

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

João Pedro Carvalho Silveira

Estratégia de Gerenciamento de Potência em Conversores de Interligação Modificados para a Melhoria da Qualidade da Energia em Microrredes Hibridas CA/CC

Campinas

2022



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

João Pedro Carvalho Silveira

# Estratégia de Gerenciamento de Potência em Conversores de Interligação Modificados para a Melhoria da Qualidade da Energia em Microrredes Hibridas CA/CC

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na Área de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho

Co-orientador Prof. Dr. Tárcio André dos Santos Barros

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno João Pedro Carvalho Silveira, e orientada pelo Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho

Campinas

2022

#### Ficha catalográfica Universidade Estadual de Campinas Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Silveira, João Pedro Silveira, 1990-Estratégia de gerenciamento de potência em conversores de interligação modificados para a melhoria da qualidade da energia em microrredes híbridas CA/CC / João Pedro Carvalho Silveira. – Campinas, SP : [s.n.], 2022. Orientador: Ernesto Ruppert Filho. Coorientador: Tárcio André dos Santos Barros. Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Conversores de potência. 2. Eletrônica de potência. 3. Energia -Armazenamento. 4. Geração distribuída de energia elétrica. 5. Sistemas de potência. I. Ruppert Filho, Ernesto, 1948-. II. Barros, Tárcio André dos Santos, 1987-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

#### Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Power management strategy in modified interlinking converters to the power quality improvement in hybrid AC/DC microgrids

Palavras-chave em inglês: Power converters Power electronics Energy - Storage Distributed energy **Power Systems** Área de concentração: Energia Elétrica Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica Banca examinadora: Ernesto Ruppert Filho [Orientador] Ernane Antônio Alves Coelho Hevertor Augusto Pereira Fernanda Caseño Trindade Arioli João Inácio Yutaka Ota Data de defesa: 18-01-2022 Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: https://orcid.org/0000-0001-6421-273X - Currículo Lattes do autor: http://lattes.cnpq.br/8544315639538097

#### COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: João Pedro Carvalho Silveira RA:192726 Data da defesa: 18 de Janeiro de 2022

Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho (Presidente, FEEC/UNICAMP) Prof. Dr. Ernane Antônio Alves Coelho (Membro Externo, UFU) Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira (Membro Externo, UFV) Prof. Dr. Fernanda Caseño Trindade Arioli (Membro Interno, FEEC/UNICAMP) Dr. João Inácio Yutaka Ota (Membro Interno, FEEC/UNICAMP)

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Dedico este trabalho Ao meu sobrinho, João Gabriel A minha irmã, Carolina Ao meu irmão, Felipe A minha mãe, Maria Dilce Ao meu pai, Silvio

## Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me dar forças para superar as adversidades, e as condições necessárias para continuar trilhando o caminho para atingir meus objetivos.

À toda a minha família, especialmente, aos meus pais, Sílvio Soares Silveira e Maria Dilce Carvalho Silveira, e aos meus irmãos, Felipe Carvalho Silveira e Carolina Carvalho Silveira, pelo apoio incondicional, estímulo, e por contribuírem na minha formação como ser humano.

Ao meu orientador, Professor Ernesto Ruppert Filho que, com muita dedicação, me orientou e criou todas as condições necessários para o desenvolvimento da minha tese. Ao meu co-orientador, Professor Tárcio André dos Santos Barros, pelo conhecimento transmitido pacientemente e contribuição durante todo o processo de execução da pesquisa.

Aos meus colegas do Laboratório de Eletrônica de Potência (LEPO), pelo companheirismo prestado, permitindo uma boa convivência e crescimento pessoal, em especial, ao Marcelo Vinícus de Paula, ao Pedro José dos Santos Neto, ao Elmer Hancco Catata, ao Julio Mesquita e ao Paulo Sérgio Nascimento Filho, que apoiaram diretamente o trabalho.

Aos meus amigos, Vinícius Oliveira, Luiz Alberto Carneiro Júnior, Eusyar Alves de Carvalho, Ricardo Pereira Júnior, Tullio Bomtempo, Guilherme Fay Vergara, Rodrigo Fay Vergara, Hugo Moreira, Filipe Trindade, Ramon Rodriguez, Marcos Vinicios, Lucas Merces Dias e todos aqueles que estiveram ao meu lado durante esse processo.

À CAPES pelo apoio financeiro concedido pela bolsa nº 88882.329454/2019-01 durante o período de pesquisa.

## Resumo

O aumento da presença de fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas globais está diretamente associado aos aspectos ambientais e ao avanço nos conceitos de redes elétricas inteligentes. Apesar disso, a intermitência de tais fontes é responsável por impactos negativos no fornecimento de energia elétrica, tanto em aspectos de qualidade do produto quanto na confiabilidade do sistema. De modo a superar esses obstáculos, perspectivas futuras indicam os sistemas de armazenamento de energia como soluções promissoras. No contexto de microrredes, o sistema de armazenamento de energia é uma tecnologia crucial para operações em modo autônomo, sendo também importante para melhorar a operação no modo conectado à rede elétrica. A tese proposta tem como objetivo estabelecer estratégias de gerenciamento de potência para aprimorar a qualidade da energia em uma microrrede híbrida CA/CC operando nos modos conectado à rede e autônomo. Para isso, emprega-se uma topologia de conversor de interligação modificada, que atua como um sistema de armazenamento de energia centralizado. Essa topologia é denominada como Conversor de Interligação de Dois Estágios com Dispositivo de Armazenamento de Energia, do inglês, Two Stages Interlinking Converter with Energy Storage Device (TSILC-ESD). Ela é composta por um conversor CC-CC meia ponte bidirecional em conjunto com um conversor CC-CA fonte de tensão, no qual, conecta-se um dispositivo de armazenamento de energia por baterias no barramento CC de interligação entre os estágios dos conversores. Além do TSILC-ESD, um conversor de interligação é utilizado para a formação de microrredes nos dois modos de operação. No gerenciamento de potência em operação conectada à rede, os conversores de interligação atuam na formação da microrrede CC, no compartilhamento de potência, na regulação de tensão CC, na mitigação de harmônicas e na compensação de reativos, empregando serviços ancilares à rede elétrica. No gerênciamento de potência em operação autônoma, os conversores operam de modo a formar as microrredes CA e CC, além de aplicar mitigação de harmônicas, o que permite uma operação satisfatória da microrrede híbrida isolada. Para adicionar aspectos de proteção às baterias, também se propõem um sistema de gerenciamento de baterias com base no estado de carga para cada um dos modos de operação. Quando a microrrede híbrida atua no modo conectado à rede, o dano às baterias é evitado por meio da restrição de operação do TSILC-ESD, enquanto no modo autônomo, tais dispositivos são preservados mediante a seletividade de cargas e fontes do sistema. Assim, o software MatLab/Similink é utilizado para simular a microrrede híbrida com a configuração proposta, de modo a permitir a avaliação da performance dos gerenciamentos de potência e de baterias desenvolvidos nesta tese. Os resultados apresentam um comportamento satisfatório nos dois modos de operação, a THD e o fator de potência constatam uma melhora de desempenho na qualidade da energia elétrica nos pontos de acoplamento da microrrede

híbrida. Também se verifica uma atuação adequada do sistema de gerenciamento de baterias, evitando condições de operação danosas aos dispositivos de armazenamento. Desta forma, constata-se que o conversor de interligação modificado proposto, que é integrado ao sistema de armazenamento de energia centralizado, permite gerenciar adequadamente o fluxo de potência nas microrrede CC e CA.

**Palavras-chaves**: Microrredes, Gerenciamento de Potência, Conversor de Interligação, Qualidade da Energia, Sistemas de Armazenamento de Energia, Fontes Renováveis.

## Abstract

The increase of renewable energy sources presence in the global energy matrices is directly associated with environmental aspects and the advances of the smart grid concepts. Despite this, the intermittence of such sources is responsible for negative impacts on the electricity supply, both in relation to the power quality and system reliability. In order to overcome these obstacles, future perspectives indicate the energy storage systems as promising solutions. In the microgrids context, the energy storage system is a crucial technology for operations in standalone mode, being also important to improve operation in grid-connected mode. The thesis proposed aims to establish power management strategies (PMS) to improve the power quality of a hybrid AC/DC microgrid operating in grid-connected and standalone modes. For this, a modified interlinking converter topology is used, which acts as a centralized energy storage system. Such topology is called the Two Stages Interlinking Converter with Energy Storage Device (TSILC-ESD), being composed by a bidirectional half-bridge DC-DC converter in cascaded with a voltage source DC-AC converter. Besides, a battery energy storage system is connected in the DC bus between the converter stages. In addition to TSILC-ESD, an Interlinking converter is used to form the microgrids in both operation modes. In the power management of the grid-connected mode, the interlinking converters act in the DC microgrid formation, the power sharing, the voltage regulation, the harmonic mitigation and the reactive compensation, employing ancillary services to the utility grid. In standalone mode, the converters operate act as grid-forming to the AC and DC microgrids, in addition to mitigating voltage harmonics, that allows for satisfactory operation of the standalone hybrid microgrid. To include protection aspects to the batteries, a battery management system (BMS) based on the state of charge is also proposed for each of operation modes. When the hybrid microgrid operates in grid-connected mode, damage to the batteries is avoided by the operation restriction of the TSILC-ESD, while in standalone mode, such devices are preserved by means of the selectivity of loads and sources of the system. Thereby, the MatLab/Simulink software is used to simulate the hybrid microgrid with the proposed configuration, in order to allow the evaluation performance of the PMS and BMS developed in this thesis. The results show a satisfactory behave in both operation modes, with an power quality improvement in the point coupling common of the hybrid microgrid. An adequate performance of the battery management system is also verified, avoiding harmful operating conditions for these storage devices. Thereby, it appears that the proposed modified interlinking converter, that is integrated into the centralized energy storage system, allows the adequate power management in the DC and AC microgrids.

**Keywords**: Microgrids, Power Management Strategy, Interlinked Converters, Power Quality, Energy Storage System, Renewable Sources.

My mama always said, Life was like a box of chocolates. You never know what you are gonna get. (Forrest Gump)

# Lista de ilustrações

Figura 1.1 –	- Receita global, em bil hoe de dolares, projetada do mercado de baterias	
	de íon de lítio. (Fonte: Statista)	24
Figura 2.1 –	- Esquemático da microrrede híbrida CA/CC	33
Figura 2.2 –	- Representação do sistema fotovoltai co como fonte CC controlada. $\ .\ .$	34
Figura 2.3 –	- Representação do sistema eólico como fonte CA controlada	35
Figura 2.4 –	- Circuito do conjunto de cargas CA empregadas na microrrede híbrida.	37
Figura 2.5 –	- Circuito da Carga Não-linear empregada no lado CA da microrrede	
	híbrida	39
Figura 2.6 –	- Forma de onda da corrente consumida pela Carga Não-linear	39
Figura 2.7 –	- Modelagem de Shepherd para representação da batería	40
Figura 2.8 –	- Resposta da tensão de saída da bateria em relação a o $SOC,$ para des-	
	carga e recarga	42
Figura 2.9 –	- Diagrama esquemático com os modos de operação dos conversores de	
	uma microrrede.	42
Figura 3.1 –	- Diagrama detalhado da microrrede híbrida no modo conectado à rede	
	elétrica, com destaque aos conversores de interligação modificados $\ .$	48
Figura 3.2 –	-Estratégia de controle e gerenciamento de potência do $ILC$ , em modo	
	conectado à rede elétrica.	49
Figura 3.3 –	-Estratégia de controle e gerenciamento de potência do $ILC$ , em modo	
	conectado à rede elétrica.	51
Figura 3.4 –	-Estratégia de controle e gerenciamento de potência do $BC$ , em modo	
	conectado à rede elétrica.	54
Figura 3.5 –	- Estratégia de controle e técnicas de mitigação do VSCa, em modo co-	
	nectado à rede elétrica	56
Figura 4.1 –	- Diagrama detalhado da microrrede híbrida no modo autônomo, com	
_	destaque aos conversores de interligação modificados.	61
Figura 4.2 –	- Estratégia de controle e gerenciamento de potência do <i>ILC</i> , em modo	
_		62
Figura 5.1 –	- Fluxograma do <i>BMS</i> para restrições de operação	66
Figura 5.2 –	- Fluxograma das condições de seletividade do <i>BMS</i> . a) Fontes; b) Cargas.	68
Figura 6.1 –	- Perfis de potência das cargas e fontes. a) Microrrede CC; b) Microrrede	<b>_</b> :
<b>D</b>	CA	71
Figura 6.2 –	- Compartilhamento de potência na microrrede CC	72
Figura 6.3 -	- Compartilhamento de potência na microrrede CA	73

Figura 6.4 – Fluxo de potência no <i>TSILC-ESD</i>	1
Figura $6.5$ – Tensão no barramento da Microrrede CC: Tensão de referência, Tensão	
de droop e Tensão regulado pelo controle hierárquico 75	5
Figura 6.6 – Formas de onda das correntes no PAC da rede elétrica e da carga não	
linear. a) sem mitigação de harmônicas; b) com mitigação de harmônicas. 76	3
Figura $6.7-{\rm Comparação}$ da forma de onda da corrente no PAC da rede elétrica	
entre os casos com e sem mitigação de harmônicas	7
Figura 6.8 – Espectro harmônico da corrente da rede elétrica sem e com mitigação,	
para cada condição de operação	3
Figura 6.9 – Perfil de reativo da microrrede CA	)
Figura 6.10–Potência reativa da rede elétrica e dos conversores de potência, sem	
compensação de reativos	)
Figura 6.11–a)Potência reativa da rede elétrica e dos conversores de potência, com	
compensação de reativos; b) Comparação do fator de potência entre os	
casos com e sem compensação de reativos	)
Figura 6.12–Perfis das cargas e fontes da microrrede híbrida no modo conectado à	
rede elétrica. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA	2
Figura 6.13–Estado de carga do banco de baterias e as restrições do $BMS$ no modo	
conectado à rede elétrica. a) SOC; b) BMS	3
Figura 6.14–Compartilhamento de potência na microrrede CC com a influência do	
BMSna operação da microrrede híbrida no modo conectado à rede	
elétrica	1
Figura 6.15–Compartilhamento de potência na microrrede CA com a influência do	
BMSna operação da microrrede híbrida no modo conectado à rede	
elétrica	5
Figura 6.16–Fluxo de potência no $TSILC\text{-}ESD$ com a influência do $BMS$ na opera-	
ção da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica. $\ldots$ 86	3
Figura 6.17–Tensão no barramento CC com a influência do $BMS$ na operação da	
microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica. $\ldots \ldots \ldots $ 86	3
Figura 6.18–Formas de onda de corrente no PAC da rede elétrica com influência do	
BMS	7
Figura 6.19–Perfil de potência reativa da microrrede CA	)
Figura 6.20–Compensação de potência reativa da rede elétrica 90	)
Figura 6.21–Fator de potência no PAC da rede elétrica	)
Figura 6.22–Perfis de potência das cargas e fontes em modo autônomo. a) Micror-	
rede CC; b) Microrrede CA. $\dots \dots \dots$	L
Figura 6.23–Formação da Microrrede CC	2
Figura 6.24–Fluxo de potência na microrrede CC	2

Figura 6.25–Formação da microrrede CA	. 93
Figura 6.26–Fluxo de potência na microrrede CA	. 94
Figura 6.27–Forma de onda da tensão da microrrede CA, com e sem mitigação de	
harmônicas.	. 94
Figura 6.28–Perfis de referência das cargas e fontes da microrrede híbrida em modo	
autônomo. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA.	. 96
Figura 6.29– $SOC$ do banco de baterias e a seletividade do $BMS$ da microrrede	
híbrida em modo autônomo. a) $SOC$ ; b) $BMS$	. 97
Figura 6.30–Perfis de potência efetivos de cargas e fontes da microrrede híbrida em	
modo autônomo com impacto da seletividade do $BMS\!.$ a) Microrrede	
CC; b) Microrrede CA	. 98
Figura 6.31–Formação da microrrede CC com $BMS$	. 100
Figura 6.32–Fluxo de potência da microrrede CC no modo autônomo com $BMS$ .	. 100
Figura 6.33–Formação da microrrede AC com $BMS$	. 101
Figura 6.34–Fluxo de potência da microrrede AC no modo autônomo com $BMS$ .	. 102
Figura 6.35–Fluxo de potência do $\mathit{TSILC\text{-}ESD}$ no modo autônomo com $\mathit{BMS}$	. 102
Figura 6.36–Formas de onda de tensão da microrrede ${\rm CA}$ em modo autônomo com	
BMS	. 103
Figura B.1–Esquemático da Microrrede Híbrida no <i>Simulink</i>	. 123
Figura B.2–Esquemático da Microrrede CC no Simulink	. 124
Figura B.3–Esquemático da Microrrede CA no Simulink	. 125
Figura B.4–Esquemático da Carga CC no Simulink.	. 125
Figura B.5–Esquemático da Carga CA no <i>Simulink</i> .	. 126
Figura B.6–Esquemático da Carga Não Linear no Simulink	. 127
Figura B.7–Esquemático da Fonte CC no Simulink	. 128
Figura B.8–Esquemático da Fonte CA no Simulink	. 128
Figura B.9–Esquemático da estratégia de controle do $ILC$ no Simulink	. 129
Figura B.10–Esquemático do <i>PLL</i> no <i>Simulink</i> .	. 130
Figura B.11–Esquemático do controle de tensão do <i>ILC</i> no <i>Simulink</i>	. 131
Figura B.12–Esquemático do controle de corrente do <i>ILC</i> no <i>Simulink</i>	. 132
Figura B.13–Esquemático do <i>Droop</i> CC do <i>ILC</i> no <i>Simulink</i>	. 133
Figura B.14–Esquemático do controle hierárquico do <i>ILC</i> no <i>Simulink</i>	. 133
Figura B.15–Esquemático do gerador de referência de tensão do $I\!LC$ em modo autô-	
nomo no Simulink	. 134
Figura B.16–Esquemático da estratégia de controle do $BC$ no Simulink	. 134
Figura B.17–Esquemático do controle de tensão do $BC$ no Simulink	. 135
Figura B.18–Esquemático do controle de corrente do $BC$ no Simulink	. 135
Figura B.19–Esquemático do <i>Droop</i> CC do <i>BC</i> no <i>Simulink</i>	. 136

Figura B.20–Esquemático do controle hierárquico do <i>ILC</i> no <i>Simulink</i>
Figura B.21–Esquemático da estratégia de controle do VSCa no Simulink 137
Figura B.22–Esquemático do controle de corrente do VSCa no Simulink
Figura B.23–Esquemático da mitigação de harmônicas do VSCa no Simulink 139
Figura B.24–Esquemático do <i>BMS</i> no <i>Simulink</i>
Figura B.25–Esquemático do <i>BMS</i> no <i>Simulink</i>
Figura B.26–Esquemático do bloco da bateria no Simulink
Figura B.27–Esquemático do modo de descarga no Simulink
Figura B.28–Esquemático do modo de recarga no Simulink
Figura B.29–Esquemático da seleção do modo no Simulink
Figura B.30–Esquemático do modelo da bateria no Simulink

# Lista de tabelas

Tabela 6.1 – Condições de operação para cada evento $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	71
Tabela $6.2-{\rm Resposta}$ da análise de distorções harmônicas na microrrede híbrida	77
Tabela $6.3-{\rm Condições}$ de operação dos eventos no modo conectado à rede elétrica	
$\operatorname{com} BMS$	82
Tabela 6.4 – Resposta da análise de distorções harmônicas na microrrede híbrida	
em modo conectado à rede com $BMS$	88
Tabela $6.5-{\rm Resposta}$ da análise de distorções harmônicas de na microrrede híbrida	
em modo autônomo	95
Tabela 6.6 – Condições de operação de cada evento em modo autônomo com $BMS.$ .	97
Tabela 6.7 – Resposta da análise de distorções harmônicas na microrrede híbrida	
em modo autônomo com $BMS$	104
Tabela A.1–Parâmetros da Simulação em Simulink	118
Tabela A.2–Parâmetros da Rede Elétrica	118
Tabela A.3–Parâmetros da célula íon-lítio	119
Tabela A.4–Parâmetros da célula íon-lítio	119
Tabela A.5–Parâmetros dos Conversores de Interligação	120
Tabela A.6–Parâmetros da sintonia dos controladores por resposta em frequência $% \mathcal{A}$ .	120
Tabela A.7–Parâmetro dos controladores $PI$	121
Tabela A.8–Parâmetros do barramento CC, Droop CC e Controle Hierárquico $\ . \ .$	122

# Nomeclatura e Lista de Símbolos

## Nomeclatura

ACMG	AC Microgrid - Microrrede CA
BC	Bidirectional Chopper - Chopper Bidirecional
BESS	Battery Energy Storage System - Sistema de Armazenamento à Baterias
BMS	Battery Management System - Sistema de Gerenciamento das Baterias
CAR	Conversores Alimentadores da Rede
$\mathbf{CFR}$	Conversores Formadores da Rede
$\mathbf{CSR}$	Conversores de Suporte à Rede
DCMG	DC Microgrid - Microrrede CC
ESD	Energy Storage Device - Dispositivo de Armazenamento de Energia
ESS	Energy Storage System - Sistema de Armazenamento de Energia
FER	Fontes Renováveis de Energia
$\operatorname{GD}$	Geração Distribuída
HMG	Hybrid $AC/DC$ Microgrid - Microrrede Híbrida $\mathrm{CA/CC}$
ILC	Interlinking Converter - Conversor de Interligação
LPF	Low Pass Filter - Filtro Passa Baixa
MPPT	Maximum Power Point Tracking - Rastreador do Ponto de Máxima Potência

- PAC Ponto de Acoplamento com a Rede
- **PI** Proportional Integral Proporcional Integral
- PLL Phase-Locked Loop
- **PMS** Power Management Strategy Estratégia de Gerenciamento de Potência
- **QEE** Qualidade da Energia Elétrica
- **VSC** Voltage Source Converter Conversor Fonte de Tensão
- **SOC** State of Charge Estado de Carga

SVPWM Space Vector Pulse Width Modulation - Modulação Vetorial Espacial

- **THD** Total Harmonic Distortion Distorção Harmônica Total
- **TSILC** Two-Stage Interlinking Converter Conversor de interligação de Dois Estágios
- VSCa Auxiliary Voltage Source Converter Conversor Fonte de Tensão Auxiliar

## Lista de Símbolos

 $C_{DCMG}, C_{BESS}, C_i$  - Capacitâncias da DCMG, do BESS e do filtro LC [F]  $D_B$  - Ciclo de trabalho do BC  $d_{V_{ic}}, d_{V_{bc}}$  - Tensão de restauração do controle hierárquico [V]  $e_{iv}, e_{iid}, e_{iiq}, e_{vid}, e_{viq}, e_{bv}, e_{bi} e_{bc}, e_{ic}$  - Erros das malhas de controle  $E_{bat}, V_{bat}$  - Tensões interna e externa das baterias [V]  $f_{sw_i}, f_{sw_v}, f_{sw_b}$  - Frequências de chaveamento dos conversores de potência [Hz] H - Indicador de restrição de operação das baterias do BMS  $I_{bc}, I_{cc_{ilc}}, I_{cc_{vsca}}, I_{abc_{ilc}}, I_{abc_{vsca}}$  - Correntes dos conversores de potência [A]  $I_{SCC}, I_{abc_{SCA}}$  - Correntes das fontes [A]  $I_{LCC}, I_{abc_{LCA}}, I_{abc_{NLL}}$  - Correntes das cargas [A]  $I_{bat}$  - Corrente das baterias [A]

 $I_{abc_{arid}}$  - Corrente da rede elétrica [A]

 $I_{id}, I_{iq}, I_{vd}, I_{vq}$  - Correntes dos conversores no domínio dq [A]

 $I_{id_{REF}},\,I_{iq_{REF}},\,I_{vd_{REF}},\,I_{vq_{REF}},\,I_{bc_{REF}}$  - Referências das correntes [A]

 $I_{hd}$ ,  $I_{hq}$  - Correntes de reparação de harmônicas [A]

 $I_{Ld}$ ,  $I_{Lq}$  - Correntes da carga não linear no domínio dq [A]

 $I_{Ldf}, I_{Lqf}$  - Correntes fundamentais da carga não linear no domínio dq [A]

 $J_b$  - Energia utilizada pelas baterias [Ah]

 $K_{ic}, K_{bc}$  - Constantes do Droop CC

 $K_{pd_{ic}},\,K_{id_{ic}},\,K_{pd_{bc}},\,K_{id_{bc}}$  - Parâmetros dos PI do controle hierárquico

 $Kp_{i_{ilc}},\,Ki_{i_{ilc}}$  - Parametros do PI da malha de corrente do ILC

 $Kp_{i_{vsca}},\,Ki_{i_{vsca}}$  - Parametros do PI da malha de corrente do VSCA

 $Kp_{i_{bc}}, Ki_{i_{bc}}$  - Parametros do PI da malha de corrente do BC

 $Kp_{v_{ilc}}, Ki_{v_{ilc}}$  - Parametros do PI da malha de tensão CC do ILC

 $Kp_{v_{bc}}, Ki_{v_{bc}}$  - Parametros do PI da malha de tensão CC do BC

 $Kp_{vdq_{ilc}},\,Kidq_{v_{ilc}}$ - Parametros do PIda malha de tensão CA do ILC

L - Indicador de seletividade de cargas do BMS

 $L_b, L_i, L_v$  - Indutância dos conversores de potência [H]

 $m_{id}, m_{iq}, m_{vd}, m_{vq}$  - Índices de modulação dos conversores no domínio dq

 $m_{ia}, m_{ib}, m_{ic}, m_{va}, m_{vb}, m_{vc}$ ,- Índices de modulação trifásicos dos conversores

 $P_{ilc}, P_{vsca}, P_{bc}$  - Potências ativas dos conversores de potência [W]

 $P_{nom_{ilc}}, P_{nom_{vsca}}, P_{nom_{bc}}$  - Potências nominal dos conversores de potência [W]

 $P_{S_{CC}}, P_{S_{CA}}, P_{L_{CC}}, P_{L_{CA}}, P_{NLL}$  - Potências ativas das fontes e cargas [W]

 $P_{bess}, P_{grid}$  - Potências ativas do BESS e da rede elétrica [W]

 $P_{losses}$  - Perdas dos conversores de potência [W]

 $P_{ilc_{REF}}, P_{vsca_{REF}}, P_{bc_{REF}}$  - Potências ativas de referência dos conversores [W]

 $Q_{ilc}, Q_{vsca}, Q_{bc}$  - Potências reativas dos conversores de potência [VAr]

 $Q_{S_{CA}}, Q_{L_{CA}}, Q_{NLL}$  - Potências reativas das fontes e cargas [VAr]

 $Q_{qrid}$  - Potência reativa da rede elétrica [VAr]

 $Q_{ilc_{REF}}, Q_{vsca_{REF}}$  - Potências reativas de referência dos conversores [VAr]

 $R_i, R_v, R_b$  - Resitências internas dos indutores dos conversores de potência [ $\Omega$ ]

S - Indicador de seletividade de fontes do BMS

SOC - State of Charge [%]

 $SOC_o, SOC_{min}, SOC_{max}$  - Estados de carga ínicial, mínimo e máximo [%]

 $S_{i1a}, S_{i1b}, S_{i2a}, S_{i2b}, S_{i3a}, S_{i3b}$  - Chaves IGBT utilizadas no ILC

 $S_{v1a}, S_{v1b}, S_{v2a}, S_{v2b}, S_{v3a}, S_{v3b}$  - Chaves IGBT utilizadas no VSCa

 $S_{b1a}, S_{b1b}$  - Chaves IGBT utilizadas no BC

 $V_{id},\,V_{vq},\,V_{vd},\,V_{vq}$  - Tensões no domínio dq dos conversores de potência [V]

 $V_{abc_{ilc}}, V_{abc_{vsca}}$  - Tensões trifásicas de saída dos conversores de potência [V]

 $V_{A_{grid}},\,V_{B_{grid}},\,V_{C_{grid}}$  - Tensões de fase da rede elétrica [V]

 $V_{droop}$  - Tensão de *Droop* CA [V]

 $V_{CC_{REF}}, V_{CC}$  - Tensões de Referência e Medição do *link* CC da *DCMG* [V]  $V_{CC_{ic}}, V_{CC_{bc}}$  - Tensões de *Droop* CC [V]

 $V_{max}, V_{min}$  - Tensões máxima e mínima da faixa aceitável do Droop CA [V]

 $W_b, E_{0_b}, R_{bat}, K_b, A_b, B_b$  - Parâmetros da célula de ion-lítio

 $\Delta V_{CC}$  - Faixa de desvio de tensão do barramento CC [V]

 $\phi_{i_{ilc}},\,\phi_{i_{vsca}},\,\phi_{i_{bc}},\phi_{v_{ilc}},\,\phi_{v_{bc}}$  - Margens de fase dos PI  $[^{\rm O}]$ 

 $\theta_S$  - Ângulo de síncronismo da rede elétrica [°]

 $\omega_o$  - Frequência da rede elétrica [rad/s]

 $\omega_{droop}$  - Frequência de *Droop* CA [rad/s]

 $\omega_{max}, \omega_{min}$  - Frequência máxima e mínima da faixa do Droop CA [rad/s]

 $\omega_{i_{ilc}}, \omega_{i_{vsca}}, \omega_{i_{bc}}, \omega_{v_{ilc}}, \omega_{v_{bc}}$  - Frequências de cruzamento dos PI [rad/s]

# Sumário

1	Intr	odução		24
	1.1	Conte	xtualização	24
	1.2	Estade	o da Arte	26
	1.3	Objeti	ivos e Contribuições	30
	1.4	Organ	ização do Trabalho	31
2	Mo	Aodelagem dos Elementos da Microrrede Híbrida CA/CC		
	2.1	Consid	derações Iniciais	33
	2.2	Geraç	ão Distribuida	34
		2.2.1	Fonte CC	34
		2.2.2	Fonte CA	35
	2.3	Carga	s Elétricas	36
		2.3.1	Carga CC	36
		2.3.2	Carga CA	37
		2.3.3	Carga Não Linear	38
	2.4	Rede	Elétrica	39
	2.5	Banco	de Baterias	40
2.6 Conversores de Potência		prsores de Potência	42	
		2.6.1	Modos de Operação dos Conversores da Microrrede	43
		2.6.2	ILC	44
		2.6.3	TSILC-ESD	45
	2.7	Consid	derações Finais	46
3	Con	trole e	Gerenciamento de Potência da Microrrede Híbrida em Modo	
	Con	ectado		48
	3.1	Consid	derações Iniciais	48
	3.2	Conve	ersor de Interligação - $ILC$	49
		3.2.1	Malha de Controle do $ILC$	50
		3.2.2	Compartilhamento de Potência do $ILC$	51
		3.2.3	Regulação de Tensão CC do $ILC$	52
		3.2.4	Compensação de Reativos do $ILC$	52
	3.3	Conve	ersor CC-CC <i>Chopper</i> Bidirecional - $BC$	53
		3.3.1	Malha de Controle do $BC$	53
		3.3.2	Compartilhamento de Potência do $BC$	55
		3.3.3	Regulação de Tensão CC do $BC$	55
3.4 Conversor Fonte de Tensão Auxiliar - VSCa		Conve	ersor Fonte de Tensão Auxiliar - <i>VSCa</i>	56

		3.4.1	Malha de Controle do $VSCa$	57
		3.4.2	Compartilhamento de Potência do VSCa	57
		3.4.3	Mitigação de Harmônicas do $VSCa$	58
		3.4.4	Compensação de Reativos do $VSCa$	59
	3.5	Consi	derações Finais	59
4	Con	trole e	e Gerenciamento de Potência da Microrrede Híbrida em Modo	
	Aut	ônomo	)	60
	4.1	Consi	derações Iniciais	60
	4.2	$ILC \in$	em Modo Autônomo	60
	4.3	BC en	m Modo Autônomo	63
	4.4	VSCa	u em Modo Autônomo	63
	4.5	Consi	derações Finais	64
5	Sist	ema de	e Gerenciamento de Baterias - <i>BMS</i>	65
	5.1	Consi	derações Iniciais	65
	5.2	Restri	ições de Operação no Modo Conectado à Rede Elétrica $\ .\ .\ .\ .$	65
	5.3	Condi	ições de Seletividade no Modo Autônomo	67
	5.4	Consi	derações Finais	69
6	Res	ultados	s e Discussões	70
	6.1	Consi	derações Iniciais	70
	6.2	Resul	tados em Modo Conectado à Rede Elétrica	71
		6.2.1	Compartilhamento de Potência e Regulação de Tensão CC $\ .\ .\ .$	72
		6.2.2	Regulação de Tensão CC	74
		6.2.3	Mitigação de Harmônicas	75
		6.2.4	Compensação de Potência Reativa	78
	6.3	Resul	tados em Modo Conectado à Rede Elétrica com Gerenciamento das	
		Bater	ias	81
		6.3.1	Compartilhamento de Potência	83
		6.3.2	Regulação de Tensão CC	86
		6.3.3	Mitigação de Harmônicas	87
		6.3.4	Compensação de Potência Reativa	89
	6.4	Resul	tados em Modo Autônomo	91
		6.4.1	Formação da Microrrede CC	92
		6.4.2	Formação da Microrrede CA	93
		6.4.3	Mitigação das Harmônicas de Tensão CA	94
	6.5	Resul	tados em Modo Autônomo com Gerenciamento das Baterias $\ .\ .\ .$	95
		6.5.1	Seletividade do Gerênciamento das Baterias	98
		6.5.2	Formação da Microrrede CC	99
		6.5.3	Formação da Microrrede CA	101

		6.5.4	Mitigação das Harmônicas de Tensão CA	
	6.6	Consid	lerações Finais	
7	Con	clusões	Gerais e Trabalhos Futuros	
	7.1	Conclu	ısões	
	7.2	Trabal	hos Futuros	
	7.3	Publicações Resultantes da Pesquisa Realizada		
		7.3.1	Publicações em Congressos	
		7.3.2	Publicações em Periódicos	
Referências				
APÊNDICE A PARÂMETROS DA MICRORREDE HÍBRIDA CC/CA 118				
AF	PÊNC	DICE E	B ESQUEMÁTICOS DAS SIMULAÇÕES	

23

## 1 Introdução

### 1.1 Contextualização

Conforme a discussão sobre os impactos dos combustíveis fósseis foram avançando, acordos ambientais internacionais estabeleceram uma série de restrições, o que moldou o cenário energético mundial nos últimos anos (ALI et al., 2017). Nesse contexto, a estrutura das redes elétricas vem se aprimorando em consonância aos conceitos das redes inteligentes, de modo a se adequar às novas tecnologias e aos requisitos de mercado (FANG et al., 2012). Isso pode ser constatado pela crescente consolidação da geração distribuída (GD) e do uso de fontes de energia renováveis (FER) nas principais matrizes energéticas do globo. Anos de incentivo permitiram uma significativa evolução das tecnologias de conversão de energia, promovendo a viabilidade competitiva das fontes eólicas e fotovoltaicas no mercado energético (DUNBAR et al., 2016; ZAMANI-DEHKORDI et al., 2017). Todavia, a inserção massiva de tais fontes no sistema elétrico pode ocasionar problemas na confiabilidade e na qualidade da energia elétrica (QEE) gerada. O fornecimento de energia é afetado pelo comportamento irregular do vento e da irradiação solar, que resultam nas variações de potência desses sistemas de geração. Desta forma, para garantir um fornecimento adequado de energia em uma rede elétrica com alta penetração de fontes renováveis intermitentes, evidencia-se a necessidade de estudos detalhados sobre os sistemas de armazenamento de energia (do inglês, Energy Storage Systems - ESS) (ZAMANI-DEHKORDI et al., 2017; NAGARAJAN; AYYANAR, 2015). A Figura 1.1 mostra a estimativa de crescimento financeiro do mercado de baterias até 2026 (STA-TISTA, ).



Figura 1.1 – Receita global, em bil hoe de dolares, projetada do mercado de baterias de íon de lítio. (Fonte: Statista)

Os dispositivos de armazenamento de energia (do inglês, Energy Storage Device - ESD) são capazes de mitigar as variações acentuadas no perfil das fontes renováveis, o que permite gerenciar o desbalanço energético e controlar o fator de potência, a distorção harmônica total (do inglês, Total Harmônic Distortion - THD) e os níveis de tensão e frequência da rede elétrica (ORTEGA; MILANO, 2016). Devido essa demanda, diferentes tecnologias de armazenamento de energia vêm sendo desenvolvidas, como volantes de inércia (flywheel), supercapacitores, baterias ion-litio, bombeamento reverso (pumped-hydro), células a combustível, ar comprimido (do inglês, Compressed Air Energy Storage - CAES), entre outras (DEKKA et al., 2015; COLSON; NEHRIR, 2009). A composição entre fontes renováveis, sistemas de armazenamento de energia e cargas elétricas, no contexto da geração distribuída e das redes elétricas inteligentes, caracterizam o conceito de microrrede (ZAMORA; SRIVASTAVA, 2010). Entre diferentes tipos de configurações, uma que possui um grande interesse investigativo é a microrrede híbrida CA/CC. Isso se deve a sua maior flexibilidade, pois é composta por duas subrredes, onde separam-se as cargas e fontes de energia de corrente alternadas das de corrente contínua (UNAMUNO; BAR-RENA, 2015a). Desta forma, a microrrede híbrida CA/CC é constituída por fontes eólicas e fotovoltaicas, cargas CA e CC, conversores de interligação, sistemas de armazenamento de energia e rede elétrica.

A importância dos sistemas de armazenamento de energia na microrrede híbrida CA/CC se deve ao gerenciamento da potência que é gerada e consumida pelo sistema (NEJABATKHAH; LI, 2015). Nesse contexto, o ESS tem a função de atenuar os distúrbios relativos às variações de potência das fontes renováveis e das cargas CA e CC, provendo serviços ancilares quando conectado à rede elétrica. Em operação autônoma, o ESS é necessário para a formação das microrredes CA e CC, sendo responsáveis pela referência de tensão para as cargas e fontes. Assim, o sistemas de armazenamento de energia deve garantir uma operação adequada da microrrede híbrida, em ambos os modos de operação. Devido a importância dos ESS para o funcionamento das microrredes, é preciso garantir que esses dispositivos não atuem em condições nocivas. Para isso, são elaborados os sistemas de gerenciamento de baterias, que se baseiam em aspectos como o estado de carga (do inglês, State of Charge - SOC) para definir a região de operação desses dispositivos (KIM et al., 2017; MALIK et al., 2017a). Desta forma, diversas pesquisas possuem o interesse em integrar adequadamente diferentes fontes renováveis e cargas elétricas em uma microrrede, tanto em modo autônomo quanto conectado à rede elétrica, mantendo a confiabilidade, a qualidade da energia fornecida, e a integridade dos dispositivos de armazenamento.

### 1.2 Estado da Arte

As microrredes são sistemas elétricos de pequena escala interconectados e compostas por tecnologias de geração distribuída em conjunto com dispositivos de armazenamento de energia, possuindo o intuito de alimentar variados tipos de cargas elétricas locais (PARHIZI *et al.*, 2015; ELSAYED *et al.*, 2015b). De modo a manter a conformidade com os principais conceitos das redes elétricas inteligentes, as microrredes incorporam geração distribuída por meio de fontes renováveis, com destaque para os sistemas eólicos e fotovoltaicos. Outro fator importante das microrredes é a capacidade de operar de forma autônoma ou conectada à rede elétrica. Tais aspectos permitem uma maior versatilidade no controle do fluxo de potência, o que eleva a eficiência e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica (PARHIZI *et al.*, 2015; ROCABERT *et al.*, 2012). A configuração das microrredes são caracterizadas de acordo com as fontes e cargas utilizadas, podendo ser classificadas em três tipos: microrrede CA, microrrede CC e microrrede híbrida CA/CC (ROCABERT *et al.*, 2012; NEJABATKHAH; LI, 2015).

Devido à consolidação da corrente alternada na estruturação dos sistemas elétricos de potência, as microrredes CA (do inglês, AC microgrids - ACMG) são boas opções para o gerenciamento e fornecimento de energia em plantas industriais, que têm o motor de indução trifásico como principal tipo de carga (JUSTO et al., 2013). Outro fator favorável às microrredes CA está relacionado aos avanços dos conversores de potência, que podem ser classificados conforme os modos de operação na microrrede, sendo formadores, alimentadores ou de suporte (ROCABERT et al., 2012; ENGLER, 2004). Pesquisas como (ROCABERT et al., 2012; MATOS et al., 2014; SAHOO et al., 2017; GUERRERO et al., 2011; LI et al., 2019; HOU et al., 2018; GUI et al., 2018; MAHMUD et al., 2019; NUTKANI et al., 2013; WU et al., 2014; HAN et al., 2015; AVILA; CHU, 2017; WEN et al., 2018) apresentam estratégias de controle e gerenciamento de potência empregados nos conversores da ACMG. Em (MATOS et al., 2014) é aplicado um controle baseado em técnica de droop para uma microrredes CA autônoma. Já em (ROCABERT et al., 2012; GUERRERO et al., 2011; LI et al., 2019) são apresentadas estratégias baseadas em controle hierárquico empregadas para essas microrredes. No caso de (HOU et al., 2018), discute-se um controle hierárquico distribuído nos modos de operação autônomo, conectado à rede e de transição. Um controle coordenado baseado na teoria da passividade é aplicado em uma microrrede CA autônoma em (GUI et al., 2018). Já em (MAHMUD et al., 2019), um controle coordenado com multicamadas é proposto para o gerenciamento de potência da microrredes CA no modo conectado. Em (WU et al., 2014; HAN et al., 2015; AVILA; CHU, 2017; WEN et al., 2018), são abordados diferentes estratégias de gerenciamento de potência (do inglês, Power Management Strategies - PMS) para ACMG no modo autônomo.

A evolução da eletrônica de potência permitiu um melhor desenvolvimento de dispositivos de corrente contínua, como sistemas de armazenamento de energia, cargas e fontes de corrente contínua, que operando conjuntamente podem formar uma microrrede CC (do inglês, DC microgrid - DCMG). Um exemplo disso são as aplicações existentes de microrredes CC em sistemas embarcados em aviões e barcos. Comparando com a microrrede CA, a vantagem da microrrede CC inclui a melhoria da eficiência, a ausência de problemas com potência reativa e distorções harmônicas, e uma menor complexidade na aplicação das estratégias de controle (JUSTO et al., 2013; NORDMAN; CHRISTENSEN, 2016). As arquiteturas e topologias das *DCMG* são descritas em (JUSTO et al., 2013; DRAGIČEVIĆ et al., 2015b; KUMAR et al., 2017; ELSAYED et al., 2015b). Estratégias de controle e gerenciamento dos conversores da microrrede CC são tratadas em pesquisas como(GUERRERO et al., 2011; LU et al., 2014; HUANG et al., 2014; TAH; DAS, 2016; LI et al., 2017; DRAGIČEVIĆ et al., 2015a; HAN et al., 2019; JIN et al., 2013; NASIRIAN et al., 2014; MORSTYN et al., 2015; CHEN et al., 2017; WU et al., 2015; WU et al., 2016; NETO et al., 2020b; NETO et al., 2020a). Já em (LU et al., 2014; HUANG et al., 2014; TAH; DAS, 2016; LI et al., 2017) são empregados controles descentralizados com base em técnicas droop para essas microrredes, sem comunicação entre os conversores de potência. O uso de estratégias com multicamadas baseadas em controles hierárquicos na microrrede CC são apresentadas por (GUERRERO et al., 2011; DRAGIČEVIĆ et al., 2015a; HAN et al., 2019; JIN et al., 2013). O compartilhamento de potência por controle cooperativo é pesquisado em (NASIRIAN et al., 2014; MORSTYN et al., 2015; CHEN et al., 2017). Geralmente, essas técnicas de controle hierárquico, coordenado e cooperativo exigiam o uso da comunicação nos conversores de potência. Em (WU et al., 2015; WU et al., 2016; NETO et al., 2020b) são propostas estratégias de gerenciamento de potência baseadas em inércia virtual. De modo mais profundo, (HAN et al., 2015; NETO et al., 2020a) abordam diferentes gerenciamentos para microrredes CC.

De modo a unir as vantagens das características positivas das tecnologias CA e CC, os estudos apontam as microrredes híbridas CA/CC (do inglês, *Hybrid AC/DC Microgrids - HMG*) como uma estrutura promissora para as redes inteligentes (??PLANAS *et al.*, 2015). Devido ao crescente interesse nessa estrutura, muitos estudos derivados de microrredes CA e CC enriquecem a literatura para microrredes híbridas. As configurações de *HMG* são contempladas em (NEJABATKHAH; LI, 2015; UNAMUNO; BARRENA, 2015b). Técnicas baseadas em *droop* para compartilhamento de potência em microrredes híbridas são discutidas em (MORTEZAPOUR; LESANI, 2018; MALIK *et al.*, 2017b; EISAPOUR-MOARREF *et al.*, 2019). Enquanto em (DOU; LIU, 2013; LU *et al.*, 2013; WANG *et al.*, 2017), estratégias baseadas em controle hierárquico com multicamadas são empregadas nos conversores de potência da microrrede híbrida. De forma similar, estratégias baseadas em inércia virtual são apresentadas em (LIU *et al.*, 2018; HE *et al.*, 2019). Já em (EAJAL *et al.*, 2016), aspectos de várias técnicas de controle são agrupados em uma abordagem de controle unificado. Diversos esquemas de controle e gerenciamento para essas microrredes são melhor detalhados em revisões da literatura, como em (NE-JABATKHAH; LI, 2015; SAHOO *et al.*, 2017; UNAMUNO; BARRENA, 2015c; MALIK *et al.*, 2017a; EGHTEDARPOUR; FARJAH, 2014; GUPTA *et al.*, 2018).

As microrredes híbridas possuem conversores de interligação (do inglês, Inter*linked Converter - ILC*) que permitem o fluxo de potência entre as microrredes CA e CC (LOH et al., 2012). Esses conversores operam de acordo com o objetivo demandado, podendo funcionar como conversor de formação da rede ou conversor de suporte à rede (ROCABERT et al., 2012; UNAMUNO; BARRENA, 2015c). As múltiplas funções dos *ILC* resultaram em diversos trabalhos presentes no estado da arte de microrrede híbridas. Em (TRICARICO et al., 2019), o autor apresenta uma nova topologia de ILC baseada em um conversor *interleaved* bidirecional para uma HMG, operando tanto no modo conectado quanto no modo autônomo. Além disso, uma técnica de projeto de controle para melhorar a estabilidade do conversor foi desenvolvida. Essa técnica em conjunto com topologia reduz melhoram a resposta transitória a variações de potência e elevam a confiabilidade da microrrede, mas requer o uso de mais indutores. Em (SADEGHI; KHEDERZADEH, 2019) é adotada uma topologia de conversor multinível para *ILC* com intuito de melhorar o controle por meio de uma regulação de tensão. Além disso, o uso de tal topologia possibilita reduzir a escala de filtros indutivos. No entanto, a configuração multinível requer mais chaves de potência, aumentando a complexidade do controle e as perdas de energia. Já em (PHAN; LEE, 2018), estuda-se um *ILC* que melhora a qualidade da energia em uma microrrede híbrida autônoma com carga não linear. Para isso, é proposto um esquema de controle, sem comunicação, que reduz as harmônicas no ponto de acoplamento comum (PAC) e permite o compartilhamento de potência entre as microrredes. Apesar disso, o impacto do desvio de tensão no barramento CC da microrrede híbrida não foi avaliado. De forma análoga, (TIAN et al., 2017) promove dois métodos de controle harmônico para *ILC*, a fim de reduzir distorções na forma de onda na microrrede híbrida. Tais métodos são baseados na teoria da impedância virtual e possuem baixa frequência de comutação, o que reduz os efeitos de atraso, mas afeta a resolução da forma de onda. Uma revisão das topologias e técnicas de regulação de *ILC* é detalhada em (ORDONO et al., 2019).

As diversas condições de operação e requisitos de performance para as microrredes híbridas CA/CC resultaram em diferentes pesquisas de estratégias de gerenciamento de potência para conversores de interligação (NEJABATKHAH; LI, 2015). Um controle *droop* com duas camadas é proposto como *PMS* para *ILC*, como detalhado por (EGH-TEDARPOUR; FARJAH, 2014). Esse *droop* modificado tem como objetivo um compartilhamento de potência descentralizado, no intuito de eliminar a necessidade de qualquer comunicação entre as GD ou microrredes. Esse estudo é realizado apenas no modo autônomo. Em (NAVARRO-RODRÍGUEZ et al., 2018) é empregada uma técnica adaptativa de compartilhamento de potência para uma microrrede híbrida com um ESS central e duas nanorredes CA. O objetivo deste gerenciamento de potência é minimizar o uso da rede elétrica e o uso excessivo do ESS, enquanto a busca aumenta a estabilidade do sistema no modo autônomo. Neste estudo não é abordado a microrrede CC com as cargas e fontes. Em (XIA et al., 2017), é analisada uma topologia de microrrede híbrida composta por múltiplas microrredes, CA e CC. Os autores propõem uma estratégia de gerenciamento de duas camadas por meio de uma subrrede composta por ESS. A primeira camada emprega um controle por *droop* no barramento CC comum da microrrede híbrida. Um controle coordenado é aplicado na segunda camada. Embora use droop, tal estratégia precisa de comunicação para a segunda camada. Uma visão geral com as principais pesquisas de gerenciamento de potência para HMG na literatura é descrita em (NEJABATKHAH; LI, 2015). O mesmo autor desenvolve uma revisão da literatura sobre *PMS* com foco na qualidade da energia de microrredes híbridas, conforme detalhado em (NEJABATKHAH et al., 2019).

Os dispositivos de armazenamento de energia, principalmente com banco de baterias, são tecnologias essênciais para a operação das microrredes. Devido a isso, os sistemas de gerenciamento de baterias (do inglês, Battery Management System - BMS) são desenvolvidos de modo a preservar a integridade desses dispositivos (HANNAN et al., 2018). Assim, na literatura, muitos trabalhos propõem diferentes tipos de gerenciamento de baterias. (ELSAYED et al., 2015a) propõe um BMS avançado com um sistema de diagnóstico para infraestrutura de redes elétricas inteligentes, como as microrredes. Tal BMS é baseado na divisão de cada conjunto de baterias em submatrizes, que são monitoradas e gerenciadas individualmente em cada módulo. Em (CHOWDHURY et al., 2019), um novo BMS baseado em dualidade e controle por droop adaptativo é proposto para um microrrede CC autônoma. Para isso, um arranjo de células de bateria é gerenciado por uma admitância virtual, que é ajustado de acordo com o SOC de cada célula. Além das aplicações em microrredes, estudos de BMS com finalidades em veículos elétricos também são tendências. No caso de (ZAN et al., 2020), os autores desenvolveram um BMS modular para os acionamentos de máquinas de relutância variável, com o objetivo de permitir que um veículo híbrido atue em cinco condições de operação. Uma nova topologia de conversor modular é proposta para aplicar tal *BMS*. Para destacar os aspectos de vida útil do banco de baterias, um BMS baseado na corrente máxima da bateria e na profundidade de descarga é promovido por (CORNO; POZZATO, 2019). Tais autores têm como objetivo aumentar a vida útil das baterias, garantindo um desempenho aceitável do veículo elétrico.

Para avaliar diferentes propostas de *BMS*, (BARRERAS *et al.*, 2016) desenvolveu uma bancada de testes utilizando um *hardware-in-the-loop* que emula um modelo de bateria íon-lítio, de acordo com as condições exigidas. Uma revisão das técnicas de gerenciamento de bateria é detalhada por (CI *et al.*, 2016).

### 1.3 Objetivos e Contribuições

O presente trabalho propõe estratégias de gerenciamento de potência para uma topologia de conversor de interligação modificada. O objetivo é aprimorar a qualidade da energia de uma microrrede híbrida CA/CC, prestando serviços ancilares em modo conectado à rede e aprimorando a operação do sistema em modo autônomo. Além disso, um sistema de gerenciamento de baterias é desenvolvido de modo a evitar que os dispositivos de armazenamento sejam danificados por operar em condições prejudiciais. Tal gerenciamento se baseia nas condições do estado de carga das baterias, no sentido da corrente, e no modo de operação da microrrede. A performance da microrrede híbrida se baseia nos parâmetros de qualidade da energia analisados, que são: as distorções harmônicas, o fator de potência e o desvio de tensão. Para a mitigação de harmônicas, são empregados filtros passa-baixa de 2<sup>a</sup> ordem para identificar as componentes não fundamentais e aplicar a correção na estratégia de controle dos conversores. O fator de potência é corrigido por meio de um fluxo de potência reativa compensando o reativo exigido pelas fontes e cargas CA. Um controle baseado em droop CC é usado para aplicar o compartilhamento de potência, e o controle hierárquico é empregado para a regulação de tensão no barramento CC da microrrede híbrida operando conectado à rede. No modo autônomo, utiliza-se o droop CA em conjunto com um gerador de referência de tensão para efetuar a formação da microrrede híbrida. Para avaliar as propostas de PMS, BMS e o desempenho da topologia de conversores de interligação modificados, simulações da microrrede híbrida CA/CC são desenvolvidas em *software MatLab/Simulink*.

À luz dos trabalhos de microrredes híbridas e conversores de interligação elencados no estado da arte, a proposta de tese baseou-se nas seguintes lacunas:

- 1. A integração entre um conversor de interligação e um dispositivo de armazenamento de energia raramente é abordado.
- 2. O uso de um sistema de armazenamento de energia centralizado gerenciando as microrredes CC e CA simultaneamente não é discutido em detalhes.
- 3. O conversor de interligação modificando e a configuração microrrede híbrida estudada permitem o desenvolvimento de propostas de *PMS* e *BMS*, tanto em operação autônoma quanto em operação conectada à rede elétrica.

Tendo em vista o levantamento bibliográfico e as possíveis abordagens de pesquisa envolvendo conversores de interligação em microrredes híbridas, as contribuições principais da tese são: A partir das lacunas listadas, as contribuições da teses são dadas da seguinte forma:

- 1. Uma proposta de conversor de interligação modificado integrado ao dispositivo de armazenamento de energia como uma topologia de conversor para a microrrede híbrida.
- Uma proposta de estratégia de gerenciamento de potência para gerenciar o fluxo de energia nas microrredes CC e CA com um sistema de armazenamento de energia centralizado.

Com base nas contribuições principais, as seguintes contribuições secundárias podem ser destacadas:

- O uso do conversor de interligação modificado para melhorar a qualidade da energia, mitigando os harmônicos e regulando o fator de potência no PAC, de modo a fornecer serviços ancilares à rede elétrica.
- 2. A elaboração de um *PMS* para o conversor de interligação modificado de modo a permitir a operação autônoma da microrrede híbrida.
- 3. O desenvolvimento de um *BMS* para evitar danos ao banco de baterias em ambos os modos de operação da microrrede híbrida.
- A avaliação do desempenho das propostas de *PMS* considerando as restrições do *BMS*.

Ao adotar a estratégia de gerenciamento elaborada em conjunto com o conversor de interligação modificado, aumenta-se a flexibilidade de operação da microrrede híbrida CA/CC. Assim, é possível gerenciar e fornecer suporte às microrredes CA e CC por meio de um sistema de armazenamento de energia centralizado, em ambos os modos de operação. Isso possibilita uma maior robustez da microrrede quando sujeito a variações de regime das fontes renováveis e das cargas, o que permite um fornecimento de energia com maior qualidade e confiabilidade, evitando reduzir a vida útil do banco de baterias.

### 1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado de forma a estabelecer o bom entendimento dos procedimentos de pesquisa adotados para se atingir os objetivos propostos anteriormente. Desta forma, têm-se:

- Capítulo 2 Modelagem dos Elementos da Microrrede Híbrida CA/CC: são caracterizados os principais elementos da microrrede híbrida CA/CC, sendo composto por: Geração Distribuída, Cargas Elétricas Locais, Rede Elétrica, Banco de Baterias, e Conversores de Potência.
- Capítulo 3 Controle e Gerenciamento de Potência dos Conversores de Interligação no Modo Conectado à Rede: neste capítulo são descritos as estratégias de controle e as técnicas de gerenciamento de potência aplicadas nos conversores *ILC*, *BC*, e *VSCa* quando a microrrede híbrida opera em modo conectado à rede elétrica. Assim, são abordadas técnicas para compartilhamento de potência, regulação de tensão CC, mitigação de harmônicas, e compensação de reativos.
- Capítulo 4 Controle e Gerenciamento de Potência dos Conversores de Interligação no Modo Autônomo: similar ao anterior, o capítulo 4 detalha as estratégias de controle e as técnicas de gerenciamento de potência empregadas pelos conversores *ILC*, *BC*, e *VSCa* para o modo de operação autônomo da microrrede híbrida. Desta forma, são abordadas as funções para a formação das microrredes e mitigação de harmônicas de tensão.
- Capítulo 5 Sistema de Gerenciamento das Baterias: detalha o BMS desenvolvido para evitar que o banco de baterias opere em condições prejudiciais. No modo conectado à rede, o BMS impõe a restrição de operação dos conversores de interligação quando SOC das baterias atinge os limites da faixa de operação. Para o modo autônomo, o BMS aplica uma seletividade de fontes ou cargas, de acordo com o SOC das baterias.
- Capítulo 6 Resultados e Discussões: a avaliação de desempenho das estratégias propostas na tese é dividida em quatro estudos de caso: 1 Resultados em modo conectado à rede, 2 Resultados em modo conectado à rede com *BMS*, 3 Resultados em modo autônomo, 4 Resultados em modo autônomo com *BMS*. Os dados resultantes das simulações, empregados nos estudos de casos propostos, são exibidos por meio de gráficos e tabelas.
- Capítulo 7 Conclusões e Trabalhos Futuros: Após analisar os resultados obtidos, ressalta-se as principais vantagens das propostas de *PMS* e *BMS* em ambos os modos de operação, assim como importância da topologia de conversores de interligação modificados apresentada. Aspectos importantes que não foram abordados nesse trabalho e podem agregar conhecimento nessa linha de pesquisa são indicados como possíveis trabalhos futuros. As publicações de congresso e revista produzidas durante o doutorado são destacadas.

# 2 Modelagem dos Elementos da Microrrede Híbrida CA/CC

### 2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentadas as tecnologias e funcionalidades necessárias para a modelagem dos elementos da microrrede híbrida CA/CC estudada. Os modelos e as configurações dos dispositivos que compõem a microrrede analisada são detalhados, com ênfase aos conversores eletrônicos e ao banco de baterias. Esse conteúdo permite a compreensão de aspectos significativos para a representação da microrrede híbrida. Desta forma, é possível estabelecer estudos mais profundos nas tecnologias contidas nesse sistema, de modo a promover estratégias de gerenciamento de potência, técnicas de mitigação da qualidade da energia, e sistema de gerenciamento de baterias.



MICRORREDE HÍBRIDA CA/CC

Figura 2.1 – Esquemático da microrrede híbrida CA/CC.

A topologia da microrrede híbrida analisada é composta por geração distribuída, cargas elétricas, rede elétrica, banco de baterias, e conversores de potência. As operações realizadas pela microrrede híbrida dependem dos conversores de potência, mais especificamente os conversores de interligação. A Figura 2.1 apresenta a configuração da microrrede híbrida estudada com os elementos descritos. Cada um desses elementos é melhor detalhado nas seções que seguem no Capítulo 2.

### 2.2 Geração Distribuida

A geração distribuída da microrrede geralmente é composta por fontes renováveis de energia, como as gerações fotovoltaica e eólica. Essas fontes primárias se comportam de acordo com a variação do perfil de irradiação e velocidade do vento. A corrente gerada por essas fontes não atende aos requisitos de tensão e frequência da rede elétrica, o que impossibilita o fornecimento direto. Para isso, conversores de potência são usados para condicionar a corrente gerada e estabelecer a interface da fonte de energia com a rede elétrica, permitindo a injeção de potência no sistema elétrico (ZAMORA; SRIVASTAVA, 2010). Esses conversores usam chaves de potência e empregam estratégias de controle de tensão e corrente, podendo ser representados por fontes de corrente controladas. Na microrrede híbrida analisada, a geração fotovoltaica e a eólica são definidas, de modo simplificado, como fonte CC e fonte CA, respectivamente, como descrito a seguir:

#### 2.2.1 Fonte CC

A fonte CC é representada por um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados a um conversor CC-CC operando com a técnica de rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês, *Maximum Power Point Tracking - MPPT*) (ESRAM; CHAPMAN, 2007), para obter a máxima potência gerada, conforme mostrado no detalhe *I* da Figura 2.1. Para simplificar as análises, esse sistema é aproximado por uma fonte de corrente ideal, injetando potência no barramento CC da microrrede. A Figura 2.2 apresenta o esquema de representação do sistema fotovoltaico em uma fonte de corrente contínua controlada.



Sistema Fotovoltaico

Figura 2.2 – Representação do sistema fotovoltaico como fonte CC controlada.

Com a representação mostrada na Figura 2.2, é possível definir o perfil de geração da fonte CC de acordo com as equações (2.1) e (2.2).

$$I_{Scc}(t) = I_{S_{CC_0}}(t) + I_{S_{CC_{sten}}}(t) + I_{S_{CC_{ramn}}}(t)$$
(2.1)

$$P_{S_{CC}}(t) = I_{S_{CC}}(t) * V_{CC}(t)$$
(2.2)

onde  $I_{S_{CC_0}}$ ,  $I_{S_{CC_{step}}}$  e  $I_{S_{CC_{ramp}}}$  são, respectivamente, as correntes inicial, em degrau e em rampa da fonte CC;  $V_{CC}$  é a tensão do barramento CC da microrrede; e  $P_{S_{CC}}$  é a potência gerada pela fonte CC. Como se trata do fornecimento de energia, tanto  $I_{S_{CC}}$  quanto  $P_{S_{CC}}$  são maiores que zero. O esquemático da fonte CC no *simulink* é apresentado na Figura B.7 do apêndice B.

#### 2.2.2 Fonte CA

O sistema de conversão de energia eólica com PMSG é um exemplo de geração distribuída com características de fonte CA. Esse sistema é uma turbina eólica associada a um conversor *back-to-back* que permite injetar a energia gerada na rede elétrica, como mostrado no detalhe II da Figura 2.1. De maneira simplificada, é possível representar o sistema eólico como três fontes de corrente alternada controladas. Cada fonte corresponde à corrente de uma fase, sendo defasadas em 120° uma da outra. É necessário aplicar o PLL (*Phase Locked Loop*) para sincronizar a fonte CA com a rede elétrica (RODRIGUEZ *et al.*, 2006). A Figura 2.3 mostra a representação da fonte CA.



Figura 2.3 – Representação do sistema eólico como fonte CA controlada.

Como mostrado na Figura 2.3, são empregadas funções nas fontes controladas para definir o comportamento senoidal da corrente elétrica da fonte CA. Assim, para estabelecer o perfil de potência da fonte CA, as seguintes equações são usadas.

$$I_{PS_{CA_{ref}}}(t) = I_{PS_{CA_0}}(t) + I_{PS_{CA_{step}}}(t) + I_{PS_{CA_{ramp}}}(t)$$
(2.3)

$$I_{S_{CA_A}}(t) = I_{PS_{CA_{ref}}}(t) sen \left(\omega_{ca}t + \phi_{ca}\right)$$
(2.4)

$$I_{S_{CA_B}}(t) = I_{PS_{CA_{ref}}}(t)sen\left(\omega_{ca}t - \frac{2\pi}{3} + \phi_{ca}\right)$$

$$(2.5)$$

$$I_{S_{CA_{C}}}(t) = I_{PS_{CA_{ref}}}(t)sen\left(\omega_{ca}t + \frac{2\pi}{3} + \phi_{ca}\right)$$
(2.6)

$$I_{S_{CArms}} = \sqrt{\frac{1}{T_o} \int_t^{t+T_o} I_{S_{CA_A}}^2(t) dt}$$
(2.7)

$$P_{S_{CA}} = 3V_{rms}I_{S_{CA_{rms}}}cos\phi_{ca} \tag{2.8}$$

$$Q_{S_{CA}} = 3V_{rms}I_{S_{CA_{rms}}}sen\phi_{CA} \tag{2.9}$$

onde  $I_{PS_{CA_0}}$ ,  $I_{PS_{CA_{step}}}$  e  $I_{PS_{CA_{ramp}}}$  são as referências inicial, degrau e rampa da amplitude da corrente, respectivamente;  $I_{S_{CA_{rms}}}$  é a amplitude da corrente de referência;  $I_{S_{CA_A}}$ ,  $I_{S_{CA_B}}$  e  $I_{S_{CA_C}}$  são as correntes em função do tempo de cada fase;  $I_{S_{CA_{rms}}}$  é a corrente RMS de uma fase;  $P_{S_{CA}} \in Q_{S_{CA}}$  é a potência ativa e reativa gerada pela fonte CA, respectivamente;  $V_{rms}$  é a tensão RMS de uma fase;  $\omega_{ca}$  é a frequência angular da corrente; e  $\phi_{ca}$  é o ângulo do fator de deslocamento. Na Figura B.8 do apêndice B é mostrado o esquemático da carga CA no Simulink

### 2.3 Cargas Elétricas

As cargas elétricas na microrrede híbrida CA/CC analisada são divididas em três tipos: carga CC, carga CA e carga não linear. Tais cargas são descritas a seguir.

### 2.3.1 Carga CC

Os equipamentos que consomem corrente contínua, como máquinas CC, veículos elétricos e muitos dispositivos eletrônicos, são definidos como cargas CC. Essa carga é apresentada no detalhe *III* da Figura 2.1 (PLANAS *et al.*, 2015).

Da mesma forma que a fonte CC, a carga CC é representada como fonte de corrente contínua controlada, porém funciona absorvendo potência do barramento CC da microrrede. Assim, o perfil de consumo da carga CC é descrito pelas equações (2.10) e (2.11).
$$I_{L_{CC}}(t) = I_{L_{CC_0}}(t) + I_{L_{CC_{sten}}}(t) + I_{L_{CC_{ramn}}}(t)$$
(2.10)

$$P_{L_{CC}}(t) = I_{L_{CC}}(t) * V_{CC}(t)$$
(2.11)

onde  $I_{L_{CC_0}}$ ,  $I_{L_{CC_{step}}}$  e  $I_{L_{CC_{ramp}}}$  são, respectivamente, as correntes inicial, em degrau e em rampa da carga CC; e  $P_{L_{CC}}$  é a potência consumida pela carga CC. Como se trata da absorção de energia pela carga, tanto  $I_{L_{CC}}$  quanto  $P_{L_{CC}}$  são menores que zero. A carga CC no simulink pode ser visualiZada na Figura B.4 do apêndice B.

#### 2.3.2 Carga CA

São dispositivos que consomem corrente CA, como motor de indução, por exemplo, sendo indicado no detalhe *IV* da Figura 2.1 (PLANAS *et al.*, 2015). A carga CA é representada por conjuntos de impedâncias, compostos por resistências e indutâncias trifásicas e balanceadas, conforme mostrado na Figura 2.4.



Figura 2.4 – Circuito do conjunto de cargas CA empregadas na microrrede híbrida.

A abertura e fechamento das chaves DL, DL1, DL2, DL3 e DL4, mostradas na Fig. 2.4, ocorrem de acordo com o perfil de carga desejado. Assim, o comportamento das cargas CA é definido pela entrada e saída das cargas 1, 2, 3 e 4, que são expressas de acordo com as equações (2.12), (2.13), (2.14) e (2.15).

$$S_{L1}(t) = P_{L1}(t) + jQ_{L1}(t) = (R_{L1}(t) + j\omega_{CA}L_{L1}(t))I_{L1}$$
(2.12)

$$S_{L2}(t) = P_{L2}(t) + jQ_{L2}(t) = (R_{L2}(t) + j\omega_{CA}L_{L2}(t))I_{L2}$$
(2.13)

$$S_{L3}(t) = P_{L3}(t) + jQ_{L3}(t) = (R_{L3}(t) + j\omega_{CA}L_{L3}(t))I_{L3}$$
(2.14)

$$S_{L4}(t) = P_{L4}(t) + jQ_{L4}(t) = (R_{L4}(t) + j\omega_{CA}L_{L4}(t)) I_{L4}$$
(2.15)

onde  $\omega_{CA}$  é a frequência da rede,  $R_{L1}$ ,  $R_{L2}$ ,  $R_{L3}$  e  $R_{L4}$  são as resistências da carga 1, 2, 3 e 4;  $L_{L1}$ ,  $L_{L2}$ ,  $L_{L3}$  e  $L_{L4}$  são as indutâncias das cargas 1, 2, 3 e 4;  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ ,  $I_{L3}$  e  $I_{L4}$  são as correntes das cargas 1, 2, 3 e 4;  $P_{L1}$ ,  $P_{L2}$ ,  $P_{L3}$  e  $P_{L4}$  são as potências ativa das cargas 1, 2, 3 e 4;  $Q_{L1}$ ,  $Q_{L2}$ ,  $Q_{L3}$  e  $Q_{L4}$  são as potências reativa das cargas 1, 2, 3 e 4;  $S_{L1}$ ,  $S_{L2}$ ,  $S_{L3}$  e  $S_{L4}$  são as potências aparente das cargas 1, 2, 3 e 4, respectivamente,

Por meio da atuação de cada uma das cargas, calcula-se às potências aparente, ativa e reativa total consumida pela carga CA a partir das equações (2.16), (2.17), (2.18).

$$S_{L_{CA}}(t) = S_{L1}(t) + S_{L2}(t) + S_{L3}(t) + S_{L4}(t)$$
(2.16)

$$Q_{L_{CA}}(t) = Q_{L1}(t) + Q_{L2}(t) + Q_{L3}(t) + Q_{L4}(t)$$
(2.17)

$$P_{L_{CA}}(t) = P_{L1}(t) + P_{L2}(t) + P_{L3}(t) + P_{L4}(t)$$
(2.18)

onde  $S_{L_{CA}}$  é a potência aparente;  $Q_{L_{CA}}$  é a potência reativa;  $P_{L_{CA}}$  é a potência ativa total consumida pela carga CA. No apêndice B, apresenta-se o esquemático da carga CA na Figura B.5.

#### 2.3.3 Carga Não Linear

A carga não linear, mostrada no detalhe V da Figura 2.1, é um dispositivo que deforma a forma de onda da corrente no PAC, contaminando a rede elétrica com distorções harmônicas. Essa carga é representada como uma ponte retificadora de diodo com carga resistiva e filtro indutivo na entrada, conforme mostrado na Figura 2.5.

Por se tratar de uma carga não-linear, a forma de onda da corrente consumida possui um formato distorcido, como apresentado na Figura 2.6.

As deformações na forma de onda são ocasionadas pela soma de componentes harmônicas adicionada à senoide fundamental da corrente. Essas distorções harmônicas ocasionam distúrbios na rede elétrica, afetando a qualidade da energia elétrica fornecida pelo sistema (TRICARICO *et al.*, 2019). O esquemático da carga não-linear, em *simulink*, é mostrado na Figura B.6 do apêndice B.



Figura 2.5 – Circuito da Carga Não-linear empregada no lado CA da microrrede híbrida.



Figura 2.6 – Forma de onda da corrente consumida pela Carga Não-linear.

### 2.4 Rede Elétrica

A rede elétrica de distribuição, apresentada no detalhe *IX* da Figura 2.1, só é requisitada quando a microrrede híbrida opera em modo conectado. Essa rede é representada por uma fonte de tensão CA trifásica balanceada, com 127 V de tensão eficaz de fase e 60 Hz de frequência fundamental. Cada fonte de tensão representa uma fase, com 120° de deslocamento entre cada uma, em sequência positiva. Além disso, as impedâncias RL são utilizadas para caracterizar o efeito dinâmico dos condutores, representando as impedâncias das linhas de transmissão, possuindo uma potência de curto circuito de 100 MVA. Os parâmetros da rede elétrica empregada na microrrede híbrida são apresentados na Tabela A.2 do apêndice A.

Quando a microrrede híbrida opera em modo autônomo, a rede elétrica é desconectada e o banco de baterias é o único responsável por gerenciar o fluxo de potência no sistema.

## 2.5 Banco de Baterias

Entre as diferentes tecnologias de armazenamento de energia existentes, as baterias ion-lítio são escolhidas como dispositivo de armazenamento de energia para este trabalho, como mostrado no detalhe VI da Figura 2.1. O comportamento dinâmico do banco de baterias é baseado no modelo Shepherd (SHEPHERD, 1965), que representa a bateria como uma fonte de tensão CC controlada em série com uma resistência interna, conforme mostrado na Figura 2.7.



Figura 2.7 – Modelagem de Shepherd para representação da batería.

A partir da Figura 2.7, é possível descrever de forma simplificada a tensão de saída da bateria de acordo com a equação (2.19).

$$V_{bat} = E_{bat} - R_{bat} I_{bat} \tag{2.19}$$

onde  $V_{bat}$  e  $E_{bat}$  são as tensões de saída e interna da bateria, respectivamente;  $R_{bat}$  é a resistência interna; e  $I_{bat}$  é a corrente elétrica da bateria.

Também é possível perceber na Figura 2.7 que a tensão interna  $E_{bat}$  está diretamente associada à corrente e ao estado de carga (*SOC*) da bateria. Para determinar o *SOC* é necessário conhecer a energia usada pela bateria (*it*) em relação à sua capacidade energética ( $W_b$ ), conforme apresentado nas equações (2.20) e (2.21) (COLEMAN *et al.*, 2007; TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

$$it = \int I_{bat} dt \tag{2.20}$$

$$SOC = SOC_0 - \frac{it}{W_b} \tag{2.21}$$

onde,  $SOC_0$  é o estado de carga inicial.

A tensão interna  $E_{bat}$  é o termo principal para representar a dinâmica da bateria, possuindo um comportamento de descarga distinto da recarga. A equação (2.22) expressa o modelo de recarga da bateria, enquanto a equação (2.23) caracteriza a descarga da bateria (TREMBLAY; DESSAINT, 2009).

$$E_{bat} = E_{0_b} + k_{tb} \left[ -K_b \left( \frac{W_b}{W_b - it} \right) it - K_b \left( \frac{W_b}{it + 0.1W_b} \right) I_{bat} + A_b e^{-B_b it} \right]$$
(2.22)

$$E_{bat} = E_{0_b} - k_{tb} \left[ K_b \left( \frac{W_b}{W_b - it} \right) it - K_b \left( \frac{W_b}{W_b - it} \right) I_{bat} + A_b e^{-B_b it} \right]$$
(2.23)

onde  $E_{0_b}$  é a tensão inicial da bateria;  $K_b$  é a constante de polarização;  $A_b$  é a amplitude da zona exponencial;  $B_b$  é a constante de tempo da zona exponencial. O termo  $k_{tb}$  é um coeficiente de aceleração dinâmica, sendo utilizado para permitir que o comportamento da bateria ocorra dentro da janela de análise da simulação. Para a janela de 5 segundos das simulações, o  $k_{tb}$  possui o valor de 3500. Os parâmetros mencionados para a célula de íon-lítio estão em conformidade com (TREMBLAY; DESSAINT, 2009), e podem ser visualizados na Tabela A.3, localizada apêndice A da tese. Por meio da característica da célula é realizado o projeto do banco de baterias, onde se estabelece a quantidade de 104 células que devem ser colocadas em série (Ns), determinando o tamanho da string para atingir uma tensão de aproximadamente 350 V. Projeta-se também a capacidade de carga da bateria de modo a atingir 16 Ah, para isso, são colocadas 7 strings em paralelo (Np), definindo dessa forma o array para a bateria (FILHO et al., 2021). Os parâmetros desse projeto podem ser visualizados na Tabela A.4 do apêndice A.

A partir das equações (2.20), (2.21), (2.22) e (2.23), são determinadas as curvas de  $V_{bat}$  em relação ao SOC, tanto para descarga quanto para recarga, como apresentado na Figura 2.8. Os esquemáticos que implementam o modelo do banco de baterias em Simulink são apresentandos em detalhes no apêndice B.

Para uma operação adequada do banco de baterias, é necessário estabelecer restrições em relação aos limites de *SOC*. Assim, o *SOC* geralmente é limitado em um intervalo de 50% a 95% por um sistema de gerenciamento de baterias. Caso contrário, a operação fora desse intervalo pode danificar a bateria, reduzindo a sua vida útil. Também é importante destacar que esse modelo de bateria representa uma modelagem elétrica, sem considerar as reações químicas do dispositivo. No entanto, esse modelo é adequado o suficiente para analisar o comportamento do banco de baterias em relação aos sistemas de potência (FILHO *et al.*, 2021).



Figura 2.8 – Resposta da tensão de saída da bateria em relação a<br/>oSOC,para descarga e recarga.

## 2.6 Conversores de Potência

Os conversores de potência são os dispostivos responsáveis pela operação das microrredes. Os modos de operação desses conversores são determinados pela estratégia de gerenciamento de potência empregada na microrrede. A configuração da microrrede híbrida estudada neste trabalho é composta por dois conversores de interligação, o *ILC* e o *TSILC-ESD*. Detalhes sobre os modos de operação e a modelagem desses conversores são apresentados a seguir.



Figura 2.9 – Diagrama esquemático com os modos de operação dos conversores de uma microrrede.

#### 2.6.1 Modos de Operação dos Conversores da Microrrede

A estruturação de uma microrrede é fortemente atrelada ao uso de conversores eletrônicos de potência com diferentes finalidades. A conexão de fontes de energia, a regulação de frequência e de tensão, e o gerenciamento de potência entre as cargas e a alimentação são funções realizadas por esses conversores. Dependendo da operação exercida na microrrede, os conversores de potência podem ser classificados como: conversores formadores da rede (CFR), conversores alimentadores da rede (CAR) e conversores de suporte à rede (CSR) (ROCABERT *et al.*, 2012). A Figura 2.9 apresenta-se um diagrama com os modos de operação dos conversores em uma microrrede.

O CFR é responsável por gerar as referências de amplitude e de frequência da tensão da microrrede, o que permite o fluxo de potência no sistema e a sua operação em modo autônomo. Devido a essa função, o CFR deve ser alimentado por uma fonte despachavel, como geradores a diesel, ou até mesmo por bancos de baterias. É possível representar o CFR como uma fonte de tensão ideal com uma baixa impedância de saída (ROCABERT *et al.*, 2012; BAYHAN *et al.*, 2017).

Para a inserção das fontes de energia na microrrede utiliza-se o CAR. Preferencialmente são utilizadas fontes primárias na alimentação do CAR, como os sistemas de geração eólica e fotovoltaica. A tensão formada pelo CFR serve como referência para o sincronismo do CAR, o que permite a injeção da potência gerada na microrrede. O CAR permite controlar potência ativa e reativa injetada pela fonte, podendo ser representado como uma fonte de corrente ideal com uma alta impedância em paralelo. A referência da potência ativa empregada na malha de controle é comumente gerada por algoritmos de *MPPT*, de forma a obter o melhor desempenho na geração (BAYHAN *et al.*, 2017).

Os CSR são projetados de modo a proverem confiabilidade com melhor qualidade da energia para a microrrede. Tratam-se de conversores que auxiliam a microrrede quando ela é sujeita a perturbações em suas principais grandezas elétricas. Assim, a regulação de frequência e de tensão, a correção de fator de potência e a filtragem de harmônicas, são funções atribuídas ao CSR. Um modo de promover os serviços ancilares à rede elétrica e a melhoria da qualidade da energia da microrrede é por meio dos CSR, que geralmente alimentado por um dispositivo de armazenamento de energia, de forma a permitir a absorção e injeção de potência. Devido a essa característica, é preciso empregar um conversor com capacidade de estabelecer um fluxo de potência bidirecional. A representação do CSR depende de sua funcionalidade. Quando o conversor atua na regulação de tensão e frequência ele opera como uma fonte de tensão. Já no modo de controle de potência, o CSR opera como uma fonte de corrente (ROCABERT *et al.*, 2012; BAYHAN *et al.*, 2017).

#### 2.6.2 *ILC*

O *ILC*, apresentado no detalhe *VII* da Figura 2.1, é um conversor fonte de tensão (do inglês, *voltage source converter - VSC*) com filtro LC conectado à microrrede CA. Este conversor é responsável pelo fluxo de potência entre as microrredes CA e CC. A função principal do *ILC* é a formação das microrredes, que ocorre de acordo com o modo de operação da microrrede híbrida. Para desenvolver a estratégia de controle, modela-se o *ILC* por meio da dinâmica da tensão e da corrente no filtro LC e no barramento CC. Assim, a modelagem do *ILC* é desenvolvida no domínio dq pelas equações diferenciais (2.24), (2.25), (2.26) (SILVEIRA *et al.*, ; YAZDANI; IRAVANI, 2010).

$$\begin{cases} L_{i}\frac{d}{dt}i_{id_{i}} = v_{id_{i}} - v_{id_{o}} - R_{i}i_{id} + L_{i}\omega_{i}i_{iq_{i}} - v_{sd} \\ L_{i}\frac{d}{dt}i_{iq_{i}} = v_{iq_{i}} - v_{id_{o}} - R_{i}i_{iq} + L_{i}\omega_{i}i_{id_{i}} - v_{sq} \end{cases}$$
(2.24)

$$\begin{cases} C_i \frac{d}{dt} v_{id_o} = i_{id_i} - i_{id_o} + C_i \omega_i v_{iq_o} \\ C_i \frac{d}{dt} v_{iq_o} = i_{iq_i} - i_{iq_o} + C_i \omega_i v_{id_o} \end{cases}$$
(2.25)

$$\frac{C_{DCMG}}{2}\frac{dV_{CC}^2}{dt} = (P_{ilc_{in}} - P_{perdas} - P_{ilc_{out}})$$
(2.26)

onde  $i_{id_i}$  e  $i_{iq_i}$  são as correntes de entrada do filtro LC no domínio dq;  $i_{id_o}$  e  $i_{iq_o}$  são as correntes de saída do filtro LC no domínio dq;  $v_{id_i}$ ,  $v_{iq_i}$ ,  $v_{id_o}$  e  $v_{iq_o}$  são as tensões dq na entrada e saída de filtro LC;  $C_i$ ,  $L_i$  e  $R_i$  são a capacitância, a indutância e a resistência interna do filtro LC;  $\omega_i$  é a frequência angular do ILC;  $v_{sd}$  e  $v_{sq}$  são as tensões dq da rede elétrica;  $C_{DCMG}$  é a capacitância do barramento CC;  $V_{CC}$  é a tensão do barramento CC;  $P_{ilc_{in}}$  e  $P_{ilc_{out}}$  são a potência de entrada e saída; e  $P_{perdas}$  são as perdas de potência do conversor.

A equação (2.24) representa a dinâmica do indutor do filtro LC, permitindo o controle da corrente. A equação (2.25) corresponde a dinâmica do capacitor do filtro LC, que é utilizado para controlar a tensão CA, enquanto (2.26) é a dinâmica do capacitor do barramento CC, empregada para o controle da tensão CC. Aplicando a transformada de Laplace em (2.24), (2.25) e (2.26), considerando apenas as variáveis de estado, temos em (2.27), (2.28) e (2.29) as funções de transferência para dinâmica de cada elemento passivo que compõe o *ILC* (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

$$G_{c_{ilc}}(s) = \frac{I_{id}}{m_{id}} = \frac{I_{iq}}{m_{iq}} = \frac{1}{L_i s + R_i}$$
(2.27)

$$G_{vdq_{ilc}}(s) = \frac{V_{id}}{I_{id}} = \frac{V_{iq}}{I_{iq}} = \frac{1}{C_i s}$$
(2.28)

$$G_{v_{ilc}}(s) = \frac{V_{CC}^2}{P_{ilc_{ref}}} = \frac{2}{C_{DCMG}s}$$
(2.29)

onde  $m_{id}$  e  $m_{iq}$  são os índices de modulação do ILC no domínio dq; e  $P_{ilc_{ref}}$  é potência de referência do ILC.

#### 2.6.3 TSILC-ESD

É um dispositivo com dois conversores de potência em cascata, sendo um conversor CC-CC chopper bidirecional (do inglês, Bidirectional Chopper - BC) e um conversor fonte de tensão auxiliar (do inglês, Auxiliary Voltage Source Converter - VSCa), conforme mostrado no detalhe VIII da Figura 2.1. Entre esses conversores está conectado o dispositivo de armazenamento de energia. Portanto, o BC é conectado entre a microrrede CC e esse ESD, enquanto o VSCa interliga a microrrede CA com o mesmo dispositivo. Essa configuração permite definir o conversor de interligação modificado também como um sistema de armazenamento de energia, sendo denominado Conversor de Interligação de Dois Estágios com Dispositivo de Armazenamento de Energia (do inglês, Two Stages Interlinking Converter with Energy Storage Device - TSILC-ESD)

O projeto do VSCa é similar ao do ILC, por se tratar de um conversor fonte de tensão com filtro L operando no domínio dq. No entanto, diferente do ILC, o VSCa considera apenas o comportamento do indutor em seu modelo. Assim, as equações dinâmicas e a função de transferência para VSCa são expressas em (2.30) e (2.31), respectivamente.

$$\begin{cases} L_{v} \frac{d}{dt} i_{vd} = v_{vd} - R_{v} i_{vd} + L_{v} \omega_{v} i_{vq} - v_{vd} \\ L_{v} \frac{d}{dt} i_{vq} = v_{vq} - R_{v} i_{vq} + L_{v} \omega_{v} i_{vd} - v_{vq} \end{cases}$$
(2.30)

$$G_{c_{vsca}}(s) = \frac{I_{vd}}{m_{vd}} = \frac{I_{vq}}{m_{vq}} = \frac{1}{L_v s + R_v}$$
(2.31)

onde  $i_{vd}$  e  $i_{vq}$  são as correntes no domínio dq do VSCa;  $v_{vd}$  e  $v_{vq}$  são as tensões no domínio dq do VSCa;  $L_v$  e  $R_v$  são a indutância e a resistência interna do filtro L do VSCa;  $\omega_v$  é a frequência angular do VSCa;  $m_{vd}$  e  $m_{vq}$  são os índices de modulação do VSCa no domínio dq.

Assim como o ILC, o BC também é modelado com base na corrente do indutor e na tensão do barramento CC. O sentido da corrente define se o BC atua no modo *buck* ou *boost*. Com base nesses modelos conhecidos, descritos em (YAZDANI; IRAVANI, 2010; FILHO *et al.*, 2021), as equações diferenciais que representam a dinâmica do BC são expressas em (2.32) e (2.33).

$$L_{b}\frac{di_{Lb}}{dt} = V_{bat} - D_{B}V_{CC} - R_{Lb}i_{Lb}$$
(2.32)

$$\frac{C_{DCMG}}{2} \frac{dV_{CC}^2}{dt} = (P_{bc_{in}} - P_{perdas} - P_{bc_{out}})$$
(2.33)

onde  $i_{Lb}$  é a corrente no indutor do BC;  $D_B$  é o ciclo de trabalho complementar associado ao modo *buck* do BC;  $L_b$  e  $R_{Lb}$  são a indutância e a resistência interna do filtro L do BC;  $P_{bc_{in}}$  e  $P_{bc_{out}}$  são as potências de entrada e saída do BC.  $P_{perdas}$  representa as perdas do conversor, que são desprezadas.

As funções de transferência de tensão e corrente do modelo do BC são encontradas pela transformada de Laplace das equações (2.32) e (2.33), considerando apenas as variáveis de estado. Essas funções de transferência são apresentadas em (2.34) e (2.35).

$$G_{c_{bc}}(s) = \frac{I_{bc}}{D_B} = \frac{1}{L_b s + R_L b}$$
(2.34)

$$G_{v_{bc}}(s) = \frac{V_{CC}^2}{P_{bc_{ref}}} = \frac{2}{C_{DCMG}s}$$
(2.35)

onde, $P_{bc_{ref}}$  é a potência de referência do BC.

Executando as manipulações matemáticas e estabelecendo as condições necessárias, é possível expressar os modelos de tensão e corrente do BC de maneira análoga aos modelos do ILC (YAZDANI; IRAVANI, 2010; FILHO *et al.*, 2021). É importante destacar que o barramento CC do ILC é o mesmo do BC. Os modelos dos conversores de potência da microrrede híbrida analisados são importantes para o desenvolvimento de suas estratégias de controle e do gerênciamento de potência. Os valores empregados nos parâmetros de projeto dos conversores de interligação são apresentados na Tabela A.5 do apêndice A.

#### 2.7 Considerações Finais

A formulação matemática apresentada neste capítulo permite compreender o modo como cada elemento da microrrede híbrida é representado. As fontes e cargas são modeladas de modo a permitir a definição de perfis potência para avaliação de diferentes condições de operação do sistema. A rede elétrica corresponde a uma fonte de tensão CA trifásica balanceada com impedâncias das linhas de transmissão para caracterizar uma rede forte. A modelagem do banco de baterias está atrelada a tensão de saída em função do estado de carga, o que permite elaborar o sistema de gerenciamento das baterias. Os conversores de potência são descritos em domínio de laplace de modo a estabelecer plantas de corrente e tensão de cada dispositivo. Essas plantas são utilizadas no projeto das malhas controle empregadas em cada conversor da microrrede híbrida.

## 3 Controle e Gerenciamento de Potência da Microrrede Híbrida em Modo Conectado

## 3.1 Considerações Iniciais

Os dispositivos responsáveis por definir o modo de operação da microrrede híbrida CA/CC são os conversores de interligação. Essa operação é determinada de acordo com o controle e o gerenciamento de potência empregado nesses dispositivos. A Figura 3.1 apresenta a microrrede híbrida em modo conectado à rede elétrica, com maior detalhe aos conversores de interligação *ILC*, *BC* e *VSCa*. Destaca-se a presença de um transformador isolador conectado na saída do filtro LC do *ILC*, que tem unicamente a função de evitar a corrente de modo comum que desestabilize o sistema. Também omite-se as impedâncias de linha, de modo a simplificar o diagrama.



Figura 3.1 – Diagrama detalhado da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica, com destaque aos conversores de interligação modificados.

A partir da Figura 3.1, é possível identificar as chaves, as grandezas e o fluxo de potência de cada dispositivo da microrrede híbrida. Com base na teoría e nos modelos dos conversores de potência empregados, o presente capítulo aborda as estratégias de con-

trole e o gerenciamento de potência dos conversores de interligação, para uma microrrede híbrida em operação conectada à rede.

49

## 3.2 Conversor de Interligação -*ILC*

O ILC é o dispositivo que conecta e promove o fluxo de potência bidirecional entre as microrredes CA e CC, conforme mostrado no detalhe A da Figura 3.1. Quando a microrrede híbrida opera no modo conectado à rede elétrica, o ILC atua no compartilhamento de potência e na regulação de tensão CC em conjunto com o conversor BC, sendo também responsável pela formação da microrrede CC. Além disso, o ILC realiza a mitigação de potência reativa em conjunto com o VSCa. A Figura 3.2 apresenta as malhas de controle e as técnicas de gerenciamento de potência empregadas no ILC. Os esquemáticos em Simulink utilizados na simulação da estratégia de controle do ILC são apresentados no apêndice B.



Figura 3.2 – Estratégia de controle e gerenciamento de potência do ILC, em modo conectado à rede elétrica.

#### 3.2.1 Malha de Controle do *ILC*

Em operação conectada, o ILC estabelece um sincronismo com a rede elétrica por meio da transformada de Park em conjunto com o SRF-PLL, como mostrado no detalhe A da Figura 3.2. Para isso, as tensões e correntes trifásicas medidas na saída do ILC são usadas como entrada para a transformada de Park, que precisa do ângulo síncrono gerado pelo SRF-PLL (RODRIGUEZ *et al.*, 2006). Dessa maneira, as variáveis do ILC são operadas no domínio dq.

A partir das equações (2.27) e (2.28), projeta-se a estratégia de controle do ILC, que é composta por duas malhas, uma externa e uma interna. A malha externa realiza o controle de tensão no capacitor do barramento da microrrede CC, conforme apresentado no detalhe D da Figura 3.2. Esse controle é realizado através da diferença entre as tensões quadradas de referência e de medição, gerando um erro para a entrada do controlador PI. Um ganho negativo é usado para ajuste de fase não mínima, além de uma saturação para manter a resposta de controle dentro da faixa de operação. A saída da malha de tensão é a referência de potência ativa, que funciona como entrada para o gerador de referência de corrente, seguindo as relações expressas em (3.1) e (3.2) (YAZDANI; IRAVANI, 2010) . Essas expressões são válidas tanto para o ILC quanto para o VSCa.

$$I_{d_{REF}} = \frac{2}{3} \frac{P_{REF}}{V_d} \tag{3.1}$$

$$I_{q_{REF}} = -\frac{2}{3} \frac{Q_{REF}}{V_d}$$
(3.2)

Por meio das expressões (3.1) e (3.2), aplica-se o gerador de referência de corrente, que recebe as referências de potência ativa  $(P_{REF})$  e reativa  $(Q_{REF})$ , e estabelecem as referências de corrente para eixo direto  $(I_{d_{REF}})$  e quadratura  $(I_{q_{REF}})$ , como mostrado no detalhe *E* da Figura 3.2. Quando o *ILC* opera conectado à rede, indicado como modo *M1*, as referências de corrente atuam na entrada da malha interna de controle, que estabelece o controle de corrente. No modo M2, a referência de potência é indicada diretamente, sem o controle de tensão.

Na malha interna de corrente, apresentada no detalhe F da Figura 3.2, é realizado o controle das correntes de eixo direto e de quadratura do *ILC*, por meio da diferença entres as referências e as medições, que geram os sinais de erro para os respectivos compensadores. Para permitir o controle independente das correntes no domínio dq, são utilizadas as técnicas de *feedforward* e desacoplamento, de modo a eliminar os distúrbios e os termos acoplados da equação (2.27). Por trabalhar com termos não alternados, compensadores *PI* são empregados nessa malha de controle. Tais compensadores

51

geram os índices de modulação no domínio dq. No entanto, para aplicar a modulação é preciso que os sinais sejam senoidais trifásicos, sendo necessário o uso da transformação inversa de Park (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Os índices de modulação no domínio *abc* são inseridos no *SVPWM*, gerando os pulsos para as chaves do *ILC*, mostradas no detalhe A da Figura 3.1 (NEACSU, 1999).

Os controladores PI do ILC são projetados por resposta em frequência, onde são estabelecidos a frequência de cruzamento e a margem de fase para obter os ganhos dos compensadores. As Tabelas A.6 e A.7 do apêndice A mostram os parâmetros utilizados para o projeto dos controladores, assim como seus respectivos ganhos.

#### 3.2.2 Compartilhamento de Potência do ILC

Na estratégia de controle do ILC, as técnicas de gerenciamento de potência atuam nas referências de tensão CC e potência reativa. O compartilhamento de potência entre o ILC e o BC ocorre por meio de um droop CC, que exige um loop de tensão adicional, como mostrado no detalhe B da Figura 3.2. O droop CC ocorre de acordo com o desvio de tensão e a potência nominal dos respectivos conversores, conforme expresso em (3.3) (SILVEIRA *et al.*, ; NETO *et al.*, 2020a). Esse comportamento pode ser visualizado curva de droop mostrada na Figura 3.3. Desta forma, a referência de tensão CC é modificada de modo a estabelecer uma referência do droop de tensão ( $V_{CC_{IC}}$ ), como pode ser visualizado no detalhe D da Figura 3.2. É importante destacar que a BC também emprega o droop CC com controle de tensão para o compartilhamento de potência.



Figura 3.3 – Estratégia de controle e gerenciamento de potência do ILC, em modo conectado à rede elétrica.

$$V_{CC_{ic}} = V_{CC_{REF}} + K_{ic}I_{CC_{ilc}}; \Rightarrow K_{ic} = \frac{V_{CC_{REF}}}{2P_{nom_{ilc}}}\Delta V_{CC}$$
(3.3)

onde  $V_{CC_{REF}}$  é a referência de tensão CC;  $V_{CC_{ic}}$  é a referência do *droop* de tensão do *ILC*;  $K_{ic}$  é a constante de *droop* CC do *ILC*;  $P_{nom_{ilc}}$  é a potência nominal do *ILC*;  $I_{CC_{ilc}}$  é a corrente CC do *ILC*; e  $\Delta V_{CC}$  e a faixa de desvio de tensão permitida, mostrada na Tabela A.8 do apêndice A.

A escolha da técnica de *droop* CC no gerenciamento de potência se deve a sua simplicidade de aplicação e por não depender de comunicação, além de possibilitar diferentes estudos em outra técnicas baseadas em *droop*.

#### 3.2.3 Regulação de Tensão CC do ILC

Apesar das vantagens do droop CC em não exigir a comunicação entre os conversores e possuir uma simplicidade de aplicação, ele é responsável pelo desvio de tensão no barramento da microrrede CC. Para corrigir esse desvio de tensão, uma malha secundária com o controle hierárquico é aplicada. Essa técnica utiliza um controlador PIpara gerar uma tensão de restauração, conforme mostrado no detalhe C da Figura 3.2. A tensão de restauração, expressa em (3.4), é inserida no controle de tensão CC, de acordo com o detalhe D da Figura 3.2. Assim, a regulação de tensão CC reduz o erro de tensão em regime permanente causado pelo droop CC (SILVEIRA et al., ; NETO et al., 2020a). Semelhante ao droop CC, o controle hierárquico também deve ser aplicado na BC.

$$dV_{ic} = K_{pd_{ic}}(V_{CC_{ic}} - V_{CC_{REF}}) + K_{id_{ic}} \int (V_{CC_{ic}} - V_{CC_{REF}})dt$$
(3.4)

onde  $dV_{ic}$  é a tensão de restauração do ILC;  $K_{pd_{ic}}$  e  $K_{id_{ic}}$  são os parâmetros do compensador PI empregado no controle hierárquico do ILC. O parâmetros do controle hierárquico do ILC são:  $K_{pd_{ic}} = 0.098$  e  $K_{id_{ic}} = 2.85$ , como mostrado na Tabela A.8 do apêndice A (NETO *et al.*, 2020a).

#### 3.2.4 Compensação de Reativos do ILC

Devido a simplicidade de aplicação e comunicação direta, o *ILC* utiliza a técnica mestre-seguido para implementar a compensação de potência reativa. Essa técnica define a referência de potência reativa do conversor de modo a cancelar a potência reativa resultante das cargas fontes da microrrede CA. Apesar da aplicação simplificada, essa técnica demanda de uma alta velocidade de comunicação entre os conversores (NETO *et al.*, 2020a). O fluxo de potência reativa na microrrede CA é expresso por (3.5). O objetivo dessa mitigação é anular a potência reativa no PAC da rede elétrica ( $Q_{grid} = 0$ ). Para isso, o *ILC* e o *VSCa* são responsáveis por compensar os reativos inerente a carga e a fonte CA, compartilhando de modo igualitário. No entanto, os reativos associados às distorções harmônicas da carga não linear são compensado somente pelo *VSCa*, que é o conversor responsável pela mitigação de harmônicas. Assim, a partir de (3.5), define-se a referência de potência reativa do *ILC*, conforme expresso em (3.6). É importante destacar que a potência reativa é calculada de acordo com o módulo 8 do Prodist.

$$Q_{grid} = Q_{S_{ca}} + Q_{L_{ca}} + Q_{NLL} + Q_{ilc} + Q_{vsca}$$
(3.5)

$$Q_{ilc_{ref}} = -\frac{1}{2}(Q_{S_{ca}} + Q_{L_{ca}}) \tag{3.6}$$

onde  $Q_{S_{ca}}$  é a potência reativa da fonte CA;  $Q_{L_{ca}}$  é a potência reativa da carga CA;  $Q_{NLL}$ é a potência reativa da carga não linear;  $Q_{grid}$  é a potência reativa da rede elétrica;  $Q_{ilc}$ é a potência reativa do ILC;  $Q_{vsca}$  é a potência reativa  $VSCa \in Q_{ilc_{ref}}$  é a referência de potência reativa do ILC.

O impacto das distorções na forma de onda no fator de potência é compensado diretamente pela mitigação de harmônicas empregada pelo VSCa. Devido a isso, o VSCa possui uma componente de reativo adicional que não está associada a elementos indutivos ou capacitivos da microrrede CA. Desta forma, existirá uma diferença de reativos entre o ILC e o VSCa enquanto a mitigação de harmônicas ocorrer.

## 3.3 Conversor CC-CC Chopper Bidirecional - BC

O BC é um dos conversores bidirecionais que compõem o TSILC-ESD, sendo responsável pela conexão entre a microrrede CC e o banco de baterias, como mostrado no detalhe C da Figura 3.1. Em operação conectada à rede elétrica, esse dispositivo tem como função o compartilhamento de potência e a regulação de tensão na microrrede CC. Assim como no ILC, essas funções do gerenciamento de potência são implementadas na estratégia de controle do BC. As malhas de controle e as técnicas de gerenciamento empregadas no BC são mostradas na Figura 3.4. Detalhes sobre a estratégia de controle do BC empregada em Simulink podem ser observadas no apêndice B.

#### 3.3.1 Malha de Controle do BC

De modo similar ao ILC, o controle do BC é composto por duas malhas; uma externa de tensão e uma interna de corrente. Isso ocorre devido à modelagem análoga entre o ILC e o BC, expressas em (2.27), (2.29), (2.32) e (2.33). A malha externa controla a tensão do barramento da microrrede CC por meio da diferença entre o quadrado da referência e da medição de tensão CC, produzindo um sinal de erro para o compensador PI, conforme mostrado no detalhe C da Figura 3.4. A saída do controlador de tensão é a potência de referência do BC, permitindo determinar a referência de corrente a partir da expressão (3.7). Essa referência de corrente é uma entrada da malha interna de corrente.



Figura 3.4 – Estratégia de controle e gerenciamento de potência do BC, em modo conectado à rede elétrica.

$$I_{bc_{REF}} = \frac{P_{bc_{REF}}}{V_{CC}} \tag{3.7}$$

onde  $I_{bc_{REE}}$  é a referência de corrente do BC.

O controle de tensão do BC gera a referência de corrente, que é inserida na malha interna de corrente. O detalhe D da Figura 3.4 mostra o malha de corrente, que emprega a diferença entre a corrente de referência e a medida, de modo a gerar um sinal de erro para o compensador PI. Para aumentar a estabilidade do controle, um *feedforward* e um ajuste de fase não mínima são aplicados. O controle de corrente produz o *dutycycle*, que é inserido em um modulador PWM para gerar os pulsos de acionamento das chaves de potência da BC, como mostrado no detalhe C da Figura 3.1 (SILVEIRA *et al.*, ; YAZDANI; IRAVANI, 2010).

De modo similar ao ILC, os compensadores do BC também são projetados por respota e frequência, podendo ser visualizados nas Tabelas A.6 e A.7 do apêndice A.

#### 3.3.2 Compartilhamento de Potência do BC

Na microrrede híbrida em modo conectado, o BC tem uma função complementar ao ILC, operando como um conversor paralelo. Isso se deve ao gerenciamento de potência do BC, que também emprega o droop CC e o controle hierárquico para proporcionar a regulação de tensão CC e o compartilhamento de potência entre os conversores.

Assim como no ILC, para ocorrer o compartilhamento de potência é preciso aplicar técnica droop CC na referência de tensão na malha externa de controle do BC, conforme apresentado no detalhe A da Figura 3.4. Essa correção na referência de tensão é realizada de acordo com o desvio de tensão permitido e a potência nominal do BC, obedecendo a expressão (3.8). Para o BC e o ILC compartilharem a mesma potência, suas potências nominais devem ser iguais. A referência do droop de tensão do BC calculada é inserida no controle de tensão CC, como visualizado no detalhe C da Figura 3.4 (SILVEIRA et al., ; NETO et al., 2020a).

$$V_{CC_{bc}} = V_{CC_{REF}} - K_{bc}I_{bc}; \Rightarrow K_{bc} = \frac{V_{CC_{REF}}}{2P_{nom_{bc}}}\Delta V_{CC}$$
(3.8)

onde  $V_{CC_{bc}}$  é a referência do *droop* de tensão do BC;  $K_{bc}$  é a constante de *droop* do BC;  $P_{nom_{ilc}}$  é a potência nominal do BC; e  $I_{bc}$  é a corrente do BC. Na expressão (3.8), o sinal é trocado em relação à 3.3 devido ao sentido da corrente no projeto do conversor BC.

#### 3.3.3 Regulação de Tensão CC do BC

Como mencionado anteriormente, o droop CC causa um desvio na tensão no barramento da microrrede CC. Para mitigar esse erro, o controle hierárquico também deve ser empregado no gerenciamento de potência do BC, como mostrado no detalhe B da Figura 3.4. Semelhante ao ILC, o controle hierárquico do BC corrige o erro de regime de tensão por meio de um compensador PI, sendo formulado pela expressão (3.9). A tensão de restauração do BC é inserida na malha externa de controle para corrigir a referência de tensão. Desta forma, o desvio de tensão é mitigado. É importante destacar que isso deve ser feito tanto no BC quanto no ILC(NETO *et al.*, 2020a).

$$dV_{bc} = K_{pd_{bc}}(V_{CC_{bc}} - V_{CC_{REF}}) + K_{id_{bc}} \int (V_{CC_{bc}} - V_{CC_{REF}})dt$$
(3.9)

onde  $dV_{bc}$  é a tensão de restauração da BC;  $K_{pd_{bc}}$  e  $K_{id_{bc}}$  são os parâmetros PI do controle hierárquico do BC. Os parâmetros do controle hierárquico do BC, também mostrados na Tabela A.8 do apêndice A, são:  $K_{pd_{bc}} = 0.098$  e  $K_{id_{bc}} = 2.85$  (NETO *et al.*, 2020a).

56

## 3.4 Conversor Fonte de Tensão Auxiliar - VSCa

Além do BC, o outro conversor que compõe o TSILC-ESD é o VSCa, que é um conversor fonte de tensão com filtro L responsável por conectar o banco de baterias com a microrrede CA, como mostrado no detalhe B da Figura 3.1. Basicamente, o VSCa e o ILC possuem uma topologia semelhante, porém com funções diferentes. O VSCa opera como conversor de suporte, prestando serviços ancilares à rede elétrica. Esses serviços visam melhorar a qualidade da energia no PAC da rede elétrica, por meio de mitigação de harmônicas e compensação de reativos. Além disso, o VSCa também implementa o compartilhamento de potência na microrrede CA. A malha de controle e as técnicas de gerenciamento de potência do VSCa são apresentadas na Figura 3.5.



Figura 3.5 – Estratégia de controle e técnicas de mitigação do VSCa, em modo conectado à rede elétrica.

A estratégia de controle do VSCa é implementada em Simulink, de acordo com os esquemáticos apresentados no apêndice B

#### 3.4.1 Malha de Controle do VSCa

Assim como o ILC, o VSCa precisa ser sincronizado com microgrid CA, utilizando o SRF-PLL em conjunto com a transformada Park, conforme apresentado no detalhe A da Figura 3.5. Apesar das semelhanças de topologia, seu controle e gerenciamento de potência são diferentes do ILC. Enquanto duas malhas de controle são usadas no ILC, uma de tensão e uma de corrente, o VSCa emprega apenas uma malha de corrente, como mostrado no detalhe D da Figura 3.5. Outra diferença está no gerador de referências de corrente, apresentado no detalhe C da Figura 3.5 (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Diferetente do ILC, que define referência de potência pela malha externa de tensão, o VSCa aplica diretamente as referências de potência. Desta forma, as referências são definidas diretamente pela estratégia de gerenciamento de potência, de modo a estabelecer o compartilhamento de potência entre o VSCa e a rede elétrica.

Assim como no  $ILC \in BC$ , o projeto por resposta em frequência e os parâmetros do controlador PI do VSCa são mostrados nas Tabelas A.6 e A.7 do apêndice A.

#### 3.4.2 Compartilhamento de Potência do VSCa

O VSCa contribui no compartilhamento de potência de acordo com o fluxo de potência que ocorre na microrrede CA. O comportamento desse fluxo é expresso pelas expressões (3.10) e (3.11) (SILVEIRA *et al.*, ; NETO *et al.*, 2020a).

$$P_{ACMG} = P_{S_{CA}} + P_{L_{CA}} + P_{NLL} \tag{3.10}$$

$$P_{grid} = P_{ACMG} + P_{ilc} + P_{vsca} \tag{3.11}$$

onde  $P_{S_{CA}}$  é a potência ativa da fonte CA;  $P_{L_{CA}}$  é a potência ativa da carga CA;  $P_{NLL}$  é a potência ativa da carga não linear;  $P_{ACMG}$  é o balanço de potência ativa na microrrede CA;  $P_{vsca}$  é a potência ativa do VSCa; e  $P_{qrid}$  é a potência ativa da rede elétrica.

A partir de (3.10) e (3.11), têm-se que as cargas e fontes se comportam de acordo com o perfil de potência estabelecido, enquanto a potência do *ILC* responde de acordo com o *droop* da microrrede CC. Desta forma, o compartilhamento de potência na microrrede CA ocorre entre o *VSCa* e a rede elétrica. Assim como na compensação de potência reativa, a técnica mestre-seguidor é utilizada no gerenciamento de potência. Isso se deve a sua simplicidade e o melhor desempenho em relação ao *droop*, apesar da necessidade de uma comunicação veloz entre os elementos do sistema (MALIK *et al.*, 2017b). Nessa técnica, o *VSCa* é a unidade mestre, sendo sua referência de potência selecionada de acordo com a demanda do *PMS* (NETO *et al.*, 2020a). Como o objetivo é compartilhar igualmente o balanço de potência da microrrede CA, a referência de potência do VSCa determinada pela técnica mestre-seguidor é dada por (3.12). O restante do balanço de potência da microrrede CA é atribuído à rede elétrica.

$$P_{vsca_{REF}} = \frac{1}{2} (P_{ACMG} + P_{ilc}) \tag{3.12}$$

onde  $P_{vsca_{REF}}$  é a referência de potência ativa do VSCa.

Por operar como conversor de interligação e BESS, o TSILC-ESD possuir um fluxo de potência interno, com o banco de baterias fornecendo o balanço de potência entre o BC e o VSCa, conforme expresso em (3.13). Isso permite que o TSILC-ESD gerencie ao mesmo tempo as microrredes CA e CC, como um BESS centralizado (SILVEIRA et al., ).

$$P_{bess} = P_{bc} + P_{vsca} \tag{3.13}$$

onde  $P_{bess}$  é a potência do banco de bateria.

#### 3.4.3 Mitigação de Harmônicas do VSCa

A presença de cargas não lineares na microrrede híbrida CA/CC pode acarretar em distorções na forma de onda das correntes no PAC da rede elétrica. Para reduzir o impacto das harmônicas nas formas de onda das correntes, o VSCa é responsável por empregar a técnica de mitigação de harmônicas, conforme mostrado no detalhe *B* da Figura 3.5 (SILVEIRA *et al.*, ).

A mitigação é realizada por meio de um identificador de harmônicas empregado diretamente na carga não linear. Esse identificador aplica um *PLL* em conjunto com uma transformada de Park, de modo a obter a corrente da carga não linear no domínio dq. Em seguida, um filtro passa baixas de segunda ordem (do inglês, *Low-pass Filter -LPF*) é utilizado para separar a corrente fundamental do restante do conteúdo harmônico. Desta forma, é possível obter as correntes de reparação de harmônica, de acordo com as expressões (3.14) e (3.15) (MOREIRA *et al.*, 2017).

$$I_{hd} = I_{Ld} - I_{Ldf} \tag{3.14}$$

$$I_{hq} = I_{Lq} - I_{Lqf} \tag{3.15}$$

onde  $I_{hd}$  e  $I_{hq}$  são as correntes de reparação harmônica no domínio dq;  $I_{Ld}$  e  $I_{Lq}$  são as correntes da carga não linear no domínio dq;  $I_{Ldf}$  e  $I_{Lqf}$  são as correntes fundamentais da carga não linear no domínio dq.

As correntes de reparação são inseridas na malha de controle para corrigir as referências de corrente, como mostrado no detalhe D da Figura 3.5. Assim, a corrente do VSCa é gerada com uma deformação que compensa as componentes harmônicas da carga não linear, reduzindo THD da corrente no PAC da rede elétrica.

#### 3.4.4 Compensação de Reativos do VSCa

O VSCa, bem como o ILC, também é responsável pela mitigação de reativos. Essa mitigação é dividida em duas partes: uma parte da forma de onda e uma parte do fator de deslocamento. A parte associada a forma de onda é compensada pela mitigação de harmônicas, realizada pelo próprio VSCa. Já a parte relacionada ao fator de deslocamento, ocasionada pela carga e fonte CA, é compensada pelo ILC conjuntamente com o VSCa, por meio da técnica mestre-seguidor. Assim, a referência de potência reativa do VSCa é definida por (3.16).

$$Q_{vsca_{ref}} = -\frac{1}{2}(Q_{S_{CA}} + Q_{L_{CA}}) \tag{3.16}$$

onde  $Q_{vsca_{ref}}$  é a referência de potência reativa do VSCa.

Como citado anteriormente, o compartilhamento de potência reativa entre o ILC e o VSCa não serão iguais enquanto a mitigação de harmônicas ocorrer.

## 3.5 Considerações Finais

O capítulo 3 apresenta detalhadamente as estratégias de controle e gerenciamento de potência empregadas nos conversores de interligação para a microrrede híbrida operar no modo conectado à rede elétrica. Com base na modelagem dos conversores de potência, os controladores do *ILC*, *BC* e *VSCa* são projetados. A partir das malhas de controle de cada conversor, aplica-se às técnicas de gerenciamento de potência necessárias para o compartilhamento de potência e serviços ancilares para a rede elétrica. O *ILC* utiliza duas malhas de controle, com compartilhamento de potência por *droop* CC e regulação de tensão CC por controle hierárquico, assim como a técnica mestre-seguido para compensação de reativos. O *BC* usa as malhas de controle e as técnicas de gerenciamento de potência similares aos do *ILC*. Por fim, o *VSCa* emprega uma malha de controle de corrente para aplicar a mitigação de harmônicas no PAC da rede elétrica, além de também auxiliar na mitigação de reativos. Desta forma, é possível ter um entendimento geral das técnicas de gerenciamento e dos controles necessários para operar a microrrede híbrida em modo conectado, com intuito de melhorar a qualidade da energia do sistema.

## 4 Controle e Gerenciamento de Potência da Microrrede Híbrida em Modo Autônomo

## 4.1 Considerações Iniciais

Uma das características principais das microrredes é a possibilidade de operarem em modo autônomo. Para isso, é preciso estabelecer uma fonte de tensão despachável para formar a microrrede, como um gerador a diesel ou um sistema de armazenamento de energia, pois a rede elétrica deixa de estabelecer a referência para o sistema. Assim, no contexto da microrrede híbrida analisada, os conversores de interligação possuem a função de formar as microrredes CA e CC, utilizando um único banco de baterias centralizado. A Figura 4.1 mostra um esquemático detalhado da microrrede híbrida em modo autônomo. Assim como na operação conectada à rede elétrica, um transformador isolador está presente na saída do filtro LC do *ILC*, de modo evitar a corrente de modo comum entre os conversores. Para a simplificação do diagrama, as impedâncias de linha também são omitidas nesse caso.

O objetivo dos conversores de interligação é possibilitar uma operação adequada da microrrede híbrida em modo autônomo, permitindo o fluxo de potências entre os elementos do sistema. Isso é estabelecido por meio das estratégias de controle e gerenciamento de potência empregadas nos conversores *ILC*, *BC* e *VSCa*. Assim, o presente capítulo aborda as malhas de controle e técnicas de gerenciamento adotadas em tais conversores para uma operação autônoma.

## 4.2 ILC em Modo Autônomo

Na operação autônoma da microrrede híbrida, o ILC é encarregado em formar a microrrede CA. Assim, como no modo conectado à rede, a estratégia de controle do ILC é composta por duas malhas, uma externa de tensão e uma interna de corrente. O gerenciamento de potência, neste caso, aplica técnicas de correção e geração das referências para as malhas de controle do ILC, com intuito de permitir a operação autônoma. Como nesse modo a rede elétrica é desconectada e apenas o banco de baterias é responsável pelo gerenciamento da microrrede híbrida, o compartilhamento de potência não é empregado. A Figura 4.2 apresenta as malhas de controle e o gerenciamento de potência do ILC em modo autônomo.

A malha interna de corrente, mostrada no detalhe D da Figura 4.2, é igual ao

61



Figura 4.1 – Diagrama detalhado da microrrede híbrida no modo autônomo, com destaque aos conversores de interligação modificados.

do modo conectado à rede, onde as referências de corrente são recebidas da malha externa e os pulsos para as chaves de potência são gerados por meio dos controladores PI e do modulador SVPWM. Por outro lado, diferente da operação conectada, a malha externa cumpre a função de controlar as tensões no domínio dq. Para que o controle de tensão CA funcione, procedimentos como desacoplamento e *feedforward* são empregados, conforme apresentado no detalhe C da Figura 4.2 (NEJABATKHAH; LI, 2015; YAZDANI; IRAVANI, 2010). Esse controle é implementado de modo a formar a microrrede CA, atuando em conjunto com as técnicas de gerenciamento de potência para permitir a operação autônoma. Assim como no modo conectado à rede elétrica, o projeto dos controladores em modo autônomo é feito por resposta em frequência, como mostrado nas Tabelas A.6 e A.4 do apêndice A.

Como mostrado no detalhe E da Figura 4.2, o controle de tensão CA recebe as referências de tensão no domínio dq. Tais referências são fornecidas pelo gerador de referência de tensão CA, apresentado no detalhe A da Figura 4.2. Essas referências são geradas a partir de um sinal artificial senoidal trifásico  $(V_{abc_{REF}})$ , que produzem as referências no domínio dq. Isso é feito por meio do SRF-PLL e em conjunto com a transformada de Park, além do uso de um integrador discreto e um bloco de reset para formar o sinal dente de serra da referência de ângulo síncrono (NEJABATKHAH; LI, 2015; YAZDANI; IRAVANI, 2010). Desta forma, são obtidos  $V_{d_{REF}}$ ,  $V_{q_{REF}}$ , a referência de ângulo síncrono  $(\Theta_{RS})$ , e a referência de frequência  $(\omega_{or})$ . Embora a tensão CA seja criada artificialmente, a técnica de sincronismo por *SRF-PLL* também é usada pelo *ILC*, conforme mostrado no detalhe *C* da Figura 4.2. Nesse caso, o *ILC* atua no modo M2, onde a referência de ângulo síncrono é inserida na transformada Park responsável por medir as tensões e correntes no domínio dq (YAZDANI; IRAVANI, 2010).



Figura 4.2 – Estratégia de controle e gerenciamento de potência do ILC, em modo autônomo.

A partir do gerador de referência de tensão e as malhas de tensão CA e corrente, o filtro LC do *ILC* permite a formação da microrrede CA, gerando uma referência de tensão e frequência trifásicas. Com isso, os dispositivos conectados na microrrede CA possuem uma referência de tensão e frequência, o que permite o fluxo de potência entre as fontes e cargas do sistema. No entanto, apesar de estabelecer as referências de tensão CA, a baixa inércia da operação autônoma torna a microrrede mais sensível aos distúrbios na qualidade da energia.

### 4.3 BC em Modo Autônomo

Quando a microrrede híbrida atua em modo autônomo, o BC é o dispositivo responsável por formar a microrrede CC. Isso ocorre como no modo conectado à rede, onde uma estratégia com duas malhas é utilizada para o controle de tensão CC, como apresentado nos detalhes  $C \in D$  da Figura 3.4. Contudo, no caso autônomo, o compartilhamento de potência e o controle hierárquico não são aplicados, pois apenas o banco de baterias é utilizado no balanço de potência. Assim, o BC apenas aplica o controle de tensão para formar a microrrede CC. Portanto, neste caso, os detalhes  $A \in B$  são excluídos da estratégia de controle e gerenciamento de potência do BC. Desta forma, a referência de droop é igual a referência de tensão ( $V_{CC_{bc}} = V_{CC_{REF}}$ ) e a tensão de restauração é nula ( $dV_{bc} = 0$ ) (SILVEIRA *et al.*, ; NETO *et al.*, 2020a; YAZDANI; IRAVANI, 2010).

A partir da formação da microrrede CC pelo *BC*, o *ILC* utiliza o barramento CC como uma fonte de tensão para formar a microrrede CA. Assim, a microrrede híbrida consegue operar de forma autônoma, tanto do lado CA quanto do lado CC, possuindo como referência única o sistema de armazenamento de energia centralizado.

## 4.4 VSCa em Modo Autônomo

É importante destacar que a estratégia de controle aplicada no VSCa é a mesma, tanto no modo conectado à rede quanto no modo autônomo, como mostrado na Figura 3.5. Isso também ocorre com a técnica de mitigação de harmônicas. No entanto, existe uma diferença de propósitos para cada modo de operação. Enquanto no modo conectado à rede, a forma de onda da corrente no PAC da rede elétrica é atenuada, no modo autônomo, visa-se reduzir os impactos das harmônicas na forma de onda da tensão na microrrede CA. Esse distúrbio na forma de onda da tensão só ocorre quando a microrrede híbrida opera em modo autônomo, devido à baixa inércia do sistema.

No modo autônomo, é descartada o compartilhamento de potência pela técnica mestre-seguidor, sendo a mitigação de harmônicas a única função de suporte do VSCa. Nesse caso, a referência do controle de corrente do VSCa é composta apenas pela carga não linear, devido às correntes de reparação harmônica resultantes do identificador de harmônicas. Desta forma, o VSCa garante uma melhoria na qualidade da energia da microrrede híbrida CA/CC em ambos os modos de operação.

## 4.5 Considerações Finais

De modo análogo ao Capítulo 3, as estratégias de controle e o gerenciamento de potência adotado pelos conversores de interligação no modo autônomo da microrrede híbrida são detalhados neste capítulo. As principais mudanças nas estratégias de controle entre os modos de operação estão relacionadas à atuação do *ILC*. No modo autônomo, o *ILC* se torna responsável por formar a microrrede CA, deixando de aplicar o compartilhamento de potência a compensação de reativos. Nesse caso, a formação da microrrede CC é realizada apenas pelo *BC*, por meio de um controle de tensão. O *VSCa* continua implementando a mitigação de harmônicas, porém, no modo autônomo essa mitigação reduz os impactos na forma de onda da tensão da microrrede CA. Desta forma, os conversores de interligação estabelecem as condições necessárias para a operação da microrrede híbrida CA/CC, utilizando um sistema de armazenamento de energia centralizado com referência para o sistema.

# 5 Sistema de Gerenciamento de Baterias -*BMS*

## 5.1 Considerações Iniciais

O banco de baterias é um dispositivo essencial para o gerenciamento de potência nas microrredes híbridas, permitindo o compartilhamento de potência, a mitigação de impactos na qualidade da energia e a operação em modo autônomo. No entanto, essas baterias podem ser danificadas caso operem em condições prejudiciais, reduzindo a vida útil do dispositivo. Essas condições danosas de operação ocorrem quando o banco de baterias é sobrecarregado ou quando atingem o ciclo de descarga profunda, podendo ser determinadas de acordo com o SOC das baterias. Devido a isso, normalmente o SOC das baterias é mantido dentro de uma faixa de 50 % a 95 % , de modo a operar em condições seguras. Desta forma, para preservar o banco de baterias e garantir uma operação segura, uma proposta de BMS para microrrede híbrida CA/CC é desenvolvida.

A estratégia de BMS adotada depende do modo de operação da microrrede híbrida CA/CC. Para o modo conectado à rede, o BMS restringe a operação do TSILC-ESD quando as condições prejudiciais são alcançadas. No caso do modo autônomo, o BMSemprega uma seletividade de cargas ou fontes, de acordo com as condições de SOC das baterias. Essas técnicas de BMS são melhor detalhadas na sequência.

## 5.2 Restrições de Operação no Modo Conectado à Rede Elétrica

Para proteger o banco de baterias e permitir uma operação satisfatória da microrrede híbrida em modo conectado à rede, o BMS aplica a restrição de operação do TSILC-ESD quando os limites de SOC são atingidos. Essa técnica se baseia na interrupção do funcionamento dos conversores BC e VSCa, enquanto a condição crítica permanecer. Para avaliar as circunstâncias de operação do banco de baterias, são utilizados o SOC e a corrente das baterias. Com base nisso, o BMS define se o TSILC-ESD está habilitado conforme o estado da variável H. As restrições de operação do TSILC-ESD, de acordo com o SOC e a corrente das baterias, são expressas em (5.1).

$$H = \begin{cases} 1, & SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \\ 0, & SOC_{min} \ge SOC \quad \cup \quad I_{bat} > 0 \\ 1, & SOC_{min} \ge SOC \quad \cup \quad I_{bat} \le 0 \\ 0, & SOC_{max} \le SOC \quad \cup \quad I_{bat} < 0 \\ 1, & SOC_{max} \le SOC \quad \cup \quad I_{bat} \ge 0 \end{cases}$$
(5.1)

onde  $SOC_{min}$  e  $SOC_{max}$  são os limites inferior e superior do estado de carga; SOC é o estado de carga estimado do banco de baterias; e  $I_{bat}$  é a corrente do banco de baterias.

A partir de (5.1), tem-se que o TSILC-ESD permanece habilitado enquanto H for igual a 1. Quando os limites de SOC são atingidos, H é igual a 0 e o dispositivo é desabilitado. Assim que a restrição do BMS atua, apenas o ILC opera, com objetivo de formar a microrrede CC. Desta forma, as técnicas de compartilhamento de potência, regulação de tensão e mitigação de harmônicas são interrompidas até que o TSILC-ESD seja habilitado. Como a compensação de reativos não depende de potência ativa, ela continua atuando mesmo quando as restrições são aplicadas. A Figura 5.1 apresenta o fluxograma do BMS com as condições de restrição do TSILC-ESD no modo de operação conectada à rede. Esse fluxograma atua em uma frequência de 20 kHz.



Figura 5.1 – Fluxograma do BMS para restrições de operação.

Da Figura 5.1, o TSILC-ESD é habilitado entre os limites de SOC, que geralmente são definidos como  $SOC_{min} = 50\%$  e  $SOC_{max} = 95\%$  (NETO *et al.*, 2020a). Quando o SOC atinge o limite inferior, esse conversor é desabilitado até que o banco de baterias absorva potência. Isso ocorre quando a corrente da bateria é menor que zero  $(I_{bat} \leq 0)$ . De forma similar, o *TSILC-ESD* também é interrompido quando o limite superior de *SOC* é alcançado, sendo habilitado somente quando a corrente da bateria for maior que zero  $(I_{bat} \geq 0)$  e as baterias tiverem que injetar potência. Desta forma, o *BMS* pode proteger o banco de baterias de condições prejudiciais de operação e ainda manter a microrrede híbrida CA/CC em operação. Os esquemáticos em *Simulink* e o código desse algorítmo são apresentados no apêndice B

## 5.3 Condições de Seletividade no Modo Autônomo

1

No modo autônomo, o *BMS* atua com base na seletividade das fontes ou cargas, de acordo com as condições do *SOC* e da corrente do banco de baterias. O objetivo desse formato de *BMS* é manter a formação da microrrede híbrida CA/CC, excluindo os demais elementos quando necessário. A seletividade de fontes é definida por S, enquanto a seletividade de cargas é representada por L, sendo expressas por (5.2) and (5.3), respectivamente.

$$S = \begin{cases} 0, & SOC_{max} \leq SOC \\ 1, & SOC_{max} > SOC \\ 0, & SOC_d \leq SOC & \cup & I_{bat} > 0 \\ 1, & SOC_d > SOC & \cup & I_{bat} > 0 \end{cases}$$

$$L = \begin{cases} 0, & SOC_{min} \geq SOC \\ 1, & SOC_{min} < SOC \\ 0, & SOC_c \geq SOC & \cup & I_{bat} < 0 \\ 1, & SOC_c > SOC & \cup & I_{bat} < 0 \end{cases}$$

$$(5.3)$$

onde  $SOC_c$  e  $SOC_d$  são as janelas de SOC para carga e descarga do banco de baterias durante a seletividade, respectivamente.

A seletividade de fontes e cargas ocorre de forma independente, conforme as condições estabelecidas em (5.2) and (5.3). Na seletividade de fontes, quando S é igual a 0, todas as fontes da microrrede híbrida são desconectadas, mantendo somente as cargas conectadas. Essas fontes só voltam a ser habilitadas quando o SOC atinge uma condição de operação segura, onde S é igual a 1. Da mesma forma, no caso da seletividade de cargas, todas as cargas da microrrede híbrida são desconectadas quando L é igual a 0, enquanto as fontes continuam conectadas. Todas as cargas são habilitadas quando o SOC volta para a faixa de operação segura, fazendo L ser igual a 1. A lógica de seletividade de

fontes e cargas aplicadas pelo BMS é melhor descrita nos fluxogramas das Figuras 5.2(a) e 5.2(b), respectivamente. Os fluxogramas atuam com uma frequência de 20 kHz.



Figura 5.2 – Fluxograma das condições de seletividade do *BMS*. a) Fontes; b) Cargas.

Conforme detalhado na Figura 5.2(a), a seletividade de fontes ocorre quando o limite superior do SOC de 90% é atingido ( $SOC_{max} = 90\%$ ), desconectando todas as fontes. Nesse caso, apenas as cargas ficam conectadas até atingir o SOC de descarga, de 80% ( $SOC_d = 80\%$ ). O  $SOC_d$  garante uma janela de descarga antes do retorno das fontes, com intuito de evitar entradas e saídas instantâneas de tais fontes. Na seletividade de cargas, apresentada na Figura 5.2(b), uma lógica análoga à seletividade de fontes é seguida, em que todas as cargas são desconectadas quando o SOC atinge o limite inferior de 55% ( $SOC_{min} = 55\%$ ). As cargas só podem ser reconectadas quando o SOC de carga, de 65%, for atingido ( $SOC_c = 65\%$ ), até então apenas as fontes ficam conectadas. Isso também é feito para garantir uma janela de carregamento das baterias, evitando mudanças instantâneas entre saída e entrada dessas cargas. Assim, as condições de seletividade aplicadas pelo *BMS* asseguram que o banco de baterias não atue em uma faixa perigosa operação, mantendo a microrrede híbrida operando em modo autônomo. Detalhes sobre o esquemático e o código aplicando a seletividade do *BMS* são mostrados no apêndice B.

Sabe-se que a seletividade total de fontes e cargas é incoveniente e não usual, além de tornar essencial a comunicação entre todos os elementos da microrrede. Apesar disso, trata-se de uma abordagem inicial de BMS, com o foco principal em manter o TSILC-ESD atuando e a microrrede híbrida em operação regular.

## 5.4 Considerações Finais

O presente capítulo detalha as duas estratégias de BMS empregadas na microrrede híbrida CA/CC analisada. A primeira estratégia é aplicado no modo de operação conectada à rede, se baseando na restrição de operação do TSILC-ESD quando os limites de SOC inferior ou superior são atingidos. Nesse caso, o ILC mantem a operação da microrrede híbrida, enquanto o banco de baterias é desconectado até que retorne a uma condição de operação segura. Já no modo autônomo, o BMS tem o objetivo de manter a microrrede híbrida operando através do TSILC-ESD. Para isso, a seletividade de carga e fonte é utilizada, de modo a evitar que o SOC do banco de baterias alcance os limites inferior e superior. Desta forma, o BMS permite que a microrrede opere de modo satisfatório, evitando o desgaste do banco de baterias.

## 6 Resultados e Discussões

## 6.1 Considerações Iniciais

A avaliação de desempenho das estratégias de controle e das técnicas de gerenciamento de potência empregadas nos conversores de interligação propostos são estabelecidas por meio de simulações computacionais no *software MatLab/Simulink*. As rotinas em *MatLab* são usadas para projetar os subsistemas, enquanto o *Simulink* é responsável por simular o comportamento da microrrede híbrida CA/CC, em diferentes condições e modos de operação, usando um período de amostragem para a simulação de 1 $\mu$ s. Os esquemáticos em *Simulink* dos sistemas que compõem a microrrede híbrida são apresentados no apêndice B. Para analisar a performance dos conversores de interligação, dos gerenciamentos de potência e do *BMS* propostos, tanto no modo conectado à rede elétrica quanto no modo autônomo, são definidos quatro estudos de caso para avaliar os resultados. Esses estudos de caso são:

- Resultados em Modo Conectado à Rede Elétrica
- Resultados em Modo Conectado à Rede Elétrica com Sistema de Gerenciamento de Baterias
- Resultados em Modo Autônomo
- Resultados em Modo Autônomo com Sistema de Gerenciamento de Baterias

A microrrede híbrida CA/CC projetada corresponde a configuração apresentada na Figura 2.1. As fontes e cargas dos sistemas variam em até 4.5 kW de potência ativa, e até 4.5 kVAr de potência reativa no caso de fontes e cargas CA. Os conversores são modelados com as chaves e projetados para 5 kVA de potência nominal, o que permite um gerenciamento de potência adequado. A escolha das potências e dos elementos passívos foi realizada com intuito de representar um *setup* experimental montado com o material presente no laboratório. Todavia, devido a pândemia de COVID 19, não houve tempo habil para a finalização dessa bancada experimental. Os valores dos elementos passívos e dos parâmetros de projeto dos conversores, estão presentes no apêndice A.

Os parâmetros utilizados para as simulações, como o tempo de amostragem, e os aspectos de projeto dos controladores *PI* por resposta em frequência, como as frequências de cruzamento e as margens de fase, assim como dos valores dos parâmetros desses controladores, também são apresentados no apêndice A.

## 6.2 Resultados em Modo Conectado à Rede Elétrica

A análise da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica é realizada em quatro condições de operação diferentes, que procuram contemplar as principais situações de fluxo de potência bidirecional entre as microrredes CA e CC. Assim, durante a simulação, ocorrem quatro eventos de variação de potência nas microrredes. Tais eventos são descritos na Tabela 6.1, sendo que a potência maior que zero indica uma maior presença de geração, o caso contrário indica a maior presença de carga.

1	<b>2</b>	3	4
1-2	2-3	3-4	4-5
$\begin{aligned} P_{ACMG} &> 0\\ P_{DCMG} &> 0 \end{aligned}$	$\begin{aligned} P_{ACMG} &> 0\\ P_{DCMG} &< 0 \end{aligned}$	$P_{ACMG} < 0$ $P_{DCMG} < 0$	$P_{ACMG} < 0$ $P_{DCMG} > 0$
EVENTO 1 1.5 2 (a	EVENTO 2 EV 2.5 3 Tempo (s) A)	ENTO 3 EVENT 3.5 4 4.5	0 4 5
	1-2 $P_{ACMG} > 0$ $P_{DCMG} > 0$ EVENTO 1 1.5 2 (a) (a) (a) (b) (b) (c) (c) (c) (c) (c) (c) (c) (c	$1-2   2-3   P_{ACMG} > 0   P_{ACMG} > 0   P_{DCMG} < 0$	$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$

Tabela 6.1 – Condições de operação para cada evento

Figura 6.1 – Perfis de potência das cargas e fontes. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA.

Todo o comportamento da microrrede híbrida é simulado em 5 segundos devido ao esforço computacional resultante da complexidade do sistema. Dentro desse intervalo, as condições de regime permanente são garantidas. Na faixa do primeiro segundo (0-1 s), ocorre um estágio de transição da tensão do barramento CC para atingir o regime permanente. Logo após, as condições operacionais ocorrem de acordo com intervalos de tempo mostrados na Tabela 6.1. Para atender a essas condições, são definidos os perfis de fontes e cargas das microrrede CC e CA, como apresentado nas Figuras 6.1(a) e 6.1(b), respectivamente.

Os perfis das Figuras 6.1(a) e 6.1(b) são aplicados nas análises de compartilhamento de potência, regulação de tensão CC, mitigação de harmônicas, e compensação de reativos. Cada uma dessas análises são melhor detalhadas nas subseções a seguir.

#### 6.2.1 Compartilhamento de Potência e Regulação de Tensão CC

A avaliação do compartilhamento de potência é realizada na microrrede CC e CA, por meio das técnicas apresentadas no Capítulo 3. No caso da microrrede CC, aplicase a técnica *droop* CC tanto no *ILC* quanto no *BC*. Portanto, o balanço de potência entre a fonte e a carga CC é compartilhada por tais conversores de potência. A Figura 6.2 apresenta o compartilhamento de potência na microrrede CC.



Figura 6.2 – Compartilhamento de potência na microrrede CC.

Da Figura 6.2, a curva preta representa o balanço de potência da microrrede CC, que segue as condições operacionais da Tabela 6.1. Como o ILC e o BC têm a mesma potência nominal, esse balanço de potência é compartilhado igualmente entre os conversores. Desse modo, durante os eventos 1 e 4, o ILC e o BC absorvem aproximadamente o mesmo valor de potência do barramento da microrrede CC, sendo em cerca de 1500 W no intervalo de 1-2 segundos e 780 W no intervalo de 4-5 segundos. Nos eventos 2 e 3, com o intervalo de tempo de 2-4 segundos, tanto o ILC quanto o BC injetam aproximadamente
1250 W no barramento da microrrede CC. Os transitórios de potência que ocorrem no início dos eventos 1, 2 e 4 estão relacionados à resposta da regulação de tensão da microrrede CC. Também é importante destacar que o fluxo de potência no ILC está atrelado diretamente à microrrede CA, enquanto o fluxo de potência do BC está associado ao banco de baterias.

No caso da microrrede CA, o fluxo de potência ocorre entre as fontes e cargas CA, o ILC, o VSCa e a rede elétrica. O fluxo de potência do ILC resulta do compartilhamento de potência da microrrede CC, onde a energia retirada do barramento CC é injetada na microrrede CA, ocorrendo de modo recíproco. Já o balanço de potência entre fontes e cargas na microrrede CA é definido pelo perfil da Figura 6.1(b). Essas potências são igualmente compartilhadas entre o VSCa e a rede elétrica. Para isso é aplicado um controle mestre-seguidor no VSCa, que estabelece a referência de potência do conversor de acordo com a equação 3.12. O compartilhamento de potência da microrrede CA é apresentado na Figura 6.3.



Figura 6.3 – Compartilhamento de potência na microrrede CA.

Avaliando cada evento de variação de potência da Figura 6.3, é possível identificar o comportamento do compartilhamento de potência entre o VSCa e a rede elétrica para cada condição de operação estabelecida. No evento 1, na faixa de tempo de 1-2 s, a potência da fonte CA e do *ILC* são injetados na microrrede CA, com o VSCa e a rede elétrica absorvendo essa energia. No evento 2, na faixa de tempo de 2-3 s, o *ILC* começa a absorver energia devido a condição da microrrede CC. No entanto, a fonte CA ainda gera acima do exigido pelo *ILC*, mantendo o VSCa e a rede elétrica em condição de absorção de potência. No evento 3, no intervalo de tempo de 3-4 s, as cargas CA se tornam predominantes, exigindo que o VSCa e a rede elétrica injetem potência na microrrede CA. Por fim, no evento 4, de 4-5 s, o *ILC* também começa a injetar, porém a condição operacional é mantida a mesma. O BC e o VSCa são conversores de potência que compõem o TSILC-ESD, um conversor de interligação da microrrede híbrida que também opera como um BESS. Assim, existe um fluxo de potência interno ao BESS, que se comporta de acordo com o BC e o VSCa. A Figura 6.4 mostra o fluxo de potência do TSILC-ESD.



Figura 6.4 – Fluxo de potência no *TSILC-ESD*.

A partir da Figura 6.4, percebe-se que nos eventos 1 e 3 o banco de baterias é mais exigido, pois em ambas condições as microrredes injetam ou absorvem potência, conforme mostrado nos intervalos de tempo 1-2 s e 3-4 s. Nos eventos 2 e 4, de intervalos de tempo 2-3 s e 4-5 s, o fluxo de potência das microrredes são complementares. Nessa condição, a potência requerida pelo banco de bateria é reduzida. Desta forma, o conversor de interligação modificado proposto opera como um *BESS* centralizado, podendo gerenciar as duas microrredes e evitar um maior desgaste para o banco de baterias.

#### 6.2.2 Regulação de Tensão CC

Apesar das vantagens do compartilhamento de potência sem necessitar de comunicação, o controle com *droop* CC é responsável pelo desvio de tensão no barramento CC, como comentado no Capítulo 3. De modo a visualizar a o impacto do *droop* no desvio de tensão e a resposta da regulação de tensão CC pelo controle hierárquico, a Figura 6.5 apresenta as curvas de tensão da microrrede CC para essas situações.

A curva azul da Figura 6.5 representa a tensão na microrrede CC sem a regulação de tensão, onde é possível perceber que tensão do barramento permanece dentro dos limites estabelecidos pelo *droop* CC, entre 400V e 420V. Esse desvio ocorre de acordo com o sentido do fluxo de potência, onde a tensão aumenta quando a fonte CC possui mais potência que a carga CC, conforme mostrado nos intervalos 1-2 s e 4-5 s. Quando a carga CC é maior, a tensão diminui, conforme mostrado no intervalo de 2-4 s.



Figura 6.5 – Tensão no barramento da Microrrede CC: Tensão de referência, Tensão de *droop* e Tensão regulado pelo controle hierárquico.

A regulação do desvio de tensão do barramento CC é efetuada pelo controle hierárquico com compensador PI, como mostrado pela curva vermelha da Figura 6.5. Comparando as curvas azul e vermelha, é possível perceber a correção realizada pelo controle hierárquico. Isso ocorre pois o compensador PI reduz o erro de regime ocasionado pelo desvio de tensão na microrrede CC, até a resposta atingir o estado estacionário. Durante a resposta transitória o desvio de tensão ainda ocorre, afetando também o transitório da potência dos conversores ILC e BC.

### 6.2.3 Mitigação de Harmônicas

A presença de cargas não-lineares, como muitos dispositivos eletrônicos, é comum em sistemas como as microrredes. Esses dispositivos podem ser responsáveis pela emissão de conteúdo harmônico para a rede básica, prejudicando assim a qualidade da energia fornecida. A Figura 6.6(a) mostra influência que a carga não-linear da microrrede híbrida causa na forma de onda de corrente no PAC da rede elétrica.

Na Figura 6.6(a), é possível visualizar uma janela de três ciclos da forma de onda de corrente no PAC da rede elétrica em cada condição de operação. A amplitude de tal corrente varia em relação ao perfil de potência mostrado na curva verde da Figura 6.3. Avaliando a essa forma de onda é possível perceber que a distorção é mais acentuada em potências mais baixas, como visto no intervalo do evento 4 (4-5 s).

Além do compartilhamento de potência, o VSCa tem a função de mitigar as componentes harmônicas resultante da presença da carga não-linear na microrrede CA. Assim, a microrrede híbrida fornece serviços ancilares para atenuar o espectro harmônico no PAC da rede elétrica. A Figura 6.6(b) apresenta o resultado da operação do VSCa na compensação na forma de onda de corrente da rede elétrica. É importante destacar que a



compensação de potência reativa também é aplicada nessas análises.

Figura 6.6 – Formas de onda das correntes no PAC da rede elétrica e da carga não linear. a) sem mitigação de harmônicas; b) com mitigação de harmônicas.

A partir da Figura 6.6(b), constata-se que as distorções na forma de onda da corrente da rede elétrica são mitigadas em cada evento analisado. Também é possível visualizar a forma de onda da corrente do VSCa, que tem uma forma distorcida com o objetivo de compensar as componentes do espectro harmônico da carga não-linear. A amplitude de corrente do VSCa está associada ao comportamento de sua potência, de acordo com a curva vermelha da Figura 6.3. Para avaliar melhor a influência da mitigação das harmônicas, a Figura 6.7 apresenta a comparação entre a forma de onda da corrente da rede elétrica sem e com mitigação de harmônicas.

Ao comparar as curvas mostradas na Figura 6.7 é evidente a melhoria na qualidade da energia no PAC da rede elétrica. No evento 1 (1-2 s), a corrente apresentou a forma de onda mais próxima da senoidal, enquanto no evento 4 (4-5 s) a corrente demonstrou a melhor evolução na redução de harmônicas. Essa avaliação pode ser confirmada usando a THD como índice quantitativo. A Tabela 6.2 apresenta o THD da corrente da rede elétrica sem e com mitigação para cada condição de operação.



Figura 6.7 – Comparação da forma de onda da corrente no PAC da rede elétrica entre os casos com e sem mitigação de harmônicas.

Tabela 6.2 – Resposta da análise de distorções harmônicas na microrrede híbrida

Evento	1	<b>2</b>	3	4
Intervalo de Tempo [s]	1-2	2-3	3-4	4-5
Potência Ativa [W]	2130	1150	-1450	-850
Amplitude da Fundamental [A]	$^{8,5}$	$^{5,5}$	6	$^{3,8}$
$THD_{nomit}$ [%]	$10,\!58$	$18,\!34$	$15,\!29$	$25,\!01$
$THD_{mit}$ [%]	$4,\!58$	$5,\!46$	6,32	6,77

Da Tabela 6.2, verifica-se que a corrente com menor amplitude , no evento 4 (4-5 s), possui uma maior distorção harmônica. Isso se torna evidente devido à *THD* de 25,01 % sem compensação, e 6,77 % e com compensação. No entanto, nessa condição, a mitigação harmônica apresenta uma melhor performance, reduzindo mais significativamente o valor da *THD*. Em relação à qualidade da energia, o melhor desempenho ocorre no evento 1 (1-2 s), com *THD* de 10,58 % sem compensação e 4,58 % com compensação. É importante destacar que nos eventos 2, 3 e 4, a *THD* ainda permanece com o valor acima do que estabelecido no módulo 8 do Prodist, imposto pela Aneel, mesmo após a aplicação da mitigação. Apesar disso, verifica-se uma melhora significativa na forma de onda de corrente em cada evento, constatando um desempenho satisfatório da mitigação de harmônicas.

O emprego de uma métrica como a *THD* permite uma análise geral da deformação da forma de onda, porém o espectro harmônico pode ser empregado para aprofundar essa avaliação. A Figura 6.8 apresenta o espectro harmônico da corrente no PAC da rede elétrica, sem e com mitigação para cada condição operacional. Os detalhes A, B, C e D dessa figura correspondem aos eventos 1, 2, 3 e 4, respectivamente.



Figura 6.8 – Espectro harmônico da corrente da rede elétrica sem e com mitigação, para cada condição de operação.

Os espectros harmônicos apresentados na Figura 6.8 indicam a presença de harmônicas de baixa frequência na forma de onda da corrente quando não há compensação. De tais componentes, as harmônicas de  $5^{a}$ ,  $7^{a}$ ,  $11^{a}$  e  $13^{a}$  ordem são as que mais afetam na distorção da forma de onda de corrente. A influência dessas harmônicas depende da amplitude fundamental (1º ordem harmônica). Isso pode ser visto comparando as amplitudes indicada na Tabela 6.5 com as componentes harmônicas observadas nos detalhes A e D da Figura 6.8, por exemplo. Assim, é possível verificar a relação da fundamental com as demais ordens harmônicas e como isso influencia na deformação da forma de onda. Quando a mitigação de harmônicas é aplicada, essas componentes de baixa ordem são significativamente reduzidas, como mostrado nas barras vermelhas da Figura 6.8. Desse modo, o VSCa melhora a qualidade da energia da corrente no PAC da rede elétrica. Os resultados também indicam que a mitigação de harmônicas possui um desempenho satisfatório, tanto durante a injeção quanto na absorção de potência pela rede elétrica.

#### 6.2.4 Compensação de Potência Reativa

Cargas que consomem potência reativa, como máquinas elétricas, são frequentemente presentes em microrredes CA. Assim, o fator de potência no PAC é afetado, reduzindo a eficiência no fornecimento de energia pela rede elétrica. Outro aspecto que também afeta o fator de potência é a distorção harmônica. Para analisar a influência da potência reativa na microrrede híbrida, perfis de reativos para as cargas e fonte CA são estabelecidos. É importante destacar que a mitigação de harmônicas atua conjuntamente com a compensação de reativos. A Figura 6.9 apresenta esse perfil de reativos da microrrede CA. A curva verde da Figura 6.9 corresponde a potência reativa fornecida pela fonte CA, enquanto a curva vermelha representa o reativo absorvido pela carga CA. Deve-se destacar a curva azul, que representa o reativo associado à distorção harmônica da carga não-linear. O reativo resultante das cargas e da fonte CA, que corresponde o perfil de reativos da microrrede CA, é expresso pela curva preta. Esses perfis de reativos afetam diretamente o fator de potência no PAC da microrrede CA com a rede elétrica, conforme mostrado na Figura 6.10.



Figura 6.9 – Perfil de reativo da microrrede CA



Figura 6.10 – Potência reativa da rede elétrica e dos conversores de potência, sem compensação de reativos.

A Figura 6.10 apresenta a potência reativa no PAC da rede elétrica quando não há técnicas de mitigação de impactos na qualidade da energia. Por esse motivo, o ILC e o VSCa operam com o fator de potência unitário, conforme observado nas curvas azul e verde. Também não há mitigação de harmônicas nesse caso. Na curva vermelha percebe-se que a potência reativa é injetada na rede elétrica nos eventos 1 e 2, enquanto é absorvida nos eventos 3 e 4. Isso mostra o fluxo bidirecional de potência reativa no PAC da rede elétrica. A compensação de reativos na microrrede CA é apresentada na Figura 6.11(a).



Figura 6.11 – a)Potência reativa da rede elétrica e dos conversores de potência, com compensação de reativos; b) Comparação do fator de potência entre os casos com e sem compensação de reativos.

O comportamento da potência reativa utilizada pelos conversores ILC e o VSCa para compensação de reativos pode ser visualizada nas curvas azul e verde, respectivamente. O reativo ocasionado pelo fator de deslocamento no PAC da rede é compartilhado igualmente entre esses conversores. No entanto, o reativo ocasionado pelas distorções na forma de onda só é compensado pelo VSCa, que é responsável pela mitigação de harmônicas. Assim, o ILC e o VSCa compartilham a potência reativa com uma diferença de 200 VAr, que é a fração associada às distorções harmônicas. O desempenho da compensação de reativos pode ser visualizado na Figura 6.11(b), que faz uma comparação do fator de potência no PAC da rede elétrica, sem e com compensação de potência reativa.

O fator de potência no PAC da rede elétrica com compensação de reativos é representado pela curva azul da Figura 6.11(b), enquanto a curva vermelha é o fator de potência sem compensação. No primeiro segundo (0-1 s) ocorre um estágio transitório em resposta à rampa de tensão no barramento CC, que afeta o fator de potência, não sendo de interesse para esta análise. Comparando as duas curvas nos estágios seguintes, constata-se uma melhoria evidente, pois o fator de potência passa de valores como 0.373 para praticamente unitário, como no evento 2. Os transientes ocorrem durante a alteração das condições de operação, com destaque para maior variação no início do evento 3, aos 3 segundos. Esse transiente ocorre devido à mudança no sentido do fluxo de potência reativa, pois o ILC e o VSCa param de absorver para injetar reativos, conforme apresentado nas curvas verde e azul da Figura 6.11(a). Desta forma, verifica-se a efetividade da compensação de reativos nas principais condições de operação impostas na microrrede híbrida.

# 6.3 Resultados em Modo Conectado à Rede Elétrica com Gerenciamento das Baterias

O foco principal desta análise são as restrições operacionais impostas pelo BMS na microrrede híbrida operando no modo conectado à rede elétrica. Para isso, os perfis de potência das fontes e cargas das microrredes CA e CC são definidos de modo que o banco de baterias atinja os limites inferior e superior de SOC, permitindo avaliar as restrições impostas pelo BMS. Além disso, esses perfis de potência também estabelecem as principais condições de bidirecionalidade do fluxo de potência das microrredes CA e CC. Desta forma, os perfis de potência aplicados na microrrede híbrida são definidos de acordo com as Figuras 6.12(a) e 6.12(b).

O SOC do banco de baterias responde de acordo com os perfis de potência das Figuras 6.12(a) e 6.12(b). O parâmetro  $k_{tb}$  é utilizado para acelerar a resposta do SOC em 3500 vezes ( $k_{tb} = 3500$ ), de modo a aumentar a velocidade de resposta da dinâmica do banco de baterias. Isso é feito para que os limites de SOC sejam alcançados dentro do intervalo de tempo das simulações. A dinâmica do SOC é apresentada na Figura 6.13(a). A partir de tal dinâmica, é possível determinar quando as restrições do BMS são aplicadas. Assim, de acordo com a resposta do SOC e do BMS, são estabelecidos os eventos para as análises do resultado.

Conforme apresentado nas Figuras 6.13(a) and 6.13(b), os eventos ocorrem de acordo com a variação do estado do *BMS*, e se iniciam a partir do segundo 1. Antes disso, ocorre a rampa de tensão do barramento CC, sendo uma etapa excluída dessa análise. Assim, cinco eventos ocorrem durante a simulação, sendo divididos em operação regular



Figura 6.12 – Perfis das cargas e fontes da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA.

Eventos	1	2	3	4	5
Intervalo de tempo [s]	1 - 1,6	1,6 - 3	3 - 4,45	4,45 - 4,75	4,75 - 5
Operação Regular	х		х		х
Restrição do $BMS$		х		Х	
Limite de SOC inferior		х			
Limite de <i>SOC</i> superior				Х	

Tabela 6.3 – Condições de operação dos eventos no modo conectado à rede elétrica comBMS.

e operação restringida peloBMS. Esses eventos são descritos na Tabela 6.3.

Considerando os eventos detalhados na Tabela 6.3, é feita uma análise de desempenho do compartilhamento de potência, da regulação de tensão CC, da mitigação de harmônicas, e da compensação de reativos, considerando a influência do *BMS*. Cada



Figura 6.13 – Estado de carga do banco de baterias e as restrições do BMS no modo conectado à rede elétrica. a) SOC; b) BMS.

uma dessas análises é discutida a seguir.

#### 6.3.1 Compartilhamento de Potência

A análise principal baseia-se nos efeitos das restrições do BMS nas técnicas de compartilhamento de potência e regulação de tensão CC empregadas nas microrredes CC e CA, apresentadas no Capítulo 3. Na microrrede CC, a técnica de *droop* CC é aplicada nas estratégias de controle do ILC e do BC, o que permite compartilhar igualmente o balanço de potência no barramento CC quando a microrrede opera regularmente, com mostrado no caso da Figura 6.2. A influência da presença das restrições do BMS na operação da microrrede CC pode ser visualizada na Figura 6.14.

Na Figura 6.14, a curva preta representa o balanço de potência da microrrede

CC, enquanto as curvas vermelha e azul correspondem ao comportamento da potência dos conversores BC e ILC, respectivamente. Por meio dessas curvas, é possível verificar as mudanças no compartilhamento de potência em cada evento. No evento 1 (1 - 1.6 s), por se tratar de uma operação regular, é possível visualizar a potência sendo compartilhada igualmente entre o ILC e o BC. As mesmas características são observadas nos eventos 3 (3 - 4,45 s) e 5 (4,75 - 5 s), onde também ocorre a operação regular da microrrede híbrida. Já no evento 2 (1,6 - 3 s), quando o limite inferior do SOC é atingido, o BMSaplica a restrição de operação dos conversores que compõem o TSILC-ESD, interrompendo o compartilhamento de potência, como pode ser observado pela curva vermelha indo a zero e a curva azul absorvendo toda a potência da curva preta. Ocorre um comportamento equivalente no evento 4 (4,45 - 4,75 s), quando o limite superior do SOC é alcançado e a operação do BC é novamente interrompida. É importante destacar que o fluxo de potência do BC está associado ao banco de baterias, enquanto o fluxo de potência do ILC ocorre diretamente com a microrrede CA.



Figura 6.14 – Compartilhamento de potência na microrrede CC com a influência do BMS na operação da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica.

No compartilhamento de potência da microrrede CA, apresentado na Figura 6.15, a curva preta representa o balanço de potência entre fontes e cargas CA, enquanto a curva azul é o fluxo de potência do ILC resultante do droop CC. Em operação regular, as potências das curvas preta e azul são compartilhadas entre o VSCa e a rede elétrica, representadas pelas curvas vermelha e verde, respectivamente. Esse compartilhamento ocorre com uma diferença de potência, devido a mitigação de harmônicas exercida pelo VSCa, sendo o único responsável por alimentar a carga não linear. Assim, o VSCa e a rede elétrica apresentam uma diferença de 800 W no compartilhamento em operação regular. Nesse contexto, é possível perceber a mudança de comportamento da operação quando as

#### restrições do BMS atuam.



Figura 6.15 – Compartilhamento de potência na microrrede CA com a influência do *BMS* na operação da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica.

Nos eventos 1, 3 e 5, verifica-se o compartilhamento de potência entre o VSCa a rede elétrica com uma diferença de 800 W, conforme apresentado na Figura 6.15. Quando a operação regular é interrompida pelas restrições do BMS, o VSCa é desabilitado, fazendo com que a curva vermelha vá a zero, como ocorre nos eventos 2 e 4. Assim, a rede elétrica se torna a única responsável pelo fornecimento de potência nessa situação, como mostrado na curva verde durante os eventos 2 e 4. Desta forma, verifica-se que as restrições aplicadas pelo BMS preservam o banco de baterias quando os limites do SOC são atingidos, continuando a operação regular quando o SOC não está em uma condição prejudicial às baterias.

O TSILC-ESD, que é composto pelo BC e o VSCa, atua como um conversor de interligação integrado com um BESS centralizado, possuindo um fluxo de potência interno, conforme a expressão (3.13). Esse fluxo de potência do TSILC-ESD pode ser visualizado na Figura 6.16.

Na Figura 6.16, a curva preta representa o fluxo de potência do banco de baterias, que é a soma das potências das curvas azul e vermelhas, que correspondem aos conversores VSCa e BC em operação regular. No entanto, quando as restrições do BMS ocorrem, todas as curvas se aproximam de zero, pois tanto o VSCa quanto o BC são desabilitados. Assim, os eventos 2 e 4 permitem visualizar os efeitos da restrição de operação do banco de baterias, evidenciando o desempenho do BMS. Além disso, os eventos 3 e 5 apresentam uma boa transição entre a operação restrita e o funcionamento regular.



Figura 6.16 – Fluxo de potência no TSILC-ESD com a influência do BMS na operação da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica.

#### 6.3.2 Regulação de Tensão CC

Conforme comentado anteriormente, o uso da técnica *droop* CC acarreta no desvio de tensão do barramento da microrrede CC. O controle hierárquico é empregado para corrigir esse desvio. No entanto, quando as restrições do *BMS* são aplicadas, tanto o *droop* CC quanto o controle hierárquico são desabilitados. A Figura 6.17 apresenta as curvas de tensão CC considerando os efeitos do *BMS* na operação da microrrede CC.



Figura 6.17 – Tensão no barramento CC com a influência do BMS na operação da microrrede híbrida no modo conectado à rede elétrica.

A referência de tensão, a tensão de medição e a tensão de *droop* são representadas pelas curvas preta, azul e vermelha da Figura 6.17, respectivamente. Após a rampa, a referência de tensão permanece em 410 V, enquanto a tensão medida e de *droop* varia devido o desvio e os transitórios de tensão. Em operação regular, essas curvas tendem a 410 V ao atingir o estado estacionário, conforme apresentado nos eventos 1 e 3. Por outro lado, nos eventos 2 e 4, quando os limites inferior ou superior do SOC são alcançados e o BMS atua, a tensão de droop se comporta de modo semelhante a referência de tensão e um ripple de tensão CC aparece. Esse ripple de tensão é afetado de acordo com os transientes e a direção do fluxo de potência da microrrede CC, como pode ser visto ao comparar os eventos 2 e 4. Apesar desse ripple de tensão, é importante destacar que a tensão do barramento apresenta um desempenho satisfatório nas transições entre as restrições do BMS e a operação regular.

### 6.3.3 Mitigação de Harmônicas

A presença da carga não linear é responsável pelas distorções na forma de onda da corrente no PAC da rede elétrica. Conforme citado no Capítulo 3, o VSCa aplica a técnica de mitigação de harmônicas para reduzir o impacto dessas distorções e fornecer serviços ancilares à rede elétrica. A Figura 6.18 apresenta a forma de onda da corrente da rede elétrica com mitigação de harmônicas, além das formas de onda das correntes da carga não linear e do VSCa.



Figura 6.18 – Formas de onda de corrente no PAC da rede elétrica com influência do BMS.

As formas de onda das correntes apresentadas na Figura 6.18 se comportam de acordo com o fluxo de potência da microrrede CA da Figura 6.15. As curvas amarela e azul correspondem a corrente do VSCa e da rede elétrica, respectivamente, enquanto a curva vermelha representa a corrente da carga não linear. No evento 1, o VSCa atenua as distorções na corrente da rede elétrica, porém, a presença de conteúdo a harmônico ainda é significativa devido à baixa amplitude da corrente. Quando as restrições do BMSatuam, a mitigação de harmônicas do VSCa é interrompida, como visto nos eventos 2 e 4. Apesar disso, a compensação de potência reativa empregada pelo VSCa ainda continua. Assim, nesses eventos, a corrente do VSCa é relativa à compensação de potência reativa enquanto a forma de onda da corrente da rede elétrica não é mitigada, como pode ser observado pelo comportamento da curva azul. A mitigação de harmônicas é habilitada novamente no evento 3, onde é possível perceber que a forma de onda da corrente da rede elétrica está mais próxima da senoidal. O evento 5 é mais semelhante ao evento 1, pois em ambas a baixa amplitude da corrente prejudica a sua forma de onda. Desta forma, é importante destacar que a amplitude de corrente é um dos principais aspectos associados à presença de distorções harmônicas. Além disso, a forma de onda da corrente do VSCaé distorcida propriamente de modo a compensar as componentes harmônicas presentes na corrente da rede elétrica. Para aprofundar a análise harmônica considerando a parte majoritária do espectro de frequência, o índice *THD* é empregado, como detalhado na Tabela 6.4.

Eventos	1	2	3	4	5
Intervalo de Tempo [s]	1 - 1,6	1,6 - 3	3 - 4,45	4,45 - 4,75	4,75 - 5
Potência ativa [W]	900	3550	-1350	-1600	380
Amplitude da Corrente [A]	$^{3,4}$	13	5	$5,\!8$	$1,\!4$
$THD_{grid}$ [%]	$16,\!64$	$10,\!69$	$6,\!98$	$16,\!05$	$26,\!93$

Tabela 6.4 – Resposta da análise de distorções harmônicas na microrrede híbrida em modo conectado à rede com BMS

Para cada evento, a THD se comporta de acordo com a amplitude da corrente e a potência nominal da rede elétrica, além da aplicação da técnica de mitigação de harmônicas. Na operação regular do VSCa a mitigação de harmônicas é implementada, como ocorre nos eventos 1, 3 e 5. Porém devido a baixa potência e amplitude de corrente, os eventos 1 e 5 apresentam uma THD considerável. A mitigação de harmônicas é melhor compreendida no evento 3, onde a forma de onda se aproxima da fundamental, apresentando o melhor desempenho em relação a *THD*. Essa mitigação também pode ser verificada com o comportamento da THD nos eventos 2 e 4, onde a restrição do BMS desabilita o VSCa. Comparando os eventos 3 e 4, onde as amplitudes de corrente são próximas, é possível perceber uma melhora expressiva da THD e da forma de onda da corrente da rede. Além disso, a influência da amplitude da corrente nas distorções harmônicas também é constatada nos eventos 1 e 5, por possuírem uma distorção mais elevada do que o evento 2, onde a mitigação de harmônicas não é aplicada mas a amplitude de corrente é alta. Desta forma, é possível destacar a performance do BMS na aplicação das restrições quando necessário, além do desempenho da própria mitigação de harmônicas nas operações regulares. Isso permite garantir uma operação segura do banco de baterias e ainda aplicar serviços ancilares à rede elétrica.

#### 6.3.4 Compensação de Potência Reativa

Os elementos da microrrede CA, como cargas e fontes, podem ser responsáveis pela presença de potência reativa no PAC da rede elétrica. Assim, o fator de potência e a eficiência da rede elétrica são afetados diretamente. O fator de potência também pode ser impactado pelas distorções na forma de onda das correntes ocasionadas pelas cargas não lineares. Para evitar esses problemas, o gerenciamento de potência da microrrede híbrida adota a compensação de reativos por meio do *ILC* e do *VSCa*. Além dessa compensação de reativos, a mitigação de harmônicas é aplicada conjuntamente. Isso é feito com objetivo de atingir o fator de potência unitário no PAC da rede elétrica. A Figura 6.19 apresenta o perfil de potência reativa das cargas e fonte da microrrede CA.



Figura 6.19 – Perfil de potência reativa da microrrede CA.

Em operação regular, a compensação de potência ativa atua em conjunto com a mitigação de harmônicas. Como o VSCa efetua a mitigação de harmônicas, ele é o único responsável por compensar o reativo referente a carga não linear. Assim, o VSCae o ILC compartilham a potência reativa com uma diferença de 200 VAr. Quando as restrições do BMS atuam, a compensação de potência reativa continua habilitada, pois não depende da potência ativa do banco de baterias. No entanto, a mitigação de harmônicas é interrompida, deixando de existir a diferença de reativos de 200 VAr entre o VSCa e o ILC. A compensação de potência reativa na microrrede CA é apresentada na Figura 6.20.

A compensação de potência reativa ocorre durante todos os eventos, tanto em operação regular quanto na restrição do BMS, conforme mostrado na curva vermelha da Figura 6.20, que representa a potência reativa no PAC da rede elétrica. Apesar da compensação funcionar em todo intervalo de simulação, durante a operação regular as curvas verde a azul, que correspondem ao VSCa e ao ILC, respectivamente, apresentam um compartilhamento de reativo com uma diferença de 200 VAr. Essa diferença é inerente à compensação de harmônicas, que ocorre durante os eventos 1, 3 e 5. Quando os limites inferior e superior de SOC são atingidos, o BMS interrompe a mitigação de harmônicas, fazendo o ILC e VSCa compartilharem igualmente a compensação de reativos. Isso pode ser visto nos eventos 2 e 4 da Figura 6.20, onde as curvas verde e azul possuem o mesmo valor.



Figura 6.20 – Compensação de potência reativa da rede elétrica.

O desempenho da compensação de reativos pode ser visualizado na Figura 6.21, que mostra o fator de potência no PAC da rede elétrica. Apesar dos transitórios, é possível verificar que o fator de potência permanece próximo ao valor unitário durante todos os eventos, independentemente de operar em condição regular ou com as restrições aplicadas pelo *BMS*.



Figura 6.21 – Fator de potência no PAC da rede elétrica.

## 6.4 Resultados em Modo Autônomo

Para avaliar o desempenho da microrrede híbrida no modo autônomo, apresentada na Figura 4.1, são analisadas a formação das microrredes CC e CA, assim como os seus respectivos fluxos de potência. Além disso, a mitigação das harmônicas de tensão na microrrede CA também é utilizada como critério de análise. Assim como nos resultados em modo conectado à rede elétrica, a avaliação é feita considerando quatro eventos, que contemplam as condições de bidirecionalidade de potência tanto da microrrede CA quanto da microrrede CC. Desta forma, os eventos seguem a descrição da Tabela 6.1. De modo a atender tais eventos, os perfis de potência para as microrredes CC e CA são definidos de acordo com as Figuras 6.22(a) e 6.22(b), respectivamente.



Figura 6.22 – Perfis de potência das cargas e fontes em modo autônomo. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA.

#### 6.4.1 Formação da Microrrede CC

A microrrede CC é formada pelo conversor BC com o controle de tensão CC, conforme citado no Capítulo 4. Assim, a tensão na saída do BC é controlada para atingir uma tensão de 410 V nos capacitores da microrrede CC. A dinâmica da tensão que forma a microrrede CC pode ser visualizada na Figura 6.23.



Figura 6.23 – Formação da Microrrede CC

Os transientes de tensão, mostrados na Figura 6.23, são inerentes a variação de potência na microrrede. Esse impacto é mais significativo devido à baixa inércia proveniente da operação autônoma da microrrede (APRILIA *et al.*, 2019). Tal variação pode ser visualizada no fluxo de potência da microrrede CC, mostrado na Figura 6.24.



Figura 6.24 – Fluxo de potência na microrrede CC

O fluxo de potência da Figura 6.24 ocorre devido a formação da microrrede CC. O *BC* fornece a potência exigida pelo perfil da microrrede CC e a resposta do controle do *ILC*, conforme mostrado pela curva vermelha. Nos eventos 1 e 4, o *BC* absorve potência da microrrede CC, enquanto nos eventos 2 e 3, a potência é injetada. Desta forma, verifica-se o desempenho do fluxo de potência bidirecional da microrrede CC e do BC.

#### 6.4.2 Formação da Microrrede CA

A microrrede CA é formada pelo *ILC*, um conversor fonte de tensão com filtro LC que utiliza um controle com *droop* CA e um gerador de referência de tensão, como apresentado no Capítulo 4. Para isso, o *ILC* precisa que o *BC* forme a microrrede CC, que atua como fonte para formar a microrrede CA trifásica com tensão de linha de 220 V. A Figura 6.25 apresenta as formas de onda da tensão trifásica que formam a microrrede CA.

Com a formação da microrrede CA, é possível estabelecer o fluxo de potência entre os elementos que compõem a microrrede híbrida, conforme apresentado na Figura 6.26. O *ILC* é responsável por fornecer a diferença de potência entre a fonte e a carga CA, enquanto o *VSCa* proporciona a mitigação de harmônicas inerentes a carga não linear. Assim como na microrrede CC, devido a baixa inércia do sistema, as variações de potência ocasionam transitórios na amplitude da tensão da microrrede CA no início de cada evento. Nos eventos 1 e 2, o *ILC* absorve potência da microrrede CA, enquanto nos eventos 3 e 4, o *ILC* fornece potência à microrrede CA. Assim, a performance da operação com fluxo bidirecional do *ILC* é evidenciado. É importante destacar que o banco de baterias é o único responsável por balancear o fluxo de potência na microrrede híbrida operando em modo autônomo.



Figura 6.25 – Formação da microrrede CA



Figura 6.26 – Fluxo de potência na microrrede CA

#### 6.4.3 Mitigação das Harmônicas de Tensão CA

Assim como os transitórios de tensão causados pelas variações de potência, a baixa inércia da operação autônoma da microrrede híbrida é responsável por uma maior sensibilidade aos impactos causados pelas distorções harmônicas da carga não linear na tensão trifásica da microrrede CA. Para mitigar tais distorções de tensão, o *VSCa* emprega a técnica de identificação de harmônicas no controle de corrente, como apresentado na Figura 3.5. Desta forma, o *VSCa* alimenta diretamente a carga não linear, que é inserida na microrrede CA somente no início do evento 2, conforme mostrado na Figura 6.26. A Figura 6.27 apresenta as formas de onda de tensão da microrrede CA, com e sem a mitigação de harmônicas.



Figura 6.27 – Forma de onda da tensão da microrrede CA, com e sem mitigação de harmônicas.

Na Figura 6.27, a curva vermelha representa a forma de onda da tensão com impacto da carga não linear, onde a mitigação de harmônicas não é empregada. Apesar da presença de harmônicas, a forma de onda ainda é muito semelhante com uma senóide. A forma de onda da tensão da microrrede CA com aplicação da mitigação de harmônicas corresponde a curva azul da Figura 6.27. Comparando as curvas vermelha e azul, é possível verificar o efeito das distorções harmônicas através da pequena diferença entre as duas curvas. Para aprofundar a análise harmônica e permitir uma melhor visualização dos impactos na tensão, a *THD* de tensão é calculada para cada evento, conforme apresentado na Tabela 6.5.

Eventos	1	<b>2</b>	3	4
Intervalo de Tempo [s]	1-2	2-3	3-4	4-5
$THD_{v_{nomit}}$ [%]	$0,\!62$	$2,\!62$	$2,\!65$	$2,\!62$
$THD_{v_{mit}}$ [%]	$0,\!62$	0,75	0,73	0,82

Tabela 6.5 – Resposta da análise de distorções harmônicas de na microrrede híbrida em modo autônomo.

A partir da Tabela 6.5, é possível perceber a redução da THD quando a mitigação de harmônicas é empregada pelo VSCa. No evento 1, não há diferença entre os casos, pois a carga não linear é inserida apenas no início do evento 2. Com a entrada da carga não linear, verifica-se que a THD de tensão é elevada em mais de 4 vezes. Aplicando a mitigação de harmônicas, uma redução de, aproximadamente, 2 % da THD é realizada, conforme demonstrado nos eventos 2, 3 e 4. Em relação ao módulo 8 do Prodist, em todas as condições as THD satisfazem os limite regulatórios. Ainda assim, pode-se verificar um desempenho satisfatório da mitigação de harmônicas na tensão da microrrede CA.

# 6.5 Resultados em Modo Autônomo com Gerenciamento das Baterias

O foco da microrrede híbrida operando em modo autônomo com gerenciamento de baterias são as seletividades de cargas e fontes impostas pelo *BMS*. Como no caso dos resultados no modo conectado à rede com gerenciamento de baterias, para realizar esta análise o perfil de potência das fontes e cargas são definidas de modo que os limites inferior e superior do *SOC* sejam alcançados. Porém, neste caso existem os perfis de referência e os perfis medidos. Isso ocorre devido à ação da seletividade das cargas e fontes, que modificam os perfis de referência. Na Figura 6.28 são apresentados os perfis de referência das microrredes CC e CA.

A partir dos perfis de referência de potência da Figura 6.28, o *SOC* do banco de baterias se comporta de forma a atingir os limites inferior e superior de *SOC*. Quando o *SOC* atinge o limite inferior, a seletividade de carga atua desabilitando todas as cargas

até que as fontes recarreguem o banco de baterias à um SOC de 65 %. Já quando o SOC atinge o limite superior, a seletividade desabilita todas fontes, retornando o funcionamento normal somente quando as cargas descarregam o banco de baterias até SOC de 80 %. Neste contexto, a resposta do SOC aos perfis de potência atua de acordo com a Figura 6.29(a).



Figura 6.28 – Perfis de referência das cargas e fontes da microrrede híbrida em modo autônomo. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA.

A seletividade do *BMS* atua de acordo com o comportamento do *SOC* mostrado na Figura 6.6. Assim, as seletividades das cargas e das fontes podem ser visualizadas na Figura 6.29(b), onde cada seletividade ocorre duas vezes. Desse modo, com base nas Figuras 6.29(a) e 6.29(b), durante os 5 segundos de análise ocorrem 8 eventos. Tais eventos são melhor descritos na Tabela 6.6. É importante destacar que, como no caso conectado à rede, a resposta do *SOC* também é acelerada com um  $k_{tb} = 3500$  e o primeiro segundo da simulação não é analisado.



Figura 6.29 – SOC do banco de baterias e a seletividade do BMS da microrrede híbrida em modo autônomo. a) SOC; b) BMS.

Tabela 6.6 – Condições de operação de cada evento em modo autônomo com BMS.

Eventos	1	2	3	4	5	6	7	8
Intervalo de Tempo [s]	1 - 1,47	1,47 - 2,13	2,13 - 3.07	3,07 - 3.57	3,57 - 4	4 - 4,22	4,22 - 4,84	4,84 - 5
Operação Regular	х		х		х		х	
Seletividade do BMS		х		х		х		х
Seletividade de Carga		х						х
Seletividade de Fonte				х		х		

Com base nos eventos detalhados na Tabela 6.6, é analisada a ação da seletividade do *BMS* no fluxo de potência das cargas e fontes. Também é analisada a formação das microrredes CC e CA, assim como seus respectivos fluxos de potência. Por fim, avalia-se o desempenho da mitigação das harmônicas de tensão na microrrede CA. Cada um desses elementos analisados é melhor discutido a seguir.

#### 6.5.1 Seletividade do Gerênciamento das Baterias

A seletividade do BMS atua de acordo com as condições do SOC e do sentido da corrente do banco de baterias, conforme apresentado nas Figuras 6.29(a) e 6.29(b). Assim, os perfis de referência de potência das microrredes CA e CC, mostrados nas Figuras 6.28(a) e 6.28(b), são modificados pela seletividade de cargas e fontes aplicadas pelo BMS. Desta forma, com a modificação provocada pela seletividade, é possível verificar os perfis de potência vigentes medido nas microrredes CC e CA por meio das Figuras 6.30(a) e 6.30(b).



Figura 6.30 – Perfis de potência efetivos de cargas e fontes da microrrede híbrida em modo autônomo com impacto da seletividade do *BMS*. a) Microrrede CC; b) Microrrede CA.

A partir da Figura 6.30(a), é possível analisar o comportamento das cargas e fontes da microrrede CC em relação a seletividade empregada pelo *BMS*. Em operação regular, a curva preta representa o balanço de potência entre as fontes e cargas, como

pode ser visualizado nos eventos 1, 3, 5 e 7. Quando o SOC atinge o limite inferior, a seletividade de carga atua de modo a desabilitar a carga CC, enquanto a fonte CC carrega o banco de baterias até o SOC atingir o valor de 65 %, referente ao SOC de recarga. Esse comportamento ocorre no evento 2, onde também é possível verificar que a curva vermelha vai à zero e a curva azul começa a acompanhar a curva preta. O mesmo caso ocorre no evento 8, porém, a janela de carregamento não é concluída devido ao término da simulação. Quando o limite superior do SOC é atingido, a seletividade de fonte que atua, desabilitando a fonte CC enquanto a carga CC aplica a janela de descarga do banco de baterias até um SOC de 80 % para retornar a operação regular. Tal comportamento é verificado nos eventos 4 e 6, onde a curva azul vai a zero e as curvas vermelha e preta se unificam.

O comportamento dos perfis de potência das cargas e fontes da microrrede CA é semelhante ao caso da microrrede CC, conforme mostrado na Figura 6.30(b). No evento 1 ocorre um operação regular em que o banco de baterias é descarregado devido a prevalência de cargas da microrrede CA. O evento 2 começa quando o limite inferior do SOC é atingido, desabilitando todas as cargas por meio da seletividade do BMS. Durante esse evento, as fontes permanecem habilitadas para estabelecer o intervalo de recarga do banco de baterias. Quando o SOC atinge 65 %, o evento 3 se inicia com uma prevalência de fontes na microrrede, de modo que as baterias são carregadas até que o limite superior de SOC seja alcançado. Assim, o evento 4 ocorre e a seletividade do BMS desativa as fontes, fazendo com que se realize a janela de descarga do banco de baterias. Com o SOC atingindo 80 %, após essa janela de descarga, a microrrede volta a operar regularmente, mantendo a prevalência de fonte no sistema, como mostrado no evento 5. Depois que o limite de superior do SOC é atingido novamente, o evento 6 repete o mesmo comportamento do evento 4. O funcionamento regular com prevalência de carga ocorre durante o evento 7. O limite inferior do SOC é atingido novamente no evento 8, atuando da mesma forma que no evento 2. Assim, analisando cada evento para os perfis de potência da microrrede CA e CC, pode-se verificar um desempenho satisfatório da seletividade do BMS

#### 6.5.2 Formação da Microrrede CC

Em operação autônoma, a microrrede híbrida depende do banco de baterias para formar as microrredes CC e CA. O BC é o conversor responsável pela formação da microrrede CC. Para isso, um controle de tensão CC é empregado, conforme descrito no Capítulo 4. A vantaegem desse controle do BC é a sua simplicidade, além de evitar problemas associados a fator de potência e distorções harmônicas. A Figura 6.31 mostra o controle de tensão do barramento CC que forma a microrrede CC.



Figura 6.31 – Formação da microrrede CC com *BMS* 

Na Figura 6.31, é possível visualizar os transientes de tensão causados pela variação de potência na microrrede CC. No início de cada evento ocorrem essas variações devido a modificação entre operação regular e operação restrita pelo *BMS*. Apesar desses transientes de tensão, o controle de tensão CC tem um desempenho adequado, ainda mais considerando a baixa inércia atrelada à operação autônoma da microrrede. Desta forma, o fluxo de potência da microrrede CC ocorre de modo compatível a dinâmica do barramento CC, como apresentado na Figura 6.32.



Figura 6.32 – Fluxo de potência da microrrede CC no modo autônomo com BMS

A curva azul da Figura 6.32 representa o fluxo de potência do ILC, que se comporta de acordo com a potência requerida pela microrrede CA. O perfil de potência efetivo da microrrede CC corresponde a curva preta, que é a mesma curva apresentada na Figura 6.30(a). Como BC é responsável por formar a microrrede CC, seu fluxo de potência corresponde em fornecer a potência demanda pelo perfil da microrrede CC e pela resposta do ILC. É importante destacar que a potência do BC é positiva quando as baterias descarregam, como nos eventos 1, 4, 6 e 7. Entre esses eventos, em 4 e 6 ocorrem a janela de descarga da bateria, durante os intervalos de seletividade de fonte. A potência do BC é negativa quando as baterias recarregam, como ocorre nos eventos 2, 3, 5 e 8. Nesse caso, os eventos 2 e 8 acontecem durante a seletividade de carga, onde ocorre a janela de recarga do banco de baterias.

#### 6.5.3 Formação da Microrrede CA

Com o *BC* formando a microrrede CC, o *ILC* utiliza o barramento CC como uma fonte para atuar como um conversor formador de rede, como detalhado no Capítulo 4. Assim, o *ILC* forma a microrrede CA por meio da técnica de *droop* CA e do gerador de referência de tensão CA, também citados no Capítulo 4. Por trabalhar com corrente alternada, a microrrede CA é sujeita a impactos em seu desempenho pela presença de reativos e distorções harmônicas no ponto de acoplamento. Além disso, a baixa inércia característica da operação autônoma deixa a microrrede mais sensível a tais impactos. A Figura 6.33 apresenta as formas de onda senoidais da tensão trifásica da microrrede CA.



Figura 6.33 – Formação da microrrede AC com BMS

Assim como no caso da microrrede CC, os transientes de tensão inerentes a variação de potência ocorrem nas formas de onda da microrrede CA, como pode ser visualizado na Figura 6.33. Ainda assim, também é possível verificar que o desempenho do controle de tensão CA é apropriado, permitindo o fluxo de potência entre os elementos da microrrede híbrida. O fluxo de potência da microrrede CA no modo autônomo com influência do *BMS* é mostrado na Figura 6.34.

Na Figura 6.34, a curva vermelha representa o fluxo de potência do VSCa, enquanto a curva preta representa o perfil de potência efetivo da microrrede CA, o mesmo apresentado na Figura 6.30(b). Representado pela curva azul, o *ILC* atua como conversor de formação, possuindo um fluxo de potência que responde de acordo com balanço de potência entre o VSCa e o perfil de potência da microrrede CA. Como o VSCa age somente para a mitigar as distorções harmônicas, esse dispositivo é desabilitado quando a seletividade de carga ocorre, como pode ser visto pelo comportamento das curva vermelha nos eventos 2 e 8. Durante os outros eventos a mitigação de harmônicas pelo VSCa ocorre normalmente. Em geral, é possível identificar um comportamento similar no fluxo de potência da microrrede CA em relação ao caso da microrrede CC, onde é importante destacar os eventos 2, 4, 6 e 8, em que ocorrem as janelas de carga ou descarga do banco de baterias, de acordo com o tipo de seletividade aplicada.



Figura 6.34 – Fluxo de potência da microrrede AC no modo autônomo com BMS



Figura 6.35 – Fluxo de potência do TSILC-ESD no modo autônomo com BMS

O fluxo de potência interno do TSILC-ESD em modo autônomo com a influência do BMS é apresentado na Figura 6.35. Tal funcionamento possui aspectos semelhantes aos casos de operação conectada à rede elétrica, onde o banco de baterias fornece a potência requerida pelo VSCa e o BC, como descrito em (3.13). No entanto, nesse caso, as seletividades de carga e fonte aplicadas pelo BMS tem como intuito manter o TSILC-ESD operando, mesmo que os limites de SOC do banco de baterias tenha sido atingidos. O bom desempenho do BMS pode ser constatado pelo fato do banco de baterias atuar dentro da faixa segura de operação durante todos os eventos da simulação.

#### 6.5.4 Mitigação das Harmônicas de Tensão CA

Devido à baixa inércia do modo de operação isolado, a tensão CA da microrrede híbrida pode ser consideravelmente mais afetada pelas distorções harmônicas associadas a presença de cargas não lineares no sistema. Assim, a mitigação de harmônicas pelo VSCa também é empregada para reduzir as harmônicas de tensão da microrrede CA, como detalhado no Capítulo 4. A Figura 6.36 mostra as formas de onda da microrrede CA, com e sem a implementação da técnica de mitigação de harmônicas.



Figura 6.36 – Formas de onda de tensão da microrrede CA em modo autônomo com BMS

Da Figura 6.36, é possível comparar as formas de onda de tensão considerando a implementação, ou não, da mitigação de harmônicas. A curva azul representa o caso com mitigação de harmônicas, onde é possível verificar uma forma de onda mais próxima da senoidal. Na curva vermelha, a mitigação de harmônicas não é empregada, o que causa uma maior distorção na forma de onda em relação à curva azul. Essas formas de onda podem ser melhor visualizadas nos detalhes dos eventos 1, 2, 4, 6 e 8. A operação regular da microrrede híbrida ocorre durante os eventos 1, 3, 5 e 7, apresentando um comportamento semelhante. Nos eventos 2 e 8, pela seletividade do *BMS* as cargas são desabilitadas, incluindo a carga não linear. Assim, a forma de onda da tensão em tais eventos possuem um menor efeito das distorções harmônicas por não sofrer o impacto da carga não linear, independentemente da aplicação da mitigação de harmônicas. Apesar do *BMS* aplicar a seletividade de carga nos eventos 4 e 6, o comportamento é similar aos eventos com operação regular, devido a presença da carga não linear nesses casos, sendo diferenciado apenas pela presença ou não da mitigação de harmônicas. Desta forma, é possível verificar o desempenho da mitigação das harmônicas de tensão nesses eventos. Para aprofundar a análise das distorções harmônicas, calcula-se a *THD* de tensão para cada evento, com e sem a mitigação de harmônicas, conforme apresentado na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Resposta da análise de distorções harmônicas na microrrede híbrida em modo autônomo com BMS

Eventos	1	2	3	4	5	6	7	8
Intervalo de Tempo [s]	1 - 1,47	1,47 - 2,13	2,13 - 3,07	3,07 - 3,57	3,57 - 4	4 - 4,22	4,22 - 4,84	4,84 - 5
$THD_{v_{nomit}}$ [%]	$2,\!68$	$0,\!66$	2,64	$2,\!66$	2,91	2,59	2,58	$0,\!62$
$THD_{v_{mit}}$ [%]	0,78	$0,\!62$	0,76	0,75	0,77	$1,\!62$	$^{0,8}$	0.72

A *THD* permite quantificar as distorções harmônicas nas formas de onda da tensão da microrrede CA, apresentadas na Figura 6.36. Na Tabela 6.7, o termo  $THD_{v_{nomit}}$  corresponde a distorção harmônica total da tensão sem a mitigação de harmônicas, enquanto  $THD_{v_{mit}}$  representa as distorções na tensão com a mitigação de harmônicas. Assim, avaliando os eventos 1, 3, 4, 5, 6 e 7, o desempenho da mitigação de harmônicas é constatado, pois a *THD* é reduzida em torno de 2% em cada um desses casos. Quando a seletividade de carga ocorre, nos eventos 2 e 8, baixos valores de *THD* são obtidos, pois a carga não linear é desabilitada. Desta forma, é possível verificar que os efeitos das distorções harmônicas de tensão são reduzidos, tanto em operação regular quanto na seletividade do *BMS*, garantindo uma melhora na qualidade da energia da microrrede CA e um funcionamento seguro do banco de baterias.

## 6.6 Considerações Finais

Neste capítulo são discutidos os resultados das simulações, que são divididos em quatro estudos de caso. O primeiro estudo de caso considera a microrrede híbrida operando em modo conectado à rede elétrica, o que permite visualizar o desempenho do *PMS* em operação regular. Em seguida, discute-se os efeitos da aplicação de um *BMS* na operação regular da microrrede em modo conectado à rede elétrica. O terceiro estudo de caso aborda os resultados relativos a microrrede híbrida operando em modo autônomo, sendo avaliadas as formações das microrredes CC e CA, além da mitigação de harmônicas de tensão. Por fim, analisa-se a influência da estratégia de seletividade de cargas e fontes, aplicadas pelo *BMS*, na operação regular da microrrede híbrida em modo autônomo. Por meio da discussão desses resultados, é possível constatar que as estratégias de gerenciamento de potência aplicadas possibilitam uma operação satisfatória da microrrede híbrida, tanto em modo conectado à rede quanto em modo autônomo. Além disso, o *BMS* proposto evita que o banco de baterias opere em condições prejudiciais, aumentando a vida útil desses dispositivos.

# 7 Conclusões Gerais e Trabalhos Futuros

## 7.1 Conclusões

A presente tese desenvolveu estratégias de gerenciamento de potência para conversores de interligação modificados de uma microrrede híbrida CA/CC. Esse estudo foi feito tanto para a operação em modo conectado à rede elétrica quanto para o modo autônomo. O objetivo dessas estratégias de gerenciamento é permitir um fluxo de potência satisfatório na microrrede híbrida, além de melhorar a qualidade da energia do sistema. A proposta da tese se concentrou na configuração e operação do TSILC-ESD, que é composto por dois conversores de potência com um banco de baterias, juntamente com o ILC, para gerenciar o fluxo de potência entre as microrredes CA e CC, que constituem a microrrede híbrida. O TSILC-ESD destaca-se por funcionar tanto como conversor de interligação quanto como BESS centralizado. Outro aspecto importante abordado nesta tese é a proposta de sistema de gerenciamento de baterias, que tem como intuito evitar a operação do banco de baterias em condições danosas. A avaliação de desempenho das proposta de PMS e BMS empregadas nos conversores de interligação modificados da microrrede híbrida CA/CC, em operações conectada à rede e autônoma, foram realizadas por meio de simulações computacionais no software MatLab/Simulink

No modo conectado à rede, o *PMS* proposto empregou a regulação de tensão CC, a mitigação de harmônica e a mitigação de potência reativa, a fim de promover serviços ancilares à rede elétrica. Além disso, também abordou-se o compartilhamento de potência entre o BESS e a rede elétrica, que tem o intuito reduzir a demanda de energia da rede elétrica e não concentrar os esforços de demanda no BESS. Nos eventos das simulações, considerou-se o fluxo de potência bidirecional das microrredes CA e CC, a fim de caracterizar as possíveis condições operacionais da microrrede híbrida. A análise do fluxo de potência mostrou o compartilhamento de potência pelas técnicas de droop, na microrrede CC, e mestre-seguidor na microrrede CA, dividindo a potência demanda entre o *BESS* e a rede elétrica. Esse compartilhamento de potência permitiu a redução de demanda pela rede elétrica e atenuou os esforços de operação do *BESS*. Na análise da qualidade da energia, verificou-se a eficácia no emprego dos conversores de interligação na mitigação das distorções harmônicas e potência reativa no PAC da rede elétrica, em todas as condições de operação estabelecidas. Também é observado o desempenho satisfatório da regulação de tensão CC, por controle hierárquico, aplicada para corrigir o desvio de tensão decorrente do droop CC. Esses resultados mostraram a capacidade dos conversores de interligação modificados propostos em gerenciar o fluxo de potência nas principais condições operacionais da microrrede híbrida, fornecendo serviços ancilares à rede elétrica em cada condição. Isso foi feito usando um *BESS* centralizado para suporte das microrredes CA e CC.

Com base no desempenho obtido nos resultados do modo conectado à rede elétrica, foi feita a análise da influência do BMS proposto na operação da microrrede híbrida. O BMS aplica a restrição de operação do TSILC-ESD quando a microrrede opera no modo conectado à rede. Essas restrições atuam quando o SOC do banco de baterias atingem os limites inferior e superior, de 50% e 90%. Assim, o BMS desabilita as funções do TSILC-ESD, interrompendo a mitigação de harmônicas e o compartilhamento de potência. Com isso, o balanço de potência na microrrede híbrida é realizado apenas pela rede elétrica. Por não depender da potência ativa fornecida pelo banco de baterias, a compensação de reativos ocorreu durante todos os eventos analisados, não sendo interrompido durante a atuação das restrições do BMS. Desta forma, apesar de ocasionar certas desvantagens quando o BMS atua, o desempenho da operação da microrrede híbrida ainda se mantém apropriado, além de preservar a vida útil do banco de baterias.

Para a operação autônoma da microrrede híbrida, o *PMS* aplicado nos conversores de interligação tem como função a formação das microrredes CC e CA, além de mitigar as harmônicas de tensão. A microrrede CC foi formada pelo BC, ao passo que, o ILC utilizou o barramento CC como fonte para formar microrrede CA. A mitigação das harmônicas de tensão da microrrede CA foi realizada pelo VSCa. Apesar dos transitórios de tensão inerentes a baixa inércia do modo autônomo, a microrrede híbrida operou adequadamente, permitindo o fluxo de potência entre os elementos do sistema. A partir desses resultados, analisou-se a influência da estratégia de seletividade de cargas e fontes aplicada pelo BMS na operação da microrrede híbrida autônoma. Essa estratégia desabilita as cargas quando o limite inferior de SOC é atingido, habilitando somente após a janela de recarga das baterias. De modo similar, quando o limite superior de SOC é atingido, a seletividade desabilita as fontes, habilitando novamente após a janela de descarga das baterias. Isso foi feito com intuito de manter o TSILC-ESD funcionando nas principais condições de operação, formando as microrredes CC e CA e mitigando as harmônicas de tensão. Desta forma, a microrrede híbrida funciona apropriadamente em modo autônomo, evitando que o banco de baterias opere em condições prejudiciais.

A partir da discussão de todos os resultados obtidos, constatou-se os benefícios da utilização da topologia modificada dos conversores de interligação, que por serem integrados a um sistema de armazenamento de energia, permitiram gerenciar as microrredes CC e CA com um banco de baterias centralizado. As estratégias de gerenciamento de potência aplicadas nesses conversores, em ambos os modos de operação, proporcionaram o fluxo de potência entre os elementos do sistema e melhoram a qualidade da energia na microrrede híbrida. O *BMS* proposto possibilitou preservar a integridade do banco de baterias, mantendo uma operação satisfatória da microrrede híbrida, tanto no modo conectado à rede quanto no modo autônomo.

# 7.2 Trabalhos Futuros

- Aplicar um estudo de estabilidade da topologia de conversor de interligação modificado para ambas as operações da microrrede híbrida CA/CC.
- Implementar outras técnicas de gerenciamento de potência, como inércia virtual, controle coordenado, outras técnicas baseadas em *droop*, entre outras etc;
- Estudar diferentes tipos de controladores para os conversores de interligação;
- Aprimorar o modelo da baterias para estudos de *State of Health* e desenvolvimento de *BMS*;
- Reproduzir experimentalmente os resultados de simulação obtidos na análise da microrrede hibrida CA/CC proposta nesta tese;
- Estabelecer estudos de transição entre os modos de operação autônomo e conectado à rede;
- Avaliar diferentes técnicas de mitigação de harmônicas para implementar com os conversores de interlgiação propostos.

# 7.3 Publicações Resultantes da Pesquisa Realizada

### 7.3.1 Publicações em Congressos

#### Primeiro Autor

- Silveira, J. P. C; dos Santos Neto, P. J.; de Paula, M. V.; Souza, R. R.; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. Evaluation of Bidirectional DC-DC Converter Topologies for Voltage Regulation in Hybrid Microgrids with Photovoltaic and Battery Technologies. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2018. DOI: 10.1109/INDUSCON.2018.8627266
- Silveira, J. P. C; dos Santos Neto, P. J.; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. Power Management Strategy for a Modified Interlinking Converter in a Standalone Hybrid AC/DC Microgrid. IEEE 16th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2021. DOI: 10.1109/COBEP53665.2021.9684093

#### Co-autor

- dos Santos Neto, P. J.; de Paula, M. V.; Silveira, J. P. C; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. DC Microgrid with Wind Energy Conversion System Based on Switched Reluctance Generator Operating in Grid Connected Mode. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2018. DOI: 10.1109/INDUSCON.2018.8627344
- dos Santos Neto, P. J.; Barros, T. A. dos S.; Silveira, J. P. C.; Ruppert Filho, E.; Vasquez, J. C.; Guerrero, J. M. *Enhanced Power Management System for Droop Control in a Grid Connected DC Microgrid.* IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), 2019. DOI: 10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065864
- dos Santos Neto, P. J.; Silveira, J. P. C; Barros, T. A. S.; Ruppert Filho, E. Virtual Synchronous Generator for Multiple Battery Bank in DC microgrids. IEEE 16th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2021.

#### 7.3.2 Publicações em Periódicos

#### Primeiro Autor

 Silveira, J. P. C; dos Santos Neto, P. J.; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. Power Management of Energy Storage System with Modified Interlinking Converters Topology in Hybrid AC/DC Microgrid. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106880

#### Co-autor

- dos Santos Neto, P. J.; Barros, T. A. dos S.; Silveira, J. P. C.; Ruppert Filho, E.; Vasquez, J. C.; Guerrero, J. M. *Power Management Strategy based on Virtual Inertia for DC microgrids.* IEEE Transactions on Power Electronics, 2020. DOI: https://doi.org/10.1109/tpel.2020.2986283
- dos Santos Neto, P. J.; Barros, T. A. dos S.; Silveira, J. P. C.; Ruppert Filho, E.; Vasquez, J. C.; Guerrero, J. M. Power management techniques for grid-connected DC microgrids: A comparative evaluation. Applied Energy, vol. 269, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115057
- Nascimento Filho, P. S.; Silveira, J. P. C; dos Santos Neto, P. J.; de Paula, M. V.; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. Modeling and Experimental Evaluation of
*Energy Storage Emulator for Microgrids Applications*. Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020. DOI: https://doi.org/10.1109/JESTPE.2021.3055079

 Catata, E. H.; dos Santos Neto, P. J.; de Paula, M. V.; Silveira, J. P. C; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. In-Loop Adaptive Filters to Improve the Power Quality of Switched Reluctance Generator in WECS. IEEE Access, 2022. DOI: https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3136203

#### Submetidos

 Silveira, J. P. C; dos Santos Neto, P. J.; Barros, T. A. dos S.; Ruppert Filho, E. *Power Management with BMS to Modified Interlinking Converter Topology in Hy brid AC/DC Microgrid.* International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Submetido em 06/09/2021, sob revisão.

# Referências

ALI, A.; LI, W.; HUSSAIN, R.; HE, X.; WILLIAMS, B. W.; MEMON, A. H. Overview of current microgrid policies, incentives and barriers in the european union, united states and china. *Sustainability*, v. 9, n. 7, 2017. ISSN 2071-1050. Disponível em: <a href="https://www.mdpi.com/2071-1050/9/7/1146">https://www.mdpi.com/2071-1050/9/7/1146</a>. Citado na página 24.

APRILIA, E.; MENG, K.; HOSANI, M. A.; ZEINELDIN, H. H.; DONG, Z. Y. Unified power flow algorithm for standalone ac/dc hybrid microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 1, p. 639–649, 2019. Citado na página 92.

AVILA, N. F.; CHU, C.-C. Distributed pinning droop control in isolated ac microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 53, n. 4, p. 3237–3249, 2017. Citado na página 26.

BARRERAS, J. V.; FLEISCHER, C.; CHRISTENSEN, A. E.; SWIERCZYNSKI, M.; SCHALTZ, E.; ANDREASEN, S. J.; SAUER, D. U. An advanced hil simulation battery model for battery management system testing. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 52, n. 6, p. 5086–5099, 2016. Citado na página 30.

BAYHAN, S.; ABU-RUB, H.; LEON, J. I.; VAZQUEZ, S.; FRANQUELO, L. G. Power electronic converters and control techniques in AC microgrids. *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, p. 6179–6186, 2017. Citado na página 43.

CHEN, X.; SHI, M.; SUN, H.; LI, Y.; HE, H. Distributed cooperative control and stability analysis of multiple dc electric springs in a dc microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 65, n. 7, p. 5611–5622, 2017. Citado na página 27.

CHOWDHURY, S. M.; BADAWY, M. O.; SOZER, Y.; GARCIA, J. A. D. A. A novel battery management system using the duality of the adaptive droop control theory. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 55, n. 5, p. 5078–5088, 2019. Citado na página 29.

CI, S.; LIN, N.; WU, D. Reconfigurable battery techniques and systems: A survey. *IEEE Access*, IEEE, v. 4, p. 1175–1189, 2016. Citado na página 30.

COLEMAN, M.; LEE, C. K.; ZHU, C.; HURLEY, W. G. State of charge determination from emf voltage estimation: Using impedance, terminal voltage, and current for lead-acid and lithium-ion batteries. *IEEE Transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 54, n. 5, p. 2550–2557, 2007. Citado na página 40.

COLSON, C. M.; NEHRIR, M. H. A review of challenges to real-time power management of microgrids. 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09, 2009. ISSN 1944-9925. Citado na página 25.

CORNO, M.; POZZATO, G. Active adaptive battery aging management for electric vehicles. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, IEEE, v. 69, n. 1, p. 258–269, 2019. Citado na página 29.

DEKKA, A.; GHAFFARI, R.; VENKATESH, B.; Bin Wu. A survey on energy storage technologies in power systems. 2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), p. 105–111, 2015. Citado na página 25.

DOU, C.-X.; LIU, B. Multi-agent based hierarchical hybrid control for smart microgrid. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 771–778, 2013. Citado na página 27.

DRAGIČEVIĆ, T.; LU, X.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Dc microgrids part i: A review of control strategies and stabilization techniques. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 31, n. 7, p. 4876–4891, 2015. Citado na página 27.

DRAGIČEVIĆ, T.; LU, X.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Dc microgrids-part ii: A review of power architectures, applications, and standardization issues. *IEEE* transactions on power electronics, IEEE, v. 31, n. 5, p. 3528–3549, 2015. Citado na página 27.

DUNBAR, A.; WALLACE, A. R.; HARRISON, G. P. Energy storage and wind power: sensitivity of revenue to future market uncertainties. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 10, p. 1535–1542, 2016. ISSN 1752-1416. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0024>. Citado na página 24.

EAJAL, A.; ABDELWAHED, M. A.; EL-SAADANY, E.; PONNAMBALAM, K. A unified approach to the power flow analysis of ac/dc hybrid microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1145–1158, 2016. Citado na página 28.

EGHTEDARPOUR, N.; FARJAH, E. Power control and management in a hybrid ac/dc microgrid. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 5, n. 3, p. 1494–1505, 2014. Citado na página 28.

EISAPOUR-MOARREF, A.; KALANTAR, M.; ESMAILI, M. Power sharing in hybrid microgrids using a harmonic-based multidimensional droop. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 16, n. 1, p. 109–119, 2019. Citado na página 27.

ELSAYED, A. T.; LASHWAY, C. R.; MOHAMMED, O. A. Advanced battery management and diagnostic system for smart grid infrastructure. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 7, n. 2, p. 897–905, 2015. Citado na página 29.

ELSAYED, A. T.; MOHAMED, A. A.; MOHAMMED, O. A. DC microgrids and distribution systems: An overview. *Electric Power Systems Research*, Elsevier B.V., v. 119, n. 9, p. 407–417, feb 2015. ISSN 03787796. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

ENGLER, A. Control of inverters in isolated and in grid tied operation with regard to expandability. In: *Power Electronics for Regenerative Energy at IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC04) Conference, Aachen.* [S.l.: s.n.], 2004. Citado na página 26.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on energy conversion*, IEEE, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007. Citado na página 34.

FANG, X.; MISRA, S.; XUE, G.; YANG, D. Smart Grid - The New and Improved Power Grid. *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, v. 14, n. 4, p. 944–980, 2012. ISSN 1553-877X. Citado na página 24.

FILHO, P. S. N.; SILVEIRA, J. P. C.; NETO, P. J. dos S.; PAULA, M. V. D.; BARROS, T. A. dos S.; FILHO, E. R. Modeling and experimental evaluation of energy storage emulator for microgrids application. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 41, 45 e 46.

GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; MATAS, J.; De Vicuña, L. G.; CASTILLA, M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011. ISSN 02780046. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

GUI, Y.; WEI, B.; LI, M.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Passivity-based coordinated control for islanded ac microgrid. *Applied energy*, Elsevier, v. 229, p. 551–561, 2018. Citado na página 26.

GUPTA, A.; DOOLLA, S.; CHATTERJEE, K. Hybrid ac-dc microgrid: systematic evaluation of control strategies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3830–3843, 2018. Citado na página 28.

HAN, H.; HOU, X.; YANG, J.; WU, J.; SU, M.; GUERRERO, J. M. Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 7, n. 1, p. 200–215, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

HAN, Y.; NING, X.; YANG, P.; XU, L. Review of power sharing, voltage restoration and stabilization techniques in hierarchical controlled dc microgrids. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 149202–149223, 2019. Citado na página 27.

HANNAN, M. A.; HOQUE, M. M.; HUSSAIN, A.; YUSOF, Y.; KER, P. J. Stateof-the-art and energy management system of lithium-ion batteries in electric vehicle applications: Issues and recommendations. *Ieee Access*, IEEE, v. 6, p. 19362–19378, 2018. Citado na página 29.

HE, L.; LI, Y.; GUERRERO, J. M.; CAO, Y. A comprehensive inertial control strategy for hybrid ac/dc microgrid with distributed generations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 11, n. 2, p. 1737–1747, 2019. Citado na página 28.

HOU, X.; SUN, Y.; LU, J.; ZHANG, X.; KOH, L. H.; SU, M.; GUERRERO, J. M. Distributed hierarchical control of ac microgrid operating in grid-connected, islanded and their transition modes. *Ieee Access*, IEEE, v. 6, p. 77388–77401, 2018. Citado na página 26.

HUANG, P.-H.; LIU, P.-C.; XIAO, W.; MOURSI, M. S. E. A novel droop-based average voltage sharing control strategy for dc microgrids. *IEEE transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 1096–1106, 2014. Citado na página 27.

JIN, C.; WANG, P.; XIAO, J.; TANG, Y.; CHOO, F. H. Implementation of hierarchical control in dc microgrids. *IEEE transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 61, n. 8, p. 4032–4042, 2013. Citado na página 27.

JUSTO, J. J.; MWASILU, F.; LEE, J.; JUNG, J. W. AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 24, p. 387–405, 2013. ISSN 13640321. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

KIM, W. W.; SHIN, J. S.; KIM, J. O. Operation Strategy of Multi-Energy Storage System for Ancillary Services. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 6, p. 4409–4417, 2017. ISSN 08858950. Citado na página 25.

KUMAR, D.; ZARE, F.; GHOSH, A. DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications and Standardizations Aspects. *IEEE Access*, v. 5, p. 1–1, 2017. ISSN 2169-3536. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7937799/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7937799/</a>. Citado na página 27.

LI, X.; GUO, L.; ZHANG, S.; WANG, C.; LI, Y. W.; CHEN, A.; FENG, Y. Observer-based dc voltage droop and current feed-forward control of a dc microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 5, p. 5207–5216, 2017. Citado na página 27.

LI, Z.; CHENG, Z.; XU, Y.; WANG, Y.; LIANG, J.; GAO, J. Hierarchical control of parallel voltage source inverters in ac microgrids. *The Journal of Engineering*, IET, v. 2019, n. 16, p. 1149–1152, 2019. Citado na página 26.

LIU, Z.; MIAO, S.; FAN, Z.; LIU, J.; TU, Q. Improved power flow control strategy of the hybrid ac/dc microgrid based on vsm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 13, n. 1, p. 81–91, 2018. Citado na página 28.

LOH, P. C.; LI, D.; CHAI, Y. K.; BLAABJERG, F. Autonomous operation of hybrid microgrid with ac and dc subgrids. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 28, n. 5, p. 2214–2223, 2012. Citado na página 28.

LU, X.; GUERRERO, J. M.; SUN, K.; VASQUEZ, J. C.; TEODORESCU, R.; HUANG, L. Hierarchical control of parallel ac-dc converter interfaces for hybrid microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, n. 2, p. 683–692, 2013. Citado na página 27.

LU, X.; SUN, K.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; HUANG, L. Double-quadrant state-of-charge-based droop control method for distributed energy storage systems in autonomous dc microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 147–157, 2014. Citado na página 27.

MAHMUD, K.; SAHOO, A. K.; RAVISHANKAR, J.; DONG, Z. Y. Coordinated multilayer control for energy management of grid-connected ac microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 55, n. 6, p. 7071–7081, 2019. Citado na página 26.

MALIK, S. M.; AI, X.; SUN, Y.; ZHENGQI, C.; SHUPENG, Z. Voltage and frequency control strategies of hybrid ac/dc microgrid: a review. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 11, n. 2, p. 303–313, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 28.

MALIK, S. M.; AI, X.; SUN, Y.; ZHENGQI, C.; SHUPENG, Z. Voltage and frequency control strategies of hybrid AC/DC microgrid: a review. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 11, n. 2, p. 303–313, 2017. ISSN 1751-8687. Disponível em: <a href="http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2016.0791">http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2016.0791</a>). Citado 2 vezes nas páginas 27 e 57.

MATOS, J. G. D.; SILVA, F. S. e; RIBEIRO, L. A. d. S. Power control in ac isolated microgrids with renewable energy sources and energy storage systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 62, n. 6, p. 3490–3498, 2014. Citado na página 26.

MOREIRA, A. B.; BARROS, T. A.; TEIXEIRA, V. S.; RUPPERT, E. Power control for wind power generation and current harmonic filtering with doubly fed induction generator. *Renewable energy*, Elsevier, v. 107, p. 181–193, 2017. Citado na página 58.

MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; DEMETRIADES, G. D.; AGELIDIS, V. G. Unified distributed control for dc microgrid operating modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 1, p. 802–812, 2015. Citado na página 27.

MORTEZAPOUR, V.; LESANI, H. Adaptive primary droop control for islanded operation of hybrid ac-dc mgs. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 12, n. 10, p. 2388–2396, 2018. Citado na página 27.

NAGARAJAN, A.; AYYANAR, R. Design and Strategy for the Deployment of Energy Storage Systems in a Distribution Feeder With Penetration of Renewable Resources. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, v. 6, n. 3, p. 1085–1092, 2015. ISSN 1949-3029. Citado na página 24.

NASIRIAN, V.; MOAYEDI, S.; DAVOUDI, A.; LEWIS, F. L. Distributed cooperative control of dc microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 30, n. 4, p. 2288–2303, 2014. Citado na página 27.

NAVARRO-RODRÍGUEZ, Á.; GARCÍA, P.; GEORGIOUS, R.; GARCÍA, J. Adaptive active power sharing techniques for dc and ac voltage control in a hybrid dc/ac microgrid. *IEEE Transactions on industry applications*, IEEE, v. 55, n. 2, p. 1106–1116, 2018. Citado na página 29.

NEACSU, D. O. Vectorial current control techniques for three phase ac/dc boost converters. In: IEEE. *ISIE'99. Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (Cat. No. 99TH8465)*. [S.l.], 1999. v. 2, p. 527–532. Citado na página 51.

NEJABATKHAH, F.; LI, Y. W. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 30, n. 12, p. 7072–7089, 2015. ISSN 08858993. Citado 7 vezes nas páginas 25, 26, 27, 28, 29, 61 e 62.

NEJABATKHAH, F.; LI, Y. W.; TIAN, H. Power quality control of smart hybrid ac/dc microgrids: An overview. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 52295–52318, 2019. Citado na página 29.

NETO, P. J. dos S.; BARROS, T. A.; SILVEIRA, J. P. C.; FILHO, E. R.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Power management techniques for grid-connected dc microgrids: A comparative evaluation. *Applied Energy*, Elsevier, v. 269, p. 115057, 2020. Citado 7 vezes nas páginas 27, 51, 52, 55, 57, 63 e 66.

NETO, P. J. dos S.; BARROS, T. A. dos S.; SILVEIRA, J. P. C.; FILHO, E. R.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Power management strategy based on virtual inertia for dc microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, 2020. Citado na página 27.

NORDMAN, B.; CHRISTENSEN, K. DC Local Power Distribution: Technology, Deployment, and Pathways to Success. *IEEE Electrification Magazine*, v. 4, n. 2, p. 29–36, 2016. ISSN 23255889. Citado na página 27.

NUTKANI, I. U.; LOH, P. C.; BLAABJERG, F. Distributed operation of interlinked ac microgrids with dynamic active and reactive power tuning. IEEE, v. 49, n. 5, p. 2188–2196, 2013. Citado na página 26.

ORDONO, A.; UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A.; PANIAGUA, J. Interlinking converters and their contribution to primary regulation: a review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 111, p. 44–57, 2019. Citado na página 28.

ORTEGA, A.; MILANO, F. Modeling, Simulation and Comparison of Control Techniques for Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 3, p. 1–1, 2016. ISSN 0885-8950. Disponível em: <a href="http://ieeexplore.ieee.org/document/7549064/">http://ieeexplore.ieee.org/document/7549064/</a>>. Citado na página 25.

PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S. State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, v. 3, p. 890–925, 2015. Citado na página 26.

PHAN, D.-M.; LEE, H.-H. Interlinking converter to improve power quality in hybrid ac-dc microgrids with nonlinear loads. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1959–1968, 2018. Citado na página 28.

PLANAS, E.; ANDREU, J.; GÁRATE, J. I.; Martínez De Alegría, I.; IBARRA, E. AC and DC technology in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 43, p. 726–749, 2015. ISSN 13640321. Citado 3 vezes nas páginas 27, 36 e 37.

ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F. Control of Power Converters in AC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012. ISSN 0885-8993. Citado 3 vezes nas páginas 26, 28 e 43.

RODRIGUEZ, P.; TEODORESCU, R.; CANDELA, I.; TIMBUS, A. V.; LISERRE, M.; BLAABJERG, F. New positive sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions. In: IEEE. 2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference. [S.I.], 2006. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 50.

SADEGHI, M.; KHEDERZADEH, M. Hybrid multi-dc-ac mg based on multilevel interlinking converter. *IET Power Electronics*, IET, v. 12, n. 5, p. 1187–1194, 2019. Citado na página 28.

SAHOO, S. K.; SINHA, A. K.; KISHORE, N. Control techniques in ac, dc, and hybrid ac-dc microgrid: a review. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 738–759, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 28.

SHEPHERD, C. M. Design of primary and secondary cells: Ii. an equation describing battery discharge. *Journal of the Electrochemical Society*, IOP Publishing, v. 112, n. 7, p. 657, 1965. Citado na página 40.

SILVEIRA, J. P. C.; NETO, P. J. dos S.; BARROS, T. A. dos S.; FILHO, E. R. Power management of energy storage system with modified interlinking converters topology in hybrid AC/DC microgrid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Citado 8 vezes nas páginas 44, 51, 52, 54, 55, 57, 58 e 63.

STATISTA. Energy Storage - Statistics Facts. <a href="https://www.statista.com/topics/4632/">https://www.statista.com/topics/4632/</a> energy-storage/#dossierKeyfigures>. Acessado em 04/02/2022. Citado na página 24.

TAH, A.; DAS, D. An enhanced droop control method for accurate load sharing and voltage improvement of isolated and interconnected dc microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1194–1204, 2016. Citado na página 27.

TIAN, H.; LI, Y. W.; WANG, P. Hybrid ac/dc system harmonics control through grid interfacing converters with low switching frequency. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 65, n. 3, p. 2256–2267, 2017. Citado na página 28.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A. Experimental validation of a battery dynamic model for ev applications. *World electric vehicle journal*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 3, n. 2, p. 289–298, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

TRICARICO, T.; GONTIJO, G. F.; AREDES, M.; DIAS, R.; GUERRERO, J. M. New hybrid-microgrid topology using a bidirectional interleaved converter as a robust power interface operating in grid-connected and islanded modes. *Iet Renewable Power Generation*, IET, v. 14, n. 1, p. 134–144, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 38.

UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A. Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 52, p. 1251–1259, 2015. ISSN 18790690. Citado na página 25.

UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A. Hybrid ac/dc microgrids part i: Review and classification of topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 52, p. 1251–1259, 2015. Citado na página 27.

UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A. Hybrid ac/dc microgrids part ii: Review and classification of control strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 52, p. 1123–1134, 2015. Citado na página 28.

WANG, J.; JIN, C.; WANG, P. A uniform control strategy for the interlinking converter in hierarchical controlled hybrid ac/dc microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 65, n. 8, p. 6188–6197, 2017. Citado na página 27.

WEN, S.; WANG, S.; LIU, G.; LIU, R. Energy management and coordinated control strategy of pv/hess ac microgrid during islanded operation. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 4432–4441, 2018. Citado na página 26.

WU, D.; TANG, F.; DRAGICEVIC, T.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Autonomous active power control for islanded ac microgrids with photovoltaic generation and energy storage system. *IEEE Transactions on energy conversion*, IEEE, v. 29, n. 4, p. 882–892, 2014. Citado na página 26.

WU, D.; TANG, F.; DRAGICEVIC, T.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Coordinated control based on bus-signaling and virtual inertia for islanded dc microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 6, p. 2627–2638, 2015. Citado na página 27.

WU, W.; CHEN, Y.; LUO, A.; ZHOU, L.; ZHOU, X.; YANG, L.; DONG, Y.; GUERRERO, J. M. A virtual inertia control strategy for dc microgrids analogized with virtual synchronous machines. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 64, n. 7, p. 6005–6016, 2016. Citado na página 27.

XIA, Y.; WEI, W.; YU, M.; WANG, X.; PENG, Y. Power management for a hybrid ac/dc microgrid with multiple subgrids. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 33, n. 4, p. 3520–3533, 2017. Citado na página 29.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. Voltage-Sourced Converters in Power Systems. [S.l.]: John Wiley and Sons, Inc, 2010. ISBN 380554474X. Citado 11 vezes nas páginas 44, 45, 46, 50, 51, 54, 57, 61, 62, 63 e 121.

ZAMANI-DEHKORDI, P.; SHAFIEE, S.; RAKAI, L.; KNIGHT, A. M.; ZAREIPOUR, H. Price impact assessment for large-scale merchant energy storage facilities. *Energy*, v. 125, p. 27–43, 2017. ISSN 03605442. Citado na página 24.

ZAMORA, R.; SRIVASTAVA, A. K. Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 14, n. 7, p. 2009–2018, 2010. ISSN 13640321. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 34.

ZAN, X.; JIANG, Z.; NI, K.; ZHANG, W.; GONG, Y.; WU, N. Modular battery management for srm drives in hybrid vehicles based on a novel modular converter. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 136296–136306, 2020. Citado na página 29.

# APÊNDICE A – PARÂMETROS DA MICRORREDE HÍBRIDA CC/CA

O apêndice A apresenta os valores numéricos das grandezas e dos parâmetros dos elementos empregados na microrrede híbrida CA/CC, assim como os dados relacionados as simulações em *MatLab/Simulink*.

## Parâmetros das Simulações

Para analisar o conversor de interligação modificado proposto, assim como o *PMS* e *BMS* desenvolvidos, a microrrede híbrida CC/CA estudada é simulada por meio do *software MatLab/Simulink*. Os principais parâmetros para a simulação são apresentados na Tabela A.1.

Parâmetros	Valores
$t_{sim}$	5 s
$Ts_{power}$	$10 \ \mu s$
$Fs_{power}$	$100 \ kHz$
$Ts_{control}$	$100 \ MVA$
$Fs_{control}$	$50 \ \mu s$

Tabela A.1 – Parâmetros da Simulação em Simulink

onde,  $t_{sim}$  é o tempo de simulação,  $Ts_{power}$  é o período de amostragem da simulação;  $Fs_{power}$  é a frequência de amostragem da simulação;  $Ts_{control}$  é o período de amostragem dos controladores;  $Fs_{control}$  é a frequência de amostragem dos controladores.

## Parâmetros da Rede Elétrica

Os parâmetros da rede elétrica trifásica equilibrada empregada quando a microrrede híbrida opera em modo conectado à rede são mostrados na Tabela A.2.

Parâmetros	Valores
$V_{grid_{RMS}}$	127 V
$f_{grid}$	60 Hz
$S_{grid_{sc}}$	$100 \ MVA$

Tabela A.2 – Parâmetros da Rede Elétrica

onde,  $V_{grid_{RMS}}$  é a tensão eficaz da rede elétrica;  $f_{grid}$  é a frequência fundamental da rede elétrica; e  $S_{grid_{sc}}$  é a potência de curto circuito da rede elétrica.

#### Parâmetros do Banco de Baterias

Os parâmetros da célula ion-litio utilizada na modelagem do banco de baterias pelo modelo de Sheperd é apresentado na Tabela A.3.

Parâmetros	Valores
$W_b$	2,3 Ah
$E_{0_b}$	3,366 V
$R_{bat}$	0,01 $\Omega$
$K_b$	0,0075 $\Omega$
$A_b$	0,26422 V
$B_b$	$26,5487 \ Ah^{-1}$

Tabela A.3 – Parâmetros da célula íon-lítio

onde  $E_{0_b}$  é a tensão inicial da bateria;  $K_b$  é a constante de polarização;  $A_b$  é a amplitude da zona exponencial;  $B_b$  é a constante de tempo da zona exponencial.

A partir dos parâmetros das células de íon-litio, mostrados na Tabela A.3, é realizado o projeto do banco de baterias. Esse projeto é feito definindo  $Ns \in Np$  de modo a obter uma tensão de saída da bateria  $(V_{bat})$  de 350 V e uma capacidade de carga  $(W_{bat})$  de 16 Ah, como mostrado na Tabela A.4.

Parâmetros	Valores
Ns	104
Np	7
$V_{bat}$	350 V
$W_{bat}$	16 Ah
$k_{tb}$	3500

Tabela A.4 – Parâmetros da	a célula	íon-lítio
----------------------------	----------	-----------

O coeficiente de coeficiente de aceleração dinâmica,  $k_{tb}$ , acelera a dinâmica da bateria em 3500 vezes para a realização das simulações na janela de 5 segundos.

## Parâmetros dos Conversores de Interligação

Os valores dos parâmetros de projeto, como frequência de chaveamento e potência nominal, e dos elementos passivos que compõem os conversores de potência da microrrede híbrida CA/CC, como os indutores, capacitores as resistências internas, são apresentadas na Tabela A.5.

Parâmetros	Valores
$C_{DCMG}$	2,25 mF
$C_{BESS}$	$1,125 \ mF$
$C_i$	$30 \ \mu F$
$L_i$	7,5 mH
$L_v$	$10 \ mH$
$L_b$	$10 \ mH$
$R_i$	$1 \ m\Omega$
$R_v$	$1 \ m\Omega$
$R_b$	$1 \ m\Omega$
$f_{sw_i}$	$15 \ kH$
$f_{sw_v}$	$15 \ kH$
$f_{sw_b}$	$20 \ kH$
$P_{nom_{ilc}}$	$5 \ kVA$
$P_{nomvsca}$	$5 \ kVA$
$P_{nom_{bc}}$	$5 \ kW$

Tabela A.5 – Parâmetros dos Conversores de Interligação

onde,  $f_{sw_i}$ ,  $f_{sw_v}$  e  $f_{sw_b}$  são as frequências de chaveamento do *ILC*, *VSCa* e *BC*; e  $P_{nom_{ilc}}$ ,  $P_{nom_{vsca}}$  e  $P_{nom_{bc}}$  são as potências nominais do do *ILC*, *VSCa* e *BC*, respectivamente.

# Frequências de Cruzamento e Margem de Fase dos Controladores *PI*

Os controladores *PI* utilizados nos conversores de interligação são projetados por resposta em frequência, que são definidos pela frequência de cruzamento e margem de fase. Esses parâmetros para as malhas de controle de cada conversor de potência são apresentados na Tabela A.6.

Frequência de Cruzamento [rad/s]	Value	Margem de Fase [º]	Value
$\omega_{i_{ilc}}$	2000	$\phi_{i_{ilc}}$	60
$\omega_{i_{vsca}}$	16000	$\phi_{i_{vsca}}$	60
$\omega_{i_{bc}}$	2000	$\phi_{i_{bc}}$	60
$\omega_{v_{ilc}}$	150	$\phi_{v_{ilc}}$	60
$\omega_{v_{bc}}$	500	$\phi_{v_{bc}}$	60
$\omega_{vdq_{ilc}}$	1200	$\phi_{vdq_{ilc}}$	60

Tabela A.6 – Parâmetros da sintonia dos controladores por resposta em frequência

onde,  $\omega_{i_{ilc}}$ ,  $\omega_{i_{vsca}}$  e  $\omega_{i_{bc}}$  são as frequências de cruzamento das malhas de corrente do *ILC*, *VSCa* e *BC*;  $\omega_{v_{ilc}}$  e  $\omega_{v_{bc}}$  são as frequências de cruzamento das malhas de tensão

do  $ILC \in BC$ ;  $\phi_{i_{ilc}}$ ,  $\phi_{i_{vsca}} \in \phi_{i_{bc}}$  são as margens de fase das malhas de corrente do ILC,  $VSCa \in BC$ ;  $\phi_{v_{ilc}} \in \phi_{v_{bc}}$  são as margens de fase das malhas de tensão do  $ILC \in BC$ , respectivamente

### Parâmetros dos Controladores PI dos Conversores de Interligação

Da Tabela A.6, é possível perceber pela freqüência de cruzamento que a dinâmica do controle de corrente, por ser uma malha interna, é mais rápida em relação ao controle de tensão. No caso do VSCa, essa dinâmica é muito rápida para ser aplicada na mitigação harmônica. Com o ajuste por resposta em frequência, os parâmetros dos controladores PI de ILC, VSCa e BC são descritos na Tabela A.7.

Ganho Proporcional	Valor	Ganho Integrador	Valor
$Kp_{i_{ilc}}$	$13,\!50$	$Ki_{i_{ilc}}$	13238,0
$Kp_{i_{vsca}}$	$160,\!00$	$Ki_{i_{vsca}}$	6145,0
$Kp_{i_{bc}}$	$17,\!32$	$Ki_{i_{bc}}$	2000,0
$Kp_{v_{ilc}}$	$0,\!15$	$Ki_{v_{ilc}}$	12,4
$Kp_{v_{bc}}$	$0,\!01$	$Ki_{v_{bc}}$	25,5
$Kp_{vdq_{ilc}}$	$0,\!0324$	$Ki_{vdq_{ilc}}$	$18,\!68$

Tabela A.7 – Parâmetro dos controladores PI

onde,  $Kp_{i_{ilc}} e Ki_{i_{ilc}}$  são os ganhos proporcional e integral da malha de corrente do ILC;  $Kp_{i_{vsca}} e Ki_{i_{vsca}}$  são os ganhos proporcional e integral da malha de corrente do VSCa;  $Kp_{i_{bc}} e Ki_{i_{bc}}$  são os ganhos proporcional e integral da malha de corrente do BC;  $Kp_{v_{ilc}} e Ki_{v_{ilc}}$  são os ganhos proporcional e integral da malha de tensão CC do ILC;  $Kp_{v_{bc}}$ e  $Ki_{v_{bc}}$  são os ganhos proporcional e integral da malha de tensão CC do BC;  $Kp_{vdq_{ilc}}$  e  $Kidq_{v_{ilc}}$  são os ganhos proporcional e integral da malha de tensão CA do ILC;

Também é importante destacar que os controladores são discretizados pelo método Tustin com uma frequência de amostragem de 20 kHz (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

# Parâmetros do Barramento CC, Droop CC e Controle Hierárquico

Os parâmetros para o controle do barramento da microrrede CC, assim como para o compartilhamento de potência pelo *droop* CC e a regulação de tensão pelo controle hierárquico, são apresentados na Tabela A.8

Tabela A.8 – Parâmetros do barramento CC, Droop CC e Controle Hierárquico

Parâmetros	Valores
$V_{CC_{REF}}$	410~V
$\Delta V_{CC}$	20 V
$k_{pd_{ic}}$	0,098
$k_{id_{ic}}$	$2,\!85$
$k_{pd_{bc}}$	0,098
$k_{id_{bc}}$	$2,\!85$

# APÊNDICE B – ESQUEMÁTICOS DAS SIMULAÇÕES

# Microrrede Híbrida CA/CC

A microrrede híbrida CA/CC estudada é simulada por meio da ferramenta *Simulink*, do *software MatLab*. A Figura B.1 o esquemático em *Simulink* dessa microrrede híbrida, com todos os elementos de potências e as estratégias de controle do conversores de interligação. Neste apêndice são apresentados os esquemáticos dos principais sub-blocos que compõem a simulação da microrrede híbrida.



Figura B.1 – Esquemático da Microrrede Híbrida no Simulink.

#### Microrrede CC (PAC)

A Figura B.2 apresenta o esquemático dos pontos de conexão dos elementos que compõem a microrrede CC. Também é mostrado os blocos onde são realizados as medições de tensão e corrente de cada elemento.



Figura B.2 – Esquemático da Microrrede CC no Simulink.

## Microrrede CA (PAC)

De modo similar a Figura B.2, a Figura B.3 também representa o ponto de conexão entres os dispositivos que fazem parte da microrrede CA. Em cada barramento é realizada as medições de tensão e corrente trifásica relativas aos seus respectivos dispositivos.



**Microrrede CA** 

Figura B.3 – Esquemático da Microrrede CA no Simulink.

## Carga CC

O esquemático em *Simulink* da representação da carga CC como uma fonte de corrente absorvendo potência da microrrede CC é mostrada na Figura B.4. Também são mostradas a medição de potência ativa da carga CC.

# Carga CC



Figura B.4 – Esquemático da Carga CC no Simulink.

#### Carga CA

A Figura B.5 mostra a representação da carga CA,como um conjunto de resistências em série com indutâncias que são conectadas ou desconectadas de acordo com o perfil de carga esperado para esse dispositivo. As medições de potência reativa e ativa da carga também são apresentadas.



Figura B.5 – Esquemático da Carga CA no Simulink.

# Carga Não-linear

O esquemático da Figura B.6 é um retificador não controlado com uma carga resistiva na saída, e filtros indutivos na entrada. Essa topologia representa a carga não linear aplicada na microrrede CA. As medições de potência ativa e reativa da carga também são nesse bloco.

Carga

Não-Linear ന്ന 000 ന്ത L3 DJT Retificado (Retificador Não Controlado com Indutâncias na entrada e carga resistiva) MEDIÇÃO DA CARGA NÃO-LINEAR P L1 Vabc\_NLL P\_NLL labc NLL Q -/2kW2 la\_N I\_NLL PQ L1 P\_NLL Q\_NLL Va NLL la\_NLL

Figura B.6 – Esquemático da Carga Não Linear no Simulink.

# Fonte CC

A Figura B.7 mostra o esquemático da Fonte CC como uma fonte de corrente controlada injetando potência na microrrede CC de acordo com a referência de corrente imposta pelo perfil desejado. As medições de potência da fonte também são efetuadas nesse bloco.



Figura B.7 – Esquemático da Fonte CC no Simulink.

### Fonte CA

A Fonte CA é representada por fontes de corrente sincronizadas à rede injetando potência na microrrede CA, como mostrado no esquemático da Figura B.8. As medições de potência ativa e reativa desse dispositivo também são calculadas neste bloco.



#### Fonte CA

Figura B.8 – Esquemático da Fonte CA no Simulink.

# Controle do ILC

A Figura B.9 apresenta a estratégia de controle do ILC. Essa estratégia de controle é composta pelos blocos de PLL, controle de tensão, controle de corrente, Droop CC e controle hierárquico, além da modulação PWM, considerando a operação conectada à rede elétrica. Para a operação autônoma, utiliza-se o gerador de referência de tensão CA. Mais detalhes sobre esses blocos são apresentados em seguida.



# Estratégia de Controle - ILC

Figura B.9 – Esquemático da estratégia de controle do ILC no Simulink.

PLL

O esquemático em *Simulink* do bloco que realiza o sincronismo com a rede elétrica pelo PLL e pela transformadas de Park das correntes e tensões do ILC, é apresentado na Figura B.10. Por meio desse bloco são obtidas as correntes e tensões no domínio dq, além da frequência e ângulo síncrono.





Figura B.10 – Esquemático do PLL no Simulink.

#### Malha de Tensão

A Figura B.11 descreