Khomfoi (2015), Rolim e Trindade (2018) abordam a questão de como as baterias podem ajudar em problemas na tensão de um sistema causados pela variabilidade na geração de fontes fotovoltaicas. Este tipo de fonte apresenta a característica de intermitência na potência de saída devido às variações na irradiação, ao longo do dia e devido a sombreamentos. Tais autores propõem controlar a potência de saída do gerador por meio de uma técnica conhecida como controle de taxa de rampa (do inglês, *ramp-rate control*).

Nesses trabalhos, os autores visam suavizar a potência de saída do GD por meio do BESS, e dessa forma suavizar a tensão no PAC e no sistema como um todo. Assim, é preciso monitorar o GD e ter informações acerca do mesmo para realizar o controle.

No entanto, um diferencial desta pesquisa, é que a mesma busca a suavização da tensão baseada apenas nas informações da tensão da rede, de modo a ser independente do GD.

Tal premissa se torna importante quando o BESS e o GD não estiverem instalados no mesmo ponto, ou quando o GD pertence a uma unidade consumidora e o BESS a

Tabela 8 – Requisitos para a operação durante distúrbios de tensão (*fault ride-through*) para a Categoria I.

Faixa de Tensão (p.u.)	Modo de Operação	Tempo Mínimo de Operação (s)	Tempo Máximo de Resposta (s)
$V > 1,2$	Interromper Fornecimento	–	0,16
$1,175 < V \leq 1,2$	Região Permitida	0,2	–
$1,15 < V \leq 1,175$	Região Permitida	0,5	–
$1,10 < V \leq 1,15$	Região Permitida	1	–
$0,88 < V \leq 1,10$	Operação Contínua	Infinito	–
$0,70 \leq V < 0,88$	Região Obrigatória	$T_{VRT} = 0,7s + \frac{4s}{1p.u.}(V - 0,7p.u.)$	–
$0,50 \leq V < 0,70$	Região Permitida	0,16	–
$V < 0,50$	Interromper Fornecimento	–	0,16

Fonte: (IEEE, 2018).

outra unidade ou a distribuidora, e o detentor do armazenador não possui as informações necessárias acerca do GD.

Assim, foi modelada uma ferramenta que suaviza a tensão na rede baseada somente no próprio perfil de tensão. Inicialmente, foi verificado qual o valor de tensão a ser mantido em um determinado momento para que a tensão na janela analisada não variasse o seu valor de forma abrupta e intermitente. Isso quer dizer que é necessário saber diferenciar um incremento na tensão devido a uma entrada de carga ou aumento na irradiação, devido ao horário ou a um sombreamento, por exemplo. O foco do trabalho não será o método para encontrar esse valor, então serão usados valores preestabelecidos. O foco será gerenciar a bateria de modo que esta possa manter esse valor de tensão preestabelecido de maneira autônoma e de modo a suavizar a tensão no barramento, ao ocorrer situações de sombreamento nos painéis.

A Figura 12 ilustra o fluxograma que apresenta o funcionamento desta ferramenta. Inicialmente tem-se o valor preestabelecido que a tensão deve apresentar no período analisado, e então a tensão na barra é medida. Se a tensão na barra apresentar um valor igual ao preestabelecido, a bateria permanece desconectada. Porém se este valor for diferente, deve-se avaliar se o mesmo está abaixo ou acima dos valores de referência. Caso a tensão esteja abaixo do valor esperado, o modo *boost* deve ser ativado, e a potência de referência será calculada por meio de um controle PI. Já se o valor estiver acima dos valores de referência, o modo *buck* será setado, e a potência de referência será calculada da mesma forma.

Figura 12 – Fluxograma: suavização de tensão.

Fonte: Elaborada pela autora.

3.4.2 Microrrede Ilhada

Ademais, outra aplicação para o BESS é na operação de microrredes, ou seja, com uma parte do sistema ilhada. De acordo com (XIAO et al., 2014), uma microrrede com a geração baseada em renováveis, com característica intermitente, sofrerá um impacto negativo devido às flutuações de potência. Tal fato pode ser amenizado ou resolvido com o uso de um armazenador de energia e também com geradores síncronos. Ainda de acordo com (XIAO et al., 2014), os geradores a diesel e as baterias podem atuar em conjunto, sendo complementares no balanço de potência, de modo que o gerador síncrono é utilizado para suavizar variações de longa duração, ao passo que o BESS deve suavizar as variações de potência de curta duração.

No entanto, neste trabalho, a microrrede, ou seja, a porção ilhada do sistema, é suprida somente pelo gerador fotovoltaico e pelo BESS. Sendo assim, esse conjunto irá atuar de modo a alimentar a microrrede ou parte dela por um pequeno intervalo de tempo. Nesta etapa da pesquisa, o tempo de operação da microrrede na condição ilhada será definido

pela capacidade da bateria. Tal premissa é adotada, pois ao perder a conexão com a rede principal, o gerador fotovoltaico perde a referência para a tensão e a frequência, e aliado à característica intermitente deste tipo de fonte, esta não se manteria estável atuando de maneira independente. Assim, como a bateria fornece suporte de tensão em momentos de intermitência, a capacidade de armazenamento desta irá ditar o tempo de operação, sendo complementado pelo PV em casos em que a bateria absorva o excedente de geração.

De acordo com o IEEE (2018), a norma IEEE 1547 estabelece que o ilhamento de um recurso distribuído deve ser detectado em no máximo 2 s. Sendo assim, este trabalho visa dentro de 1 s, tempo dentro do prazo estipulado em norma, verificar se a microrrede formada sem nenhuma alteração em seu controle consegue se manter em operação. Se o resultado for positivo, a microrrede poderia continuar operando para manter o sistema energizado sem alterações em seu modo e ajustes do controle, e/ou conseguiria se manter em operação até que essas alterações fossem implementadas pelos controladores, caso esse tempo seja maior que o tempo para detecção do ilhamento.

Supondo que a região hachurada em vermelho do alimentador 1 em estudo seja uma microrrede e perca a conexão com a subestação por alguma contingência, assim como mostra a Figura 13, na qual o disjuntor (D1) que conecta esta microrrede ao sistema se encontra aberto. Neste caso, se o GD e o BESS não forem desconectados, eles continuarão alimentando uma porção do sistema. Então, torna-se interessante estudar como o sistema se comporta nessa situação, quais cargas o GD e o BESS conseguem alimentar, por quanto tempo o conjunto é capaz de alimentar tais cargas, e se necessário, verificar a necessidade de rejeição de carga.

Para esta etapa da pesquisa, será avaliado como a microrrede se comporta ao perder a conexão com o sistema. No instante $t = 1$ s, o disjuntor D1 irá abrir, deixando a microrrede ilhada. Neste momento, o GD e o BESS podem continuar operando em modo de contingência, com tensão e frequência fora do recomendado para o regime permanente, mas dentro do suportado para os equipamentos do sistema. Assim, serão verificados em quais cenários a microrrede se mantém estável, com capacidade de alimentar as cargas ou parte delas.

A tabela 9 apresenta os cenários que serão avaliados. Serão variados o carregamento do sistema, a irradiação, e as cargas conectadas.

3.5 Considerações Finais

O presente capítulo teve como objetivo apresentar as etapas da metodologia desenvolvida, detalhando-a passo-a-passo. Tal metodologia tem o intuito de prover suporte de tensão para o sistema teste analisado, por meio de um BESS e um GD representado por um gerador fotovoltaico, além de verificar a operação deste sistema como uma microrrede ilhada.

Figura 13 – Parte do sistema teste do Cigré caracterizando uma microrrede.

Fonte: Elaborada pela autora.

Para isso, o dimensionamento do armazenador visando a função de suporte de tensão foi descrito. Foram considerados para este dimensionamento alguns perfis de carregamento do sistema, e uma curva de irradiação para o GD em duas situações, dia claro e dia nublado.

Para as situações de suporte de tensão, será desenvolvida uma ferramenta para manter a tensão da rede em regime permanente dentro dos limites definidos pelo PRODIST, e também será estudado como suavizar a tensão na rede quando da ocorrência de oscilações causadas por sombreamentos nos painéis fotovoltaicos, baseando-se nas características de tensão da rede, e não do próprio GD.

No caso da microrrede ilhada, será verificado em que situações o sistema proposto se mantém como uma microrrede ilhada, por quanto tempo o sistema é capaz de alimentar a microrrede, quais cargas são atendidas e quais precisam ser desconectadas.

Portanto, através da aplicação desta abordagem, pretende-se utilizar um BESS em conjunto com um GD, que devidamente dimensionados, tragam melhorias para o sistema ao prover suporte de tensão para a barra em que estão alocados, bem como garantir a continuidade do serviço ao operar como uma microrrede ilhada.

Tabela 9 – Requisitos para a operação durante distúrbios de tensão (*fault ride-through*) para a categoria I.

Cenários		
Conjunto de Cargas	Carregamento (%)	Irradiação (W/m^2)
7, 8, 9, 10 e 11	40	0
	60	500
	80	800
	100	1000
7, 8 e 9	40	0
	60	500
	80	800
	100	1000
9, 10 e 11	40	0
	60	500
	80	800
	100	1000
8, 9 e 10	40	0
	60	500
	80	800
	100	1000
8, 9, 10 e 11	40	0
	60	500
	80	800
	100	1000

Modelagem do Sistema

Esta seção irá apresentar a modelagem do sistema de distribuição teste estudado com a presença de um GD, caracterizado por painéis fotovoltaicos, e por um banco de baterias. Este sistema foi modelado e simulado no *software* PSCAD^{TM}/EMTDC^{TM}. O PSCAD é uma interface gráfica que permite a simulação de respostas transitórias, por meio do EMTDC (*Electro Magnetic Transient Design and Control*), que soluciona as equações diferenciais no domínio do tempo que representam os sistemas elétricos. De acordo com Manitoba HVDC Research Centre (2010), o *software* permite montar graficamente o circuito, executar a simulação, analisar os resultados e gerenciar dados. A escolha do PSCAD se pauta, sobretudo, para as análises de transitório de nuvem e para as análises de contingências, como as ocorrências de curtos-circuitos no sistema.

4.1 Descrição do Sistema de Distribuição Teste Modelado

O sistema de distribuição teste estudado é um sistema de distribuição Europeu de média tensão do CIGRÉ, encontrado em (CIGRÉ, 2014). As cargas foram modeladas como cargas de impedância constante e as linhas foram modeladas utilizando o modelo π .

Os parâmetros da subestação estão representados na Tabela 10, os dos transformadores na Tabela 11, das linhas na Tabela 12, e das cargas na Tabela 13.

Tabela 10 – Parâmetros equivalente da subestação de energia.

Tensão Nominal (kV)	Potência de Curto-Circuito (MVA)	Impedância Equivalente (Ω)
110	5.000	0,240799+j2,40797

Fonte: (CIGRÉ, 2014).

Tabela 11 – Parâmetros dos transformadores principais.

Transformador	Conexão	Z (ohm)	S (MVA)	Tap (%)
1	Delta-Estrela aterrado	0,016+j1,92	25	6,25
2	Delta-Estrela aterrado	0,016+j1,92	25	3,125

Fonte: (CIGRÉ, 2014).

Tabela 12 – Parâmetros das linhas - alimentadores.

Configuração	R'_{ph} (Ω/km)	X'_{ph} (Ω/km)	B'_{ph} ($\mu\text{S}/\text{km}$)	R'_0 (Ω/km)	X'_0 (Ω/km)	B'_0 ($\mu\text{S}/\text{km}$)
Subterrânea	0,501	0,716	47,493	0,817	1,598	47,493
Aérea	0,501	0,366	3,172	0,658	1,611	1,280

Fonte: (CIGRÉ, 2014).

Tabela 13 – Parâmetros das cargas conectadas no sistema.

Barra	Potência Aparente (kVA)		Fator de Potência	
	Residencial	Industrial/ Comercial	Residencial	Industrial/ Comercial
1	—	—	—	—
2	—	—	—	—
3	285	265	0,97	0,85
4	445	—	0,97	—
5	750	—	0,97	—
6	565	—	0,97	—
7	—	90	—	0,85
8	605	—	0,97	—
9	—	675	—	0,85
10	490	80	0,97	0,85
11	340	—	0,97	—
12	—	—	—	—
13	—	40	—	0,85
14	215	390	0,97	0,85

Fonte: Adaptado de (CIGRÉ, 2014).

4.2 Descrição do Sistema Fotovoltaico Modelado

O conjunto fotovoltaico possui potência nominal de 2,4 MW, e uma descrição geral desse gerador e as particularidades de cada módulo serão apresentadas a seguir. Este GD foi conectado na barra 8, pois é uma barra central do sistema e está ligada a um número maior de barras.

Figura 14 – Conjunto fotovoltaico modelado.

Fonte: Adaptado de (Manitoba HVDC Research Centre, 2018).

Como pode ser visto na Figura 14, o painel fotovoltaico é conectado em um conversor *boost* CC-CC, sendo que a saída do painel é função da irradiação e da temperatura. Esse conversor possui a técnica de busca do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker* (MPPT)), de modo que o *boost* ajusta a corrente no *link* CC (I_{pvHV}). O conversor fonte de tensão (*Voltage Source Converter* (VSC)) controla a tensão no *link* CC (V_{DC2}), buscando manter seu valor de referência.

4.2.1 Conjunto de Painéis Fotovoltaicos

O conjunto de painéis fotovoltaicos tem a configuração apresentada na Tabela 14, juntamente com os parâmetros elétricos das células fotovoltaicas. Um módulo do painel fotovoltaico é formado agrupando células em série. Essa ligação das células irá definir qual a tensão resultante do módulo fotovoltaico. Então, esses módulos podem ser agrupados em série formando uma *string*, definindo a tensão do conjunto. Por fim, as *strings* podem ser agrupadas em paralelo, o que irá caracterizar a corrente fornecida pelo conjunto.

Esta configuração confere ao conjunto uma potência nominal de 2,4 MW, com uma tensão de 2,5 kV na saída do painel (V_{pv}), e uma corrente de 0,96 kA (I_{pv}). Estes valores são alcançados quando a irradiação é de 1.000 W/m^2 e a temperatura em 25°C . Para valores diferentes destas grandezas, V_{pv} , I_{pv} e a potência de saída do painel assumirão

Tabela 14 – Configuração e parâmetros dos painéis fotovoltaicos.

Painéis Fotovoltaicos	
Número de módulos conectados em série por conjunto	44
Número de <i>strings</i> em paralelo por conjunto	500
Número de células conectadas em série por módulo	72
Valor de referência para a irradiação (W/m^2)	1.000
Valor de referência para a temperatura ($^{\circ}C$)	25
Valor da resistência em série por célula (Ω)	0,02
Valor da resistência <i>shunt</i> por célula (Ω)	100
Corrente de curto-circuito por célula para condições de referência (kA)	0,0025

Fonte: Elaborada pela autora.

valores diferentes. Sendo que, a potência gerada pelos painéis é diretamente proporcional ao índice de irradiação solar, e inversamente proporcional à temperatura, conforme pode ser visto nas Figuras 15 e 16.

Ao observar as Figuras 15 e 16, percebe-se que a potência gerada pelos painéis é alterada de modo significativo com mudanças no nível de irradiação. No entanto, para mudanças de temperatura não se observa uma diferença expressiva. Por isso, somente será considerada a intermitência resultante da irradiação para os painéis, enquanto a temperatura será mantida em $25^{\circ}C$.

Figura 15 – Influência da irradiação solar nas curvas da potência *versus* a tensão dos painéis.

Fonte: Elaborada pela autora.

4.2.2 Conversor *Boost*

O PSCAD possui um bloco de MPPT implementado, que deve ser parametrizado com os valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico. Os valores para o arranjo estudado são apresentados na Tabela 15. Além disso, o algoritmo

Figura 16 – Influência da temperatura nas curvas da potência *versus* a tensão dos painéis.

Fonte: Elaborada pela autora.

de MPPT implementado neste bloco é o perturba e observa (P&O, do inglês *Perturb and Observe*).

Assim, conforme a Figura 17, os valores de V_{pv} e I_{pv} serão a entrada do MPPT, que irá retornar como saída uma tensão de referência ($V_{refMPPT}$). Então, $V_{refMPPT}$ será comparada com a tensão de saída dos painéis (V_{pv}), e o erro introduzido em um integrador, que irá gerar a potência de referência do arranjo PV (P_{refPV}), sendo utilizada no conversor *boost*.

Tabela 15 – Parâmetros do MPPT.

Parâmetros	
Corrente de curto-circuito do arranjo PV	1,2564 kA
Tensão de circuito aberto do arranjo PV	2,64 kV

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 17 – MPPT.

Fonte: Adaptado de (Manitoba HVDC Research Centre, 2018).

O conversor *boost* utilizado nesse sistema está representado na Figura 18. Há um filtro passa baixa na entrada do conversor. No controle, a potência de referência (P_{ref}), a mesma que P_{refPV} , é comparada com a potência no *link* CC (P_{dc}), e o sinal de erro é introduzido em um controlador PI para gerar o *duty cycle* do *boost* (Ref_Boost). Os

valores dos coeficientes do controlador PI (K_{pBoost} e T_{iBoost}), e o *duty cycle* máximo ($D_{maxBoost}$) são apresentados na Tabela 16.

Figura 18 – Conversor *Boost*.

Fonte: Adaptado de (Manitoba HVDC Research Centre, 2018).

Tabela 16 – Parâmetros do conversor *boost*.

Parâmetros	
K_{pBoost}	1
T_{iBoost}	0,5
$D_{maxBoost}$	0,5

Fonte: Elaborada pela autora.

4.2.3 VSC

O VSC utilizado neste sistema é apresentado na Figura 19, sendo do tipo trifásico a dois níveis, com modulação PWM senoidal e possuindo o elo CC com um nó central aterrado. Ademais, possui um filtro LCL em sua saída com a função de reduzir injeções harmônicas de alta frequência no sistema, melhorando a qualidade da tensão de saída do inversor.

As malhas de controle da tensão CC e da potência reativa são apresentadas nas Figuras 20 e 21. Os parâmetros de controle do inversor são apresentados na Tabela 17. Neste esquema de controle, o fasor de corrente CA é decomposto nas componentes d (direta) e q (quadratura). A componente direta da corrente, i_d , regula a transferência de potência ativa entre os ramos CA e CC. Assim, pode-se controlar a tensão no *link* CC por meio

Figura 19 – Conversor fonte de tensão (VSC).

Fonte: Adaptado de (Manitoba HVDC Research Centre, 2018).

de i_d . Já o nível de potência reativa nos terminais CA pode ser regulado por meio do controle da corrente em quadratura i_q .

Figura 20 – Controlador da tensão CC.

Fonte: Adaptado de (Manitoba HVDC Research Centre, 2018).

Figura 21 – Controlador da potência reativa.

Fonte: Adaptado de (Manitoba HVDC Research Centre, 2018).

Tabela 17 – Parâmetros do VSC.

Parâmetros			
Potência reativa	-0,1 MVar	Kp_DC	0,5
Tensão no <i>link</i> CC	4,5 kV	Ti_DC	0,2
Limite superior para a corrente d	3,0	Kp_Q	0,3
Limite inferior para a corrente d	-3,0	Ti_Q	0,02
Limite superior para a corrente q	1,5	Kpd/Kpq	0,25
Limite inferior para a corrente q	-1,5	Tid/Tiq	0,15

Fonte: Elaborada pela autora.

4.3 Descrição do BESS

O BESS utilizado neste sistema é apresentado na Figura 22. Este é composto pelo banco de baterias, por um conversor CC-CC *Buck-Boost*, o *link* CC e um VSC. A função deste equipamento no sistema é prover suporte de tensão para o sistema na presença de geração fotovoltaica. Sendo assim, o BESS foi instalado na mesma barra que o GD, ou seja, na barra 8. Uma descrição geral de cada módulo será apresentada em seguida.

Figura 22 – BESS.

Fonte: Elaborada pela autora.

4.3.1 Banco de Baterias

O modelo de bateria utilizado é baseado no modelo de Shepherd, e apresentado em (TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2007). A bateria nesse caso é modelada por uma fonte de tensão controlada em série com uma resistência constante, apresentada na Figura 23. Esse modelo assume as mesmas características para a carga e para a descarga da bateria. Além disso, parâmetros como temperatura e autodescarga não são considerados, e este modelo não apresenta efeito memória.

Ademais, a resistência interna é considerada constante durante a carga e a descarga, e não varia com a amplitude da corrente. A fonte de tensão controlada é descrita por meio da Equação (2), e a tensão de saída da bateria (V_{bat}) é dada pela Equação (3).

Figura 23 – Modelo de bateria utilizado.

Fonte: (TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2007).

$$E = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - \int idt} + A^{-B} \cdot \int idt \quad (2)$$

$$Vbat = E - Ri \quad (3)$$

Em que:

E : é a tensão de circuito aberto da bateria (V);

Q : é a capacidade da bateria (Ah);

$\int idt$: é a carga consumida ou injetada pela bateria (Ah);

E_0 : é a tensão constante da bateria (V);

K : é a tensão de polarização (V);

A : é a amplitude da zona exponencial (V);

B : é a taxa de decaimento da zona exponencial (Ah^{-1});

R : é a resistência interna da bateria (Ω);

i : é a corrente da bateria (A); e

$Vbat$: é a tensão nos terminais da bateria (V).

Ademais, neste método o SOC da bateria é calculado de acordo com a Equação (4). Sendo que, Tremblay, Dessaint e Dekkiche (2007) citam que esse modelo possui limitantes como a mínima tensão da bateria, sem carga, é zero, e a máxima tensão não é limitada. Bem como, a capacidade mínima da bateria é zero, enquanto a máxima não é limitada. Desse modo, o SOC da bateria pode ultrapassar 100%.

$$SOC = \frac{Q - \int idt}{Q} \quad (4)$$

A configuração e a capacidade da bateria serão apresentadas na Seção 4.4, onde será descrito como foi realizado o dimensionamento do banco de baterias.

4.3.2 Conversor *Buck-Boost*

O BESS possui um conversor CC-CC, que pode atuar como *buck* e como *boost*. Baseado em (BARBALHO, 2018), o conversor na configuração *buck* é utilizado para recarga da bateria, pois irá produzir em seus terminais uma tensão mais baixa que a do *link* CC conectado à saída do conversor. Assim, como a tensão de entrada do *link* CC é mantida constante por capacitores, o VSC terá de absorver potência da rede pelo controle de tensão CC, para manter a tensão no *link*.

Já na configuração *boost*, a bateria é descarregada. Nesse caso, a bateria e o indutor enviam energia para o *link* CC, e como o VSC controla a tensão no elo, o mesmo descarrega a energia que recebe da bateria na rede. Este conversor é apresentado na Figura 24.

Fonte: Elaborada pela autora.

Ainda de acordo com (BARBALHO, 2018), para operar no modo *buck*, os semicondutores representados em vermelho ficam bloqueados durante toda a operação, enquanto que os azuis conduzem de maneira alternada. Já para o modo *boost* ocorre o contrário, ou seja, os semicondutores vermelhos operam alternadamente, e os azuis ficam bloqueados.

As malhas de controle do conversor são similares as apresentadas para o conversor *boost* da Seção 4.2. Os parâmetros serão apresentados na Seção 4.4.

4.3.3 Conversor Fonte de Tensão - VSC

O VSC utilizado no BESS é do tipo trifásico, de dois níveis com modulação PWM senoidal. O *link* CC possui um nó central aterrado. Este conversor controla a tensão no *link* CC, injetando ou consumindo potência ativa da rede. A configuração deste conversor está ilustrada na Figura 25. As malhas de controle são similares as apresentadas para o VSC da Seção 4.2. Os parâmetros serão apresentados na Seção 4.4.

Figura 25 – O Conversor Fonte de Tensão - VSC.

Fonte: Elaborada pela autora.

4.4 Dimensionamento do BESS

O dimensionamento do BESS foi feito a partir da premissa que este será utilizado para prover suporte de tensão para o sistema de distribuição, com a presença de um gerador fotovoltaico. Sendo assim, o primeiro passo foi verificar como o sistema se comporta sem a presença do GD, e com o GD injetando potências variadas em momentos distintos, de acordo com o nível de irradiação, e o nível de carregamento do sistema.

A partir da Figura 26 é possível perceber que o sistema se mantém dentro dos limites para todos os casos em que o carregamento é 100% do valor nominal. Ao passo que, em todos os cenários em que o carregamento é configurado para 20% do valor nominal, a tensão excede o limite superior de tensão adequado. Assim, percebe-se que dependendo das condições do sistema e climáticas, a conexão do GD pode afetar o sistema de modo negativo, causando elevações de tensões.

Então, com base nesse resultado é que a bateria será dimensionada. Serão realizadas várias simulações, com valores diversos para a irradiação solar, e para o carregamento do sistema, e então, será verificada qual deve ser a capacidade da bateria para que a tensão da barra 8 se mantenha dentro dos limites de tensão adequados.

Para isso, foi encontrada uma relação entre a potência consumida pela bateria e o valor de tensão que é reduzido ao absorver tal potência. Por meio de vários testes, ilustrados na Tabela 4, foi obtida a relação linear de que 1 MW de potência ativa consumida pela bateria, reduz aproximadamente 1% do valor de tensão na barra. Como esta relação é linear, se a bateria consumir 2 MW, a tensão será reduzida em 2%, e assim por diante.

Deste modo, vários cenários serão simulados via o *software* PSCAD, e a partir dos valores de tensão observados na barra 8, será determinada a capacidade que a bateria deve possuir.

Figura 26 – Tensão RMS na barra 8.

(a) Carregamento de 20%.

(b) Carregamento de 50%.

(c) Carregamento de 100%.

Fonte: Elaborada pelo autora.

4.4.1 Definição dos Cenários

Os cenários foram baseados nas curvas de irradiação, adaptadas de Trindade et al. (2017) e nas curvas de carregamento do sistema (JARDINI et al., 2000). Estas são como apresentadas nas Figuras 27 a 33.

Figura 27 – Irradiação para um dia claro.

(a) Curva de irradiação.

(b) Histograma - curva de irradiação.

Fonte: Elaborada pelo autora.

Figura 28 – Irradiação para um dia nublado.

(a) Curva de irradiação.

(b) Histograma - curva de irradiação.

Fonte: Elaborada pelo autora.

Figura 29 – Carga residencial.

(a) Curva de carga residencial.

(b) Histograma - curva de carga residencial.

Fonte: Elaborada pelo autora.

Figura 30 – Carga comercial.

(a) Curva de carga comercial.

(b) Histograma - curva de carga comercial.

Fonte: Elaborada pelo autora.

Figura 31 – Carga industrial (perfil 1).

(a) Curva de carga industrial (perfil 1). (b) Histograma - curva de carga industrial (perfil 1).

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 32 – Carga industrial (perfil 2).

(a) Curva de carga industrial (perfil 2). (b) Histograma - curva de carga industrial (perfil 2).

Fonte: Elaborada pelo autora.

Figura 33 – Carga industrial (perfil 3).

(a) Curva de carga industrial (perfil 3). (b) Histograma - curva de carga industrial (perfil 3).

Fonte: Elaborada pelo autora.

Por meio dos histogramas é possível verificar quais são os valores de irradiação e carga que mais ocorrem. A Tabela 18 apresenta os valores que serão utilizados para gerar os

cenários. De acordo com a Equação (1), explanada na Seção 3.3, os cenários a serem gerados serão uma combinação dos valores apresentados na referida tabela. Assim, foram simulados 432 cenários. Como o número de simulações foi elevado, foram implementadas rotinas via *python*, o que também permitiram a comunicação com o *software* PSCAD.

Tabela 18 – Parâmetros para a definição dos cenários.

Parâmetros para definição dos cenários									
Irradiação (W/m^2)	0	100	200	300	400	500	600	700	800
Carga residencial (p.u.)			0,2	0,3	0,4	0,5	0,9	1	
Carga comercial/industrial (p.u.)		0,1	0,2	0,3	0,6	0,7	0,8	0,9	1

Após simular todos os cenários, foi verificado quais deles excediam o limite de tensão em regime permanente recomendado pelo Módulo 8 do PRODIST, que para este nível de tensão é entre 0,93 e 1,05 p.u.. Foi verificado que 93 cenários, dos 432, infringiram o limite superior de 1,05 p.u.. Assim, para cada cenário que extrapolou o limite, foi calculada qual a potência da bateria faria com que a tensão ficasse dentro dos valores estabelecidos por norma. Tal potência foi baseada na relação linear encontrada anteriormente, em que 1 MW de potência ativa absorvida, reduz aproximadamente 1% no valor da tensão.

A Figura 34 apresenta, por meio de um histograma, a potência da bateria requerida pelos cenários para manter o sistema operando dentro dos limites de tensão adequados. Por meio da figura, nota-se que somente 3 cenários apresentam potência maior ou igual a 2 MW. E dos 93 cenários, 18 requerem uma potência maior que 1,2 MW, o que representa 19,35% dos casos. Assim, optou-se por escolher um BESS com capacidade menor, atendendo o maior número de casos, ao invés de um BESS com capacidade para atender todos os casos, sendo que alguns desses casos irão acontecer esporadicamente.

Então, a capacidade da bateria, escolhida para este sistema, é de 1,2 MW, o que equivale a metade da capacidade do GD instalado. Com esta potência, alguns casos ficariam descobertos, no entanto, com a bateria atuando com capacidade nominal, o nível de extrapolação diminuiria.

Na Figura 35 é possível observar os casos que infringem os limites de tensão e que necessitariam que a bateria possuísse uma potência maior que 1,2 MW. As barras em azul mostram a tensão na barra 8, que é a barra em que o GD e o banco de baterias estão instalados, sem a atuação da bateria. Nota-se que, em três cenários, as tensões atingem/ultrapassam o valor de 1,07 p.u.. Após a conexão da bateria, absorvendo em todos os casos 1,2 MW, a tensão na barra 8 diminuiu em todos os cenários, sendo que somente um caso, extrapolou 1,06 p.u., conforme se observa nas barras laranjas. Vale frisar que em nenhum caso que ocorreu infração dos limites, houve fluxo reverso para a subestação.

Figura 34 – Histograma da potência da potência da bateria.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 35 – Comparação da tensão em p.u. na barra 8 com e sem a atuação do banco de baterias.

Fonte: Elaborada pela autora.

4.4.2 Configuração do BESS

Após dimensionar o BESS e obter sua potência nominal, é preciso definir a configuração do banco de baterias para se obter determinada potência. Em outras palavras, deve-se determinar o número de módulos necessários para se alcançar a potência requerida. O

banco de baterias foi dimensionado utilizando como base o banco de baterias *Intensium Max +20E* de íons de lítio (SAFT, 2017). No entanto, a potência de saída e a capacidade foram alteradas para atender ao desejado. A Tabela 19 apresenta a configuração do BESS, e as Tabelas 20 e 21 apresentam os parâmetros de controle para os conversores CC-CC e CC-CA, respectivamente.

Tabela 19 – Configuração do BESS.

Configuração do BESS	
Módulos em série	1
Módulos em paralelo	19
Tensão nominal (V)	771
Capacidade nominal (kAh)	1,615
Potência nominal (MW)	1,245

Fonte: Adaptado de (SAFT, 2017).

Tabela 20 – Parâmetros do conversor *buck-boost*.

	Buck		Boost
Kp	0,3	Kp	0,5
Ti	0,1	Ti	0,3

Tabela 21 – Parâmetros do VSC do BESS.

Parâmetros	
Tensão no <i>link</i> CC	4 kV
Kp_DC	0,22
Ti_DC	0,075
Kp_Q	1,5
Ti_Q	0,04
Kpd/ Kpq	1,3771
Tid/ Tid	0,375

4.5 Suporte de tensão

4.5.1 Comparador

Como citado na seção 3.4.1.1, para suporte de tensão em regime permanente, será desenvolvida uma ferramenta intitulada de comparador. O comparador implementado tem por base o algoritmo apresentado na Figura 36, sendo que se algum limite de tensão é violado, o BESS atua, e quando não, o BESS permanece inoperante. Como pode ser notado no algoritmo, quando o limite de tensão superior ou inferior é violado, é calculada a potência de referência (P_{ref}) que o BESS deve considerar no seu controle, de modo que a tensão fique dentro dos limites estabelecidos. No entanto, a bateria possui uma capacidade, e esta não pode ser excedida para regular a tensão. Neste caso, quando for necessário que a bateria atue com um valor de potência maior que sua capacidade, a potência de referência será mantida no valor máximo permitido, que é a capacidade nominal da bateria.

Figura 36 – Algoritmo de funcionamento do comparador.

Algoritmo 1 COMPARADOR

```

início
    se  $V_{8pu} < 0,93$  então
        conecta a bateria
        ativa o modo BOOST
         $P_{ref} = (0,93 - V_{8pu}) \times 100$ 
        se  $P_{ref} < 1,2$  então
             $P_{ref\_boost} = P_{ref}$ 
        senão
             $P_{ref\_boost} = 1,2$ 
        fim
    fim
    se  $0,93 < V_{8pu} < 1,05$  então
        Bateria permanece desconectada
    fim
    se  $V_{8pu} > 1,05$  então
        conecta a bateria
        ativa o modo BUCK
         $P_{ref} = (V_{8pu} - 1,05) \times 100$ 
        se  $P_{ref} < 1,2$  então
             $P_{ref\_buck} = P_{ref}$ 
        senão
             $P_{ref\_buck} = 1,2$ 
        fim
    fim
fim

```

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, tendo por base os conceitos apresentados, foi modelado no *software* PSCAD um comparador que tomasse tais decisões e controlasse a bateria para manter a tensão na barra dentro dos limites considerados adequados. Como pode ser visto na Figura 37, este é composto por uma parcela referente ao limite superior, e outra ao inferior. Para entender o funcionamento, a parcela referente ao limite superior será explanada, sendo que neste

modo o inversor CC-CC opera como *buck*. O primeiro passo é filtrar o sinal utilizando um filtro *butterworth* de segunda ordem para filtrar possíveis ruídos no sinal, assim a saída do filtro é comparada com o limite superior de tensão de 1,045 p.u.. Nesse caso, utilizou-se 1,045 e não 1,05 p.u. para que a precisão do comparador fosse a maior possível. Então, se a tensão da barra 8 estiver maior que o limite superior, o bloco denominado comparador irá atuar e enviar um sinal para conectar o BESS na barra (Cvsrna). O que irá definir a potência ativa de referência para que o BESS mantenha a tensão dentro dos limites, é a Equação (5).

$$Pref = (V8puf - 1,045) * 100 \quad (5)$$

Considerando que a potência nominal da bateria, $Pbck\_ref$, pode ser de no máximo 1,2 MW, foi utilizado um saturador, de modo que se o cálculo da $pbck\_ref$ for maior que a potência nominal, a saída do comparador será de 1,2 MW. A ideia dessa ferramenta é prover suporte de tensão para o sistema em condições normais de operação, e também em condições de distúrbios (*fault ride-through*).

4.5.2 Suavização da Tensão

Visando suavizar a tensão em curto prazo, como explicado na seção 3.4.1.2, desenvolveu-se o controle apresentado na Figura 38. O princípio desta ferramenta se baseia no fato de que o BESS deve injetar ou consumir potência ativa da rede de forma a suavizar a tensão na barra 8 quando em momentos de variações em virtude de mudanças na irradiação ou carga do sistema.

Inicialmente, o sinal de tensão da barra 8 em p.u. é filtrado por meio de um filtro *Butterworth*, visando reduzir os ruídos na leitura. Este sinal será comparado com o valor pré-estabelecido para a situação em questão, assim como explicado na seção 3.4.1.2. O erro encontrado será então introduzido em um controlador PI, que irá retornar o valor da potência de referência a ser enviado para o BESS. O comparador utilizado neste controle irá definir qual modo de operação da bateria será configurado. Se a potência encontrada pelo PI for maior que zero, o modo *boost* será ativado, ao passo que se o valor for menor que zero o modo *buck* será ativado. Os ganhos kpx e tix utilizados no controlador foram encontrados utilizando-se de um algoritmo genético, por meio da ferramenta *optimum run* do PSCAD. Tal ferramenta é capaz de encontrar a configuração ótima para um controle, por exemplo, por meio de alguns algoritmos disponíveis, como Simplex, *Golden Section*. Como mencionado, nesta etapa foi utilizado o algoritmo genético, sendo necessário definir a função objetivo que deve ser otimizada, e o algoritmo a cada rodada irá definir um conjunto de parâmetros, neste caso o kpx e o tix , comparando a diferença da função objetivo com a tolerância estabelecida. Assim que a diferença da função objetivo é menor que a tolerância, o algoritmo finaliza a otimização entregando os parâmetros que foram encontrados.

Figura 37 – Comparador implementado.

Para isso, o controle PI apresentado na Figura 38 foi implementado.

Figura 38 – Suavizador imlementado.

Fonte: Elaborada pela autora.

Resultados e Discussões

Este capítulo irá apresentar os resultados obtidos para o SD teste do CIGRÉ utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 3. Serão apresentados os resultados para o BESS provendo suporte de tensão para o SD, em regime permanente e em curto prazo. Também serão apresentadas análises para atuação em uma microrrede ilhada.

5.1 Resultados Obtidos para Suporte de Tensão

5.1.1 Comparador

Como citado na Seção 3.4.1.1, para suporte de tensão em regime permanente, foi desenvolvido uma ferramenta denominada por comparador. O seu algoritmo de funcionamento é como apresentado na Figura 36. Os resultados que segue e esta subseção são considerando a aplicação do mesmo.

5.1.1.1 Condições Normais de Operação

Conforme descrito na Seção 3.4, uma das funções do BESS é prover suporte de tensão em regime permanente para o sistema, fazendo com que a tensão permaneça acima de 0,93 p.u. e abaixo de 1,05 p.u., assim como estabelecido em norma. Inicialmente, serão apresentados os resultados obtidos para o sistema funcionando em condições normais de operação. Assim como explanado na Subseção 3.4.1.1, nesta etapa o carregamento do sistema se manterá fixo, e a irradiação solar será variada de acordo com a Figura 11. O intuito desse teste é avaliar como a bateria se comporta quando há uma variação na irradiação que provoca uma violação dos limites de tensão. Serão analisados 3 casos, com carregamento de 40, 60 e 100%.

A Figura 39 apresenta o comportamento do sistema para o caso de 40% de carregamento. Nota-se que a tensão na barra 8, quando o BESS está desconectado, encontra-se fora dos limites adequados a partir de 1 s. Ao analisar a curva de irradiação apresentada na Figura 11, e a potência de saída do PV na Figura 39, percebe-se que de 0 a 1 s, o painel

fotovoltaico não injeta potência na rede, pois a irradiação solar é 0. Neste momento a tensão do sistema não extrapola os limites, mas é possível notar que já está próxima do limite superior de tensão, devido ao baixo carregamento.

Em seguida, em 1 s a irradiação muda o valor bruscamente, e passa para o valor de 500 W/m^2 injetando na rede aproximadamente 0,6 MW. Neste momento, nota-se que a tensão viola os limites superiores de tensão. Adiante, a irradiação muda novamente de valor em 2,5 s, e sobe para 1.000 W/m^2 injetando na rede a potência nominal de 2,4 MW. Percebe-se que a tensão continua violando os limites, e agora com um valor de tensão ainda maior. Por fim, em 3,8 s a irradiação diminui, atingindo a marca de 700 W/m^2 e injetando na rede aproximadamente 1,2 MW. Ainda nesta situação a tensão continua acima dos valores adequados.

Então, após essa análise, a bateria foi conectada com o comparador, apresentado em 4.5.1, ativado. Nota-se pela Figura 39 que a tensão em regime permanente ainda viola o limite superior, mas agora por um período menor, e com uma magnitude também menor. De 0 a 1 s, a tensão não viola os limites pois o GD não está injetando potência. Em 1 s, quando o GD começa a injetar aproximadamente 0,6 MW na rede, a tensão aumenta violando o limite superior de tensão. Nesse momento, o BESS identifica a violação, e atua de modo a manter a tensão dentro dos limites adequados, e após aproximadamente 0,2 s a tensão é regulada e fica abaixo de 1,05 p.u. Em seguida, em 2,5 s a injeção chega a 2,4 MW, e a tensão na barra 8 aumenta novamente, ficando acima de 1,05 p.u.. A bateria então, muda seu patamar de absorção de potência, de modo a manter a tensão abaixo do limite superior. No entanto, a bateria possui a capacidade nominal de 1,2 MW, e não pode injetar ou absorver mais que isso. Assim, percebe-se que no intervalo de 2,5 a 3,8 s a bateria absorve a potência máxima e não consegue manter a tensão abaixo do limite superior. Porém, mantém a tensão em um nível menor do que quando a bateria estava desconectada. Por fim, em 3,8 s a irradiação diminui para 700 W/m^2 , e a bateria consegue novamente manter a tensão dentro do limite recomendado.

Ademais, a Figura 40 apresenta os resultados para o carregamento de 60%. Vale lembrar que foi utilizada a mesma curva de irradiação para todos os cenários.

É possível perceber que a tensão na barra 8, quando a bateria encontra-se desconectada, apresenta valores mais distantes do limite superior de tensão, o que indica que o GD possui uma faixa de injeção de potência na rede maior que para o carregamento de 40%. Neste cenário, quando a bateria estava desconectada, somente houve violação do limite superior quando o GD injetou sua potência nominal na rede.

Então a bateria foi conectada a rede, e como no intervalo de 0 a 2,5 s não houve violações, a bateria permaneceu inoperante. Em 2,5 s a tensão na rede aumentou violando o limite de 1,05 p.u., e nesse momento, a bateria detectou esse fato e começou a atuar. Em aproximadamente 0,2 s, a tensão foi regulada e ficou abaixo do limite superior. Por fim, em 3,8 s a irradiação diminuiu, e não foi mais necessária a atuação da bateria. Assim,

Figura 39 – Carregamento de 40%.

Fonte: Elaborada pela autora.

quando a bateria detectou que não precisava mais atuar, começou a diminuir a potência consumida até zerar o consumo e ficar inoperante, e a tensão continuou dentro dos limites estabelecidos.

Figura 40 – Carregamento de 60%.

Fonte: Elaborada pela autora.

Concluindo esta análise, tem-se o caso de 100% de carregamento, apresentado na Figura 41. Com este nível de carga no sistema, a tensão na rede quando o GD não está injetando potência fica muito próxima de 1 p.u., o que significa que a rede irá comportar uma injeção de potência maior que para os carregamentos analisados anteriormente. Ademais, mesmo quando o GD injeta sua capacidade nominal na rede, a tensão se mantém dentro dos limites estabelecidos em norma, e o BESS não necessita ser conectado para

prover suporte de tensão. Tal fato é interessante, pois se o sistema tende a manter seu carregamento mais próximo do nominal, a injeção de potência por parte dos GDs pode ser maior, sem causar violações de tensão em regime permanente.

Figura 41 – Carregamento de 100%.

Fonte: Elaborada pela autora.

Uma consideração importante para esta análise é a capacidade de hospedagem do sistema de distribuição. É possível depreender pelos gráficos que mostram a tensão na barra 8 para diferentes carregamentos sem a bateria que a capacidade de hospedagem do SD é menor que com a bateria instalada. Isso ocorre pois quando o GD injeta uma potência maior que a suportada pelo sistema, o BESS absorve tal potência mantendo o sistema com as tensões em regime permanente dentro dos limites. E caso a tensão fique abaixo dos limites, o armazenador pode injetar potência no sistema para elevar os níveis de tensão.

Vale comentar que aumentar a capacidade de hospedagem de GDs nos sistemas de distribuição é de suma importância para a maior inserção deste tipo de geração no sistema, o que contribui para a diversificação da matriz energética, além de aumentar a independência de fontes não renováveis, bem como contribui para o meio ambiente ao utilizar mais fontes não poluentes.

Além disso, percebe-se uma aplicação para melhora nos níveis da QEE do sistema em questão, ao se utilizar o BESS em um sistema com a presença de fotovoltaica para manter a tensão em regime permanente dentro dos limites propostos pelo PRODIST. Apesar da análise feita contar com apenas 5 s de simulação, em virtude do software PSCAD utilizado, é possível explorar essa aplicação para intervalos de tempo maiores, e conseguir visualizar a aplicação em regime permanente.

A melhora na QEE em sistemas com a presença de geração distribuída é importante, pois com uma alta penetração no sistema, problemas associados a elevação nos níveis de

tensão se tornam recorrentes e prejudiciais à operação do mesmo. Assim, um equipamento, que dentre suas multifunções, consiga manter a tensão em regime permanente dentro dos limites, torna-se vantajoso e desejável.

5.1.1.2 Condições de falta no sistema

Nesta subseção serão apresentados os resultados para a operação do BESS em condições de falta no sistema. Como pode ser visto na Tabela 7, foram simulados todos os tipos de faltas, com vários cenários alterando a irradiação e as resistências de falta. Contudo, deste contexto, serão apenas apresentados os resultados para o tipo de falta ABC, pois foi o tipo de falta que apresentou os resultados mais críticos.

Sendo assim, a Figura 42 apresenta os resultados para a falta, do tipo ABC, com irradiação de 500 W/m^2 e resistência de falta de $0,01 \text{ ohm}$, e o carregamento simulado de 40%, conforme apresentado na Tabela 7. Neste caso, é possível notar que a tensão na barra 8 cai a valores muito baixos, em torno de 0,11 p.u.. Com isso, a referência de tensão para o GD fica instável, fazendo com que a potência de saída do gerador também fique instável, variando entre -1,55 p.u. e 1,85 p.u. Mesmo com a falta durando 300 ms, recomenda-se nesse caso a desconexão do GD com a rede, preservando o equipamento, e evitando a contribuição do gerador com a corrente de curto-circuito, para a falta que está ocorrendo.

Outro ponto a ser notado nessa análise é a contribuição do BESS para o sistema. Durante a falta, a bateria atua, como pode ser notado no gráfico de potência e corrente do BESS. Neste caso, não é possível prover suporte de tensão, pois a potência requerida para tal é muito superior a capacidade da bateria. Percebe-se um pico de injeção por parte da bateria, no mesmo momento em que o gerador apresenta um pico de "consumo". Mesmo a bateria injetando ou consumindo somente o equivalente a sua capacidade, recomenda-se a desconexão da mesma nesse caso, preservando sua vida útil ao não ser submetida desnecessariamente a um novo ciclo.

Por fim, nota-se que após a extinção da falta, o GD volta às condições normais de operação, e a corrente de saída do BESS tende a diminuir, já que não há mais a necessidade de atuação do mesmo.

O próximo caso analisado está apresentado na Figura 43. Este apresenta os resultados para os cenários para as faltas ABC com resistência de falta de 40 ohms , com todos os valores de irradiação e carregamento adotado de 40%, também conforme apresentado na Tabela 7. Da combinação destas variáveis, resultaram 4 situações analisadas. Percebe-se que a tensão na barra 8 cai abaixo dos valores recomendados para regime permanente, mas fica na região obrigatória para operação durante os distúrbios de tensão (*fault ride-through*) de acordo com o IEEE (2018), e a Tabela 7 anteriormente apresentada.

Nesse caso, mesmo com a redução na tensão, o GD consegue se manter estável, injetando sua potência nominal. Além disso, percebe-se que a bateria mesmo atuando não

Figura 42 – Resultados para as faltas do tipo ABC, com irradiação de 500 W/m^2 e resistência de falta de $0,01 \text{ ohm}$, considerando os carregamentos do sistema, conforme apresentado na Tabela 7.

Fonte: Elaborada pela autora.

é capaz de prover suporte de tensão para o sistema, pois assim como no caso anterior, a potência requerida para tal é maior que sua capacidade. No entanto, mesmo não provendo suporte de tensão, a tensão se eleva um pouco.

Figura 43 – Resultados para as faltas do tipo ABC, com resistência de falta de 40 ohm , e considerando todos os valores de irradiação e carregamento, conforme apresentado na Tabela 7.

Fonte: Elaborada pela autora.

Por fim, foi verificado que o sistema não se estabilizou para nenhum cenário com resistência de 5 ohms .

Essas análises são interessantes para verificar em que situações de contingência o GD e o BESS podem continuar operando, ou devem ser desconectados. Analisando a tensão

na rede, e na atuação dos equipamentos nestes casos, verifica-se que como na Figura 42, a tensão na rede cai a valores próximos de zero e os controles dos GDs ficam instáveis. Logo, as situações que propiciam este comportamento não são adequadas nem para a rede e nem para os próprios equipamentos. Torna-se interessante então a desconexão nestes casos. E baseado nisso, sistemas que consigam identificar estes cenários e desconectá-los automaticamente são importantes.

Já em casos de operação como da Figura 43, o BESS se apresenta como uma boa ferramenta ao conseguir auxiliar o GD a operar neste modo. Por exemplo, a tensão na rede está em um valor fora da região de desejada de operação frente as situações de distúrbios na tensão, no entanto, a bateria pode contribuir para a tensão ficar dentro da faixa, e o GD continuar operando. Isso impactará nos índices de qualidade da energia elétrica como no DEC e FEC, além de que uma porção do sistema que antes ficaria desconectada, pode agora continuar operando (energizada).

5.1.2 Suavizador de Tensão

Nesta seção serão apresentados os resultados para o suavizador de tensão. Nesta etapa, pretende-se suavizar a tensão na rede quando da ocorrência de situações de sombreamento no painel. Assim, serão analisados três situações em que ocorrem sombreamentos e como a bateria e o sistema se comportam nesses casos. O primeiro caso apresentará a irradiação com um valor alto e um sombreamento que se mantém até o final da análise. Já o segundo cenário apresenta um caso de sombreamento momentâneo. E o último caso mostra um cenário de sombreamento com valores bem baixos que se estende por todo o período analisado.

O primeiro cenário está apresentado na Figura 44, que representa uma porção da curva já apresentada na Figura 4. A irradiação que está em torno de 750 W/m^2 sofre uma queda, chegando a aproximadamente 250 W/m^2 . Neste caso, a potência de saída do GD irá apresentar também uma queda expressiva, o que irá impactar a tensão na rede.

Nesta análise, será tomado como base um momento em que a irradiação solar, caso não ocorra intermitência, deve estar em torno de 750 W/m^2 . Assim, considerando o carregamento de 100% e que nenhuma anormalidade está ocorrendo no sistema, foi verificado que a tensão no sistema se mantém em aproximadamente 1,018 p.u.. Assim, a bateria deverá manter esta tensão de referência na barra 8 nos cenários analisados nesta seção.

A Figura 45 apresenta o comportamento do sistema para este cenário. Vale relembrar que na curva de irradiação original, tem-se um ponto a cada 30 s. Contudo, para tornar a simulação no PSCAD mais rápida, alterou-se esta resolução para 3 s. Assim, foram escolhidos 3 pontos da curva apresentada na Figura 45. De 0 a 3 s, a irradiação está setada em $799,1 \text{ W/m}^2$, de 3 a 6 s a irradiação muda seu valor para $252,4 \text{ W/m}^2$, e de 6 a 9 s, a irradiação passa a ser $286,3 \text{ W/m}^2$.

Figura 44 – Perfil da irradiação com sombreamento que se mantém no período de análise.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 45 – Comportamento do sistema para um perfil da irradiação com sombreamento que se mantém no período de análise.

Fonte: Elaborada pela autora.

Observa-se na Figura 45 que inicialmente a tensão na barra é mantida na referência estipulada, pois a irradiação no momento é muito próxima da referência. No entanto, em 3 s quando a irradiação cai a aproximadamente 250 W/m^2 , percebe-se que a tensão na barra sofre uma queda acentuada. Neste momento, a bateria começa a atuar de modo a manter a referência de tensão. Como pode ser visto no gráfico da tensão na barra 8 com a bateria atuando, percebe-se que a bateria é capaz de injetar potência e fazer com que a tensão na barra volte para seu valor em aproximadamente de 0,5 s, mantendo a referência até o final da análise.

Analizando o segundo caso, a Figura 46 apresenta outro recorte da curva de irradiação apresentada na seção 3.2 para um dia nublado. Neste caso, foram escolhidos os valores de $744,5 \text{ W/m}^2$, $596,2 \text{ W/m}^2$ e $709,8 \text{ W/m}^2$. Este caso é interessante para ver como o sistema se comporta com um sombreamento momentâneo. Neste caso, a referência de tensão também foi mantida em 1,018p.u. pois a irradiação está na faixa de 750 W/m^2 .

Figura 46 – Perfil da irradiação caracterizando sombreamento momentâneo.

Fonte: Elaborada pela autora.

A Figura 47 apresenta como o sistema se comporta para este caso. Inicialmente o sistema está operando normalmente e a potência da bateria requerida para manter a referência é pequena. No entanto, em 3 s quando a irradiação sofre uma queda, representando um sombreamento, a tensão na rede diminui. Neste momento, a bateria eleva a potência que está injetando para manter a tensão de referência. Em aproximadamente 300 ms a bateria consegue elevar a tensão e mantê-la em 1.018p.u.. Em 6 s, o sombreamento é cessado e a irradiação incidente no painel volta a um valor muito próximo do início. Neste momento a bateria começa a diminuir a potência injetada e volta ao seu patamar de operação inicial.

O último caso apresenta um período de sombreamento mais longo. Neste cenário a irradiação ficou por volta de 200 W/m^2 , com uma queda para 50 W/m^2 . A potência de saída do painel fotovoltaico para estes valores de irradiação é próxima de zero e a tensão na rede fica mais distante da referência estipulada. A Figura 48 apresenta uma porção da curva de irradiação para um dia nublado conforme apresentada no Capítulo 3.

A Figura 49 apresenta o comportamento do sistema para esta análise. Percebe-se que neste caso a bateria irá atuar em todo o tempo simulado, e com a potência injetada maior que nos outros casos. Conforme observado o BESS consegue manter a tensão de referência de 1,018p.u. em todo o período.

Figura 47 – Comportamento do sistema para um perfil da irradiação com sombreamento momentâneo.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 48 – Perfil da irradiação caracterizando sombreamento longo.

Fonte: Elaborada pela autora.

Estas análises se tornam importantes para analisar a operação de um gerador fotovoltaico em um sistema de distribuição. Assim como visto no Capítulo 2, a intermitência da fonte solar se configura como um grande desafio para a inserção e operação de sistemas, visto que este tipo de fonte tende a causar flutuações de tensões devido aos sombreamentos. Assim, estes testes mostram como é possível, pela aplicação de um BESS, como amortecer ou suavizar essas oscilações de tensão.

Estas análises foram realizadas visando verificar a capacidade da bateria em prover suporte de tensão para a rede em momentos de intermitência, baseando-se somente em informações da rede. Por isso, foi definida a tensão de referência, previamente. No en-

Figura 49 – Comportamento do sistema para um perfil da irradiação com sombreamento longo.

Fonte: Elaborada pela autora.

tanto, torna-se interessante métodos que encontrem esse valor de referência para a tensão de modo autônomo e sob quaisquer circunstâncias, podendo inclusive prover suporte para outras contingências como a entrada e a saída de carga.

5.2 A Microrrede Ilhada

Nesta subseção serão apresentados os resultados para o comportamento da microrrede quando ilhada, nos cenários apresentados na Tabela 9. Assim como explanado no Capítulo 3, caso uma parte do alimentador do SD em estudo perca conexão com a rede, e este possua um GD conectado, o gerador tende a continuar operando caso nenhum sistema o desconecte. Deste modo, busca-se nesta etapa verificar em que condições esta porção do sistema pode continuar operando somente alimentado pelo GD e pelo BESS sem alteração do modo e ajuste dos controladores, bem como os casos em que seria necessária a desconexão ou o ajuste dos controles.

5.2.1 Carregamento de 40%

Inicialmente, será explanado como a microrrede se comporta quando o carregamento do sistema está em 40% da sua capacidade nominal.

5.2.1.1 Com Irradiação Solar Zero

Neste caso, a microrrede não desestabiliza e se desconecta, conseguindo continuar operando com os conjuntos de cargas 1 e 5 (Tabela 9), conforme apresentam as Figuras

50 e 51, respectivamente. Para os demais conjuntos, a microrrede fica instável e não suporta continuar em operação.

Para os cenários em que continua em operação, percebe-se que em 1 s, momento em que a microrrede é ilhada, a tensão na barra 8 começa a oscilar, o mesmo ocorrendo com a potência de saída do GD. Nota-se que a potência reativa do BESS atinge em alguns momentos valores maiores que 10 MVar, e, somando-se a potência ativa que o armazenador está injetando na rede, tem-se uma sobrecarga muito grande deste equipamento podendo danificá-lo. Neste caso, seria necessário verificar se uma alteração no modo de controle ou nos ganhos faria com que a microrrede conseguisse operar sem a presença de um gerador síncrono. Se após essa análise houvesse a estabilização do sistema, a microrrede poderia continuar operando. Do contrário, recomenda-se a desconexão do GD.

Neste cenário, o valor de potência reativa requerido pela bateria se justifica, pois a rede fornecia a potência reativa requerida pelo sistema de distribuição em análise. Já no momento em que ocorre o ilhamento, a única fonte para suprir a potência reativa é o BESS, pois o gerador fotovoltaico possui fator de potência 1.

Figura 50 – A microrrede ilhada, com carregamento de 40%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.

Fonte: Elaborada pela autora.

5.2.1.2 Com a Irradiação Solar de 500 W/m^2 e de 800 W/m^2

Afirma-se que para os cenários com irradiação solar de 500 W/m^2 e 800 W/m^2 a microrrede não se estabiliza para nenhum dos conjuntos de cargas analisadas.

5.2.1.3 Com a Irradiação Solar de 1.000 W/m^2

Por fim, analisando o carregamento do sistema em 40% e a irradiação solar em 1.000 W/m^2 , verifica-se que a microrrede continua operando para o conjunto de cargas 2. A microrrede não se mantém estável para os demais conjuntos. A Figura 52 apresenta os

Figura 51 – A microrrede ilhada, com carregamento de 40%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.

Fonte: Elaborada pela autora.

resultados para esta situação. Após ocorrer o ilhamento, a tensão na barra 8 chega a 1,8 p.u.. Neste momento, a bateria começa a absorver potência ativa e a tensão começa a cair. Quando chega em 1,49 p.u. a tensão estabiliza, ficando neste valor até o final da análise.

Figura 52 – A microrrede ilhada, com carregamento de 40%, irradiação de 1.0000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.

Fonte: Elaborada pela autora.

Neste caso, recomenda-se a microrrede continuar em operação em casos de distúrbios transitórios sem a adequação dos controladores, avaliando a sua capacidade de operação com uma tensão elevada, de aproximadamente 1,5p.u.. Como a microrrede se mantém estável, porém, com um valor de tensão mais elevado, pode-se mantê-la em operação enquanto os controladores são ajustados, mantendo as cargas alimentadas por um curto período de tempo e garantindo a continuidade no atendimento dos consumidores.

5.2.2 Carregamento de 60%

5.2.2.1 Com a Irradiação Solar Zero

Nesta subseção serão apresentados os resultados para a microrrede operando com o carregamento em 60% e irradiação zero. Nesta análise, a microrrede se manteve em operação com todos os conjuntos de cargas após 1 s, quando ficou ilhada. As Figuras 53 a 57 apresentam os resultados.

Para os conjuntos de cargas 1 e 5, conforme apresentam as Figuras 53 e 54, percebe-se que a tensão se encontra estabilizada na barra 8. No momento do ilhamento a tensão cai a valores baixos, no entanto, a bateria começa atuar injetando potência ativa e consumindo potência reativa, e a tensão consegue voltar ao normal após aproximadamente 400 ms. Verifica-se que a potência de saída do painel oscila bastante, com valores em torno de zero, já que a irradiação solar é zero. No entanto, verifica-se que a potência reativa absorvida pelo BESS chega em alguns momentos a 10 MVar, valor 10 vezes maior que sua potência nominal de 1,2 MVar. Nesse caso, se este for um distúrbio transitório entre milissegundos a segundos, a bateria pode prover alimentação para a microrrede e esta pode continuar em operação. Neste cenário, cabe uma avaliação sobre a alteração do controle dos recursos distribuídos. Se após a adequação a microrrede se manter estável, com as características recomendadas para a operação, esta pode se manter em operação. Do contrário, recomenda-se a desconexão do GD e do BESS.

Assim como citado anteriormente, o elevado valor de potência reativa suprido pela bateria se justifica, pois após o ilhamento ocorrer, a única fonte para suprir a potência reativa é o BESS, já que o gerador fotovoltaico possui fator de potência unitário.

Figura 53 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.

Fonte: Elaborada pela autora.

Já para o conjunto de cargas 2, 3 e 4, apresentados na Figuras 55, 56 e 57, respectivamente, observa-se um comportamento diferente do primeiro caso. Para estes conjuntos, a

Figura 54 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.

Fonte: Elaborada pela autora.

tensão na rede não se mantém estável, variando entre 0,4 e 1,11 p.u.. Além disso, o GD também tem sua potência de saída variando entre -1,2 MW e 1,2 MW, mesmo com a irradiação solar nula. O comportamento da potência ativa e reativa do armazenador também se apresenta instável. Nesse casos, recomenda-se não continuar operando a microrrede no modo ilhado.

Figura 55 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.

Fonte: Elaborada pela autora.

5.2.2.2 Com a Irradiação Solar de 500 W/m^2 e de 800 W/m^2

Afirma-se que para os cenários com irradiação solar de 500 W/m^2 e de 800 W/m^2 a microrrede não se manteve estável. Sendo assim, recomenda-se não continuar operando a microrrede no modo ilhado.

Figura 56 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 3.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 57 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 4.

Fonte: Elaborada pela autora.

5.2.2.3 Com a Irradiação Solar de 1.000 W/m^2

Neste caso, a microrrede só continuou em operação para os conjuntos de cargas 1 e 2. As Figuras 58 e 59 apresentam os resultados para esta análise. Para o conjunto de cargas 1, a tensão na barra 8 assim que ocorre o ilhamento sofre um aumento, chegando a aproximadamente 1,3 p.u., e logo em seguida, começa a oscilar entre 0,9 e 1,2 p.u.. Já o painel fotovoltaico tem sua potência de saída oscilando a partir do ilhamento. O BESS, por sua vez, mantém a potência reativa em torno de zero, e a potência ativa sendo injetada na rede em torno de 1 MW. Neste caso, a microrrede poderia continuar em operação para suprir as cargas em um momento de contingência, sem a alteração dos controladores. Contudo, recomenda-se uma análise de ajuste dos ganhos de modo a minimizar os efeitos de tais oscilações na tensão e na potência de saída dos equipamentos. Caso a contingência

perdure por muito tempo, a microrrede conseguirá ser alimentada por cerca de 1 hora sem a alteração do controle, visto que a capacidade da bateria é de 1,2 MAh, considerando que a irradiação se mantenha nesse nível.

Figura 58 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 1.0000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.

Fonte: Elaborada pela autora.

Já para o conjunto de cargas 2, a tensão na barra 8 se mantém estável durante a operação ilhada da microrrede. No momento do ilhamento, a tensão sobe alcançando aproximadamente 1,6 p.u.. Mas em aproximadamente 0,3 s decresce e chega a 1,1 p.u.. Após esse intervalo, a tensão se mantém estável sem grandes oscilações. Durante esse intervalo após o ilhamento, a potência de saída do painel oscila, mas logo volta ao regime permanente. O BESS continua operando dentro de sua capacidade nominal, ainda que com um perfil oscilante. Nestes casos, recomenda-se a microrrede continuar em operação, pois o sistema se mantém estável, dentro dos limites de tensão aceitáveis para operação dos equipamentos. Neste caso, a microrrede também conseguiria se manter sendo alimentada pelo BESS e pelo GD por cerca de uma hora, caso a irradiação solar seja mantida.

Neste caso, como após o transitório a microrrede se estabilizou com valores de tensão e potência dentro do esperado, a operação poderia continuar sem ajustes no controle dos recursos distribuídos.

5.2.3 Com Carregamento de 100%

5.2.3.1 Com a Irradiação Solar Zero

Este caso, foi o que apresentou os resultados mais positivos. Para o carregamento do sistema de 100% e a irradiação solar zero, a microrrede conseguiu continuar operando de forma estável para todos os conjuntos de carga analisados. Conforme as Figuras 60 a 64, a tensão na barra fica estável para todos os conjuntos de cargas, bem como a potência

Figura 59 – A microrrede ilhada, com carregamento de 60%, irradiação de 1.0000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.

Fonte: Elaborada pela autora.

de saída do fotovoltaico que se mantém em zero, com o BESS operando dentro de sua capacidade nominal.

Para o conjunto de cargas 1 e 5, a tensão fica em torno de 0,7p.u.. Este nível é bem abaixo do recomendado para a tensão em regime permanente. No entanto, em casos de contingência o sistema pode continuar operando. Torna-se interessante, neste caso, investigar até que ponto é viável e possível a microrrede continuar operando com este nível de tensão. Como foi visto na Seção 3.4.1.1, este nível de tensão se enquadra dentro da região obrigatória de operação em casos de *fault ride-through*, e caso a anormalidade que desconectou a microrrede seja uma situação de falta, a microrrede pode continuar operando com este nível de tensão. Recomenda-se, assim, a avaliação do controle do sistema, verificando o que seria necessário alterar para manter a microrrede operando de forma segura.

5.2.3.2 Com a Irradiação Solar de 500 W/m^2 e de 800 W/m^2

Para estes casos, assim como os demais carregamentos do sistema, a microrrede não se manteve estável para nenhum dos conjuntos de carga para a irradiação de 500 W/m^2 e de 800 W/m^2 .

5.2.3.3 Com a Irradiação Solar de 1.000 W/m^2

Nesta análise, a microrrede só continuou operando para os conjuntos de cargas 1 e 5. As Figuras 65 e 66 apresentam os resultados. Nestes casos, a tensão na barra 8 se mantém dentro dos limites de operação em regime permanente, oscilando pouco. A potência de saída do painel se mantém estável e a bateria operando dentro de sua capacidade nominal. Nessas situações recomenda-se que a microrrede continue operando mantendo as cargas

Figura 60 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 61 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 2.

Fonte: Elaborada pela autora.

alimentadas. Caso a irradiação se mantenha, é possível a operação entre uma e duas horas, visto que a potência oscila em torno de 0,5 MVA. Vale enfatizar que, nesses casos, é importante o ajuste do controle de modo a manter a microrrede operando de forma adequada. Mas, dentro do tempo de transição de modo conectado da rede para modo ilhado, a microrrede pode continuar em operação.

Estas análises com uma microrrede composta por um gerador fotovoltaico e um BESS em situações de ilhamento se tornam importantes no contexto do presente trabalho. Grande parte dos trabalhos envolvendo microrredes, mostram a importância de um ge-

Figura 62 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 3.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 63 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 4.

Fonte: Elaborada pela autora.

rador síncrono para oferecer referência de tensão e frequência para a microrrede. A ideia destas análises foi de verificar em que condições uma microrrede, composta por um gerador com característica renovável e um armazenador, pode atuar ilhada. Ou seja, sob quais condições, por quanto tempo, e alimentando quais conjuntos de cargas. Lembrando que esta operação pode ser considerada como transitória, enquanto o ilhamento é detectado e o sistema passa por ajustes necessários para continuar em operação. Ou, em alguns casos, pode continuar em operação por um longo período sem a necessidade de ajuste do sistema, visto que se mantém estável da forma inicial.

Figura 64 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 0 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 65 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 1.000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 1.

Fonte: Elaborada pela autora.

Foi observado que, em nenhum dos casos quando a irradiação solar estava no patamar de 500 W/m^2 ou de 800 W/m^2 a microrrede foi capaz de continuar em operação. Já para a irradiação em zero ou 1.000 W/m^2 , a operação da microrrede dependia do conjunto de cargas conectados. Foi constatado que, ao perder a conexão com a rede, a necessidade de potência reativa da rede é suprida pelo BESS, já que o GD trabalha com fator de potência unitário. Em alguns casos, a bateria ficou sobrecarregada para fornecer esse suporte, e nesses casos, recomenda-se a investigação das circunstâncias em que a microrrede pode continuar operando.

Figura 66 – A microrrede ilhada, com carregamento de 100%, irradiação de 1.000 W/m^2 e com o conjunto de cargas 5.

Fonte: Elaborada pela autora.

Por fim, estas análises mostram um caminho a ser percorrido para permitir de fato as operações em modo ilhado das microrredes. Sendo assim, faz-se necessário um estudo mais aprofundado deste tópico, investigando outros fatores que podem influenciar essa operação. Um estudo visando o controle para os equipamentos da microrrede, bem como de métodos para a rejeição de cargas também são importantes como análises futuras.

5.3 Considerações Finais

A partir das análises realizadas neste capítulo, observa-se as dificuldades na operação de um sistema de distribuição com alta penetração de geradores distribuídos com características intermitentes. Foi observado que, de fato, dependendo do carregamento do sistema e do nível de irradiação solar, a tensão no sistema fica acima dos limites propostos pelo PRODIST. Nesses casos, o BESS proposto apresentou bons resultados para mitigar este problema.

O comparador desenvolvido foi capaz de auxiliar a rede para manter a tensão em regime permanente nos limites recomendados por norma. Conforme apresentado, isto foi verdade tanto do ponto de vista das condições normais, quanto para as condições de faltas analisadas, viabilizando que o sistema continuasse operando mesmo em condições que causam distúrbios na tensão (*fault ride-through*).

Ademais, foi proposto um modo de suavizar a tensão na barra quando da ocorrência de sombreamentos nos painéis fotovoltaicos. Foi verificado que o BESS consegue prover suporte de tensão para oscilações transitórias. Isso traz um benefício ao sistema, ao mitigar um grande desafio na operação de GDs, que é a característica intermitente.

Ademais, foi visto que o sistema foi capaz de operar como uma microrrede ilhada, alimentada somente por um gerador fotovoltaico e um BESS, considerando certas variações nas condições de operação, como carregamento, nível de irradiação solar e conjunto de cargas alimentadas.

Conclusões

Esta pesquisa abordou como armazenadores de energia podem mitigar problemas na operação de sistemas na presença de geradores com natureza intermitente e prover melhoras na QEE. Para isso, foi analisado como estes equipamentos podem auxiliar o sistema provendo suporte de tensão. Foi avaliado como manter a tensão em regime permanente dentro dos limites recomendados em norma, e como o armazenador pode interagir em momentos de contingências, além de suavizar a tensão quando da ocorrência de sobreamentos nos painéis fotovoltaicos. Por fim, foi avaliada a operação de uma porção do sistema, caracterizando uma microrrede, com o GD e o BESS conectados, e o que ocorre quando esta microrrede opera no modo ilhado.

A metodologia foi aplicada no sistema teste europeu de média tensão do Cigré, e considerou como dar suporte de tensão para todos os cenários citados. Para isso, inicialmente, foi proposto um dimensionamento para o BESS, considerando-se o perfil de cargas do sistema e curvas de irradiação que representam um dia claro e um dia nublado. Verificou-se que, para este sistema teste, o dimensionamento ótimo do armazenador correspondeu a 50% do GD instalado. Contudo, ainda é interessante investigar se essa relação encontrada é válida para outros sistemas de distribuição (microrredes), ou se é uma característica própria do sistema teste utilizado.

Ademais, com relação ao suporte de tensão em regime permanente foi desenvolvido o comparador apresentado no Capítulo 3. Esta ferramenta visa auxiliar o sistema, utilizando o BESS para consumir ou injetar potência ativa a fim de manter a tensão em regime permanente da barra em que os recursos distribuídos estão alocados. De modo a garantir as situações de operação desejáveis, o BESS deve manter a tensão dentro dos limites adequados recomendados pelo PRODIST. Para isso, foram avaliados cenários caracterizando condições normais de operação, bem como cenários representando situações de falta passíveis de ocorrência no sistema teste.

Para os casos em que as condições de operação são normais, verificou-se que, dependendo do carregamento, o sistema, sem a presença do BESS, possui uma certa capacidade de hospedagem para GDs. Quanto maior o carregamento, maior a capacidade. A par-

tir da inserção do BESS, o sistema tem sua capacidade de hospedagem incrementada. Essa análise é importante pois permite uma maior inserção de fontes renováveis nos SDs. Nestes casos, o BESS consome a geração excedente dos painéis fotovoltaicos, auxiliando o sistema a manter a tensão em regime de acordo com os limites recomendados pelo PRODIST, não violando os limites superiores.

Já para as análises em condição de falta, foi observado que em algumas situações, não se recomenda a operação, visando garantir a segurança dos equipamentos e do sistema como um todo. Foi também verificado que em alguns casos é possível continuar operando em condições que caracterizam distúrbios na tensão *fault ride-through*. Nesses casos, foi constatado que a bateria com a capacidade nominal definida pelo dimensionamento, não foi capaz de elevar os níveis de tensão ou estabilizar o sistema. No entanto, foi verificado certa contribuição para elevação da tensão da rede no momento da falta. Assim, dependendo da falta ocorrida, ou de outras características do sistema, a bateria pode ajudar na operação em *fault ride-through*, pois ao ocorrer a falta em pontos distintos do sistema, e em função do decréscimo de tensão evidenciado, a bateria pode operar aumentando a tensão no seu ponto de conexão de forma a mantê-la nos limites adequados para este tipo de operação. No entanto, a bateria e o GD podem contribuir para a corrente de curto-circuito nesses casos. Sendo assim, torna-se interessante investigar esses pontos a fim de manter o sistema operando durante tais contingências de modo seguro e adequado.

Adicionalmente, tem-se a análise feita para a bateria suavizando a tensão da rede ao ocorrer oscilações em detrimento dos sombreamentos causados nos painéis fotovoltaicos. Nestes casos foi verificado que o sistema de armazenamento implementado possui uma resposta rápida, pois em milissegundos consegue suavizar a tensão, mantendo a referência adotada. Nessa etapa, buscou-se suavizar a tensão da barra em que os recursos distribuídos estão alocados, observando somente a tensão da rede. Para isso, adotou-se uma tensão de referência com base no carregamento do sistema e nos níveis de irradiação solar. Esta técnica se mostrou promissora. No entanto, métodos que consigam encontrar a tensão de referência de forma independente e *online* devem ser investigados, de forma a possibilitar a operação do GD de modo autônomo.

Por fim, foi analisada como uma porção do sistema opera quando perde conexão com o fornecimento principal, vindo a caracterizar uma microrrede no modo ilhado. Verificou-se que em determinadas situações a microrrede consegue continuar em operação e em outras perde a estabilidade. Em alguns casos de operação, percebe-se que a tensão da rede oscila de forma significativa, a potência de saída do BESS também, e a potência de saída da bateria, tanto a ativa como a reativa, atingem valores maiores que sua capacidade nominal. Nesses casos, dependendo das condições verificadas, foi recomendada a adequação do modo e ajuste dos controladores para manter a microrrede operando de forma adequada. Foi observado que, no transitório entre a mudança de modo conectado a rede e o modo ilhado, a microrrede consegue se manter em operação. Contudo, para uma

operação contínua, tornam-se necessárias mudanças no modo e adequações nos ajustes dos controladores.

Outro ponto importante na análise da microrrede foi a necessidade de potência do sistema ilhado. Ao perder a conexão com o fornecimento principal, toda a potência reativa da microrrede foi suprida pelo BESS, pois o GD trabalha com fator de potência unitário. Assim, em alguns cenários, a bateria chegou a ter demanda de 10 vezes a sua capacidade para manter o sistema estável. A partir dessa constatação, torna-se interessante levar em consideração a operação da microrrede no modo ilhado quando do dimensionamento do BESS, e não somente quando da operação com todo o sistema conectado ao fornecimento principal da rede.

Para finalizar, destacam-se alguns pontos indicativos para a continuidade da pesquisa, os quais são: investigar métodos para encontrar a tensão de referência que o armazenador deve manter para que a tensão do sistema seja suavizada em casos de sombreamento, ou outros eventos, como entradas e saídas de carga; avaliar o dimensionamento da bateria para situações de contingência e ilhamento no sistema, além das condições normais de operação; e investigar métodos para estabilização da microrrede sem a presença de um gerador síncrono, por exemplo, atuando nos ganhos e modo dos controladores.

6.1 Publicações decorrentes e correlatas da pesquisa

Abaixo, tem-se a referência de três trabalhos decorrentes e correlatos à esta pesquisa, que foram apresentados e publicados até o momento nos respectivos anais.

- CAMPOS, G. P.; BARRA, P. H. A.; FURLAN, R. H.; OLESKOVICZ, M.; BICZKOWSKI, M. Energy Storage System Specification and Allocation for a Distribution System with Distributed Generation. VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Niterói, RJ, Brasil, realizado de 12 a 16 de maio de 2018.
- BARRA, P. H. A.; CAMPOS, G. P.; Coury, D. V. OLESKOVICZ, M.; BICZKOWSKI, M. Mobile Battery Energy Storage Systems Influence on Overcurrent Protection of Distribution Networks. VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Niterói, RJ, Brasil, realizado de 12 a 16 de maio de 2018.
- CAMPOS, G. P.; OLESKOVICZ, M.; MARTINS, P.E.T.; BICZKOWSKI, M. Curva de Carga Otimizada para Armazenadores de Energia em um Sistema de Distribuição com Presença de Geração Fotovoltaica. XXII Congresso Brasileiro de Automática - CBA, João Pessoa, PB, Brasil, realizado de 09 a 12 de setembro de 2018.

Referências

- ALAM, M. J.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A novel approach for ramp-rate control of solar PV using energy storage to mitigate output fluctuations caused by cloud passing. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2014. IEEE, v. 29, n. 2, p. 507–518, 2014. ISSN 08858969.
- ALHAMALI, A.; FARRAG, M. E.; BEVAN, G.; HEPBURN, D. M. Review of Energy Storage Systems in electric grid and their potential in distribution networks. **2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)**, 2016. p. 546–551, 2016.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª edição. ed. Brasília: [s.n.], 2008. ISBN 9788587491107.
- _____. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída**. 2ª edição. ed. Brasília: [s.n.], 2016.
- _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. [S.l.], 2018.
- BARBALHO, P. I. d. N. e. Análise da Contribuição de um Banco de Baterias para a Regulação de Tensão em um Sistema de Distribuição. 2018. 2018.
- CIGRÉ, T. F. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources Task Force C 6.04**. [S.l.], 2014.
- DAGHI, M.; SEDGHI, M.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal battery planning in grid connected distributed generation systems considering different technologies. **20th Electrical Power Distribution Conference, EPDC 2015**, 2015. n. April, p. 138–142, 2015.
- DIVYA, K. C.; OSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems-An overview. **Electric Power Systems Research**, 2009. v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009. ISSN 03787796.
- ESSAKIAPPAN, S.; MANJREKAR, M.; ENSLIN, J.; RAMOS-RUIZ, J.; ENJETI, P.; GARG, P. A utility scale battery energy storage system for intermittency mitigation in multilevel medium voltage photovoltaic system. In: **2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2015**. [S.l.]: IEEE, 2015. p. 54–61. ISBN 9781467371506. ISSN 2329-3721.

FOSSATI, J. P.; GALARZA, A.; MARTÍN-VILLATE, A.; FONTÁN, L. A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. **Renewable Energy**, 2015. v. 77, p. 539–549, 2015. ISSN 18790682.

IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems-Characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2008. v. 12, n. 5, p. 1221–1250, 2008. ISSN 13640321.

IEEE. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. [S.l.: s.n.], 2018. 1–138 p. ISBN 9781504446396.

JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVEA, M. R.; AHN, A.; FIGUEIREDO, F. M. Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2000. v. 15, n. 1, p. 375–380, 2000. ISSN 08858977.

JARNUT, M.; WERMIŃSKI, S.; WAŚKOWICZ, B. Comparative analysis of selected energy storage technologies for prosumer-owned microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. v. 74, n. November 2016, p. 925–937, 2017. ISSN 18790690.

KOLLER, M.; BORSCHE, T.; ULBIG, A.; ANDERSSON, G. Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system. **Electric Power Systems Research**, 2015. Elsevier B.V., v. 120, p. 128–135, 2015. ISSN 03787796.

LAWDER, M. T.; SUTHAR, B.; NORTHROP, P. W. C.; DE, S.; HOFF, C. M.; LEITERMANN, O.; CROW, M. L.; SANTHANAGOPALAN, S.; SUBRAMANIAN, V. R. Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications. **Proceedings of the IEEE**, 2014. v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014. ISSN 00189219.

LEUNG, K.; SUTANTO, D. Using battery energy storage system in a deregulated environment to improve power system performance. In: **DRPT2000. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Proceedings**. IEEE, 2000. p. 614–619. ISBN 0-7803-5902-X. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/855736/>>.

Manitoba HVDC Research Centre. **USER'S GUIDE for EMTDC Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation**. Manitoba, Canada: [s.n.], 2010. 1–233 p.

_____. **Photovoltaic Example**. 2018. 12 p.

NAUMANN, M.; KARL, R. C.; TRUONG, C. N.; JOSSEN, A.; HESSE, H. C. Lithium-ion battery cost analysis in PV-household application. **Energy Procedia**, 2015. Elsevier B.V., v. 73, p. 37–47, 2015. ISSN 18766102. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.555>>.

PROMPINIT, K.; KHOMFOI, S. Ramp rate consideration of a BESS using active power control for PV generation. **2015 18th International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2015**, 2015. IEEE, p. 1676–1680, 2015.

RAMADAN, R.; YEHIA, D. M.; RASHAD, E. M. Impact of Hybrid Energy Storage System on Solar Power Generation Integrated in Microgrids. In: **2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)**. IEEE, 2015. p. 1–5. ISBN 9781467391306. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7368529/>>.

RESCH, M.; BÜHLER, J.; KLAUSEN, M.; SUMPER, A. Impact of operation strategies of large scale battery systems on distribution grid planning in Germany. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. Elsevier Ltd, v. 74, n. February, p. 1042–1063, 2017. ISSN 18790690.

ROLIM, F. B. B.; TRINDADE, F. C. Use of batteries to voltage regulation in distribution systems with deep penetration of photovoltaic generation. **SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium**, 2018. IEEE, p. 1–6, 2018.

SAFT. **Very high energy lithium-ion container - Intensium Max+ 20E**. 2017. 1–2 p.

SANDIA. **Grid Energy Storage**. [S.l.], 2013.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. **2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**, 2007. n. V, p. 284–289, 2007. ISSN 1938-8756.

TRINDADE, F. C. L.; FERREIRA, T. S. D.; LOPES, M. G.; FREITAS, W. Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems With PV Solar Farms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2017. v. 32, n. 2, p. 921–932, 2017.

XIAO, J.; BAI, L.; LI, F.; LIANG, H.; WANG, C. Sizing of Energy Storage and Diesel Generators in an Isolated Microgrid Using Discrete Fourier Transform (DFT). **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2014. IEEE, v. 5, n. 3, p. 907–916, 2014. ISSN 1949-3029.

XU, X.; BISHOP, M.; Donna G, O.; CHEN, H. Application and modeling of battery energy storage in power systems. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, 2016. v. 2, n. 3, p. 82–90, 2016. ISSN 20960042.

ZARGHAMI, M.; VAZIRI, M. Y.; RAHIMI, A.; VADHVA, S. Applications of battery storage to improve performance of distribution systems. In: **IEEE Green Technologies Conference**. [S.l.]: IEEE, 2013. p. 345–350. ISBN 9780769549668. ISSN 21665478.

ZENG, J.; ZHANG, B.; MAO, C.; WANG, Y. Use of battery energy storage system to improve the power quality and stability of wind farms. In: **2006 International Conference on Power System Technology, POWERCON2006**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–6. ISBN 1424401119.

ZHANG, C.; WEI, Y. L.; CAO, P. F.; LIN, M. C. Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018. Elsevier Ltd, v. 82, n. November 2017, p. 3091–3106, 2018. ISSN 18790690.

ZIADI, Z.; TAIRA, S.; OSHIRO, M.; FUNABASHI, T. Optimal power scheduling for smart grids considering controllable loads and high penetration of photovoltaic generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2014. v. 5, n. 5, p. 2350–2359, 2014. ISSN 19493053.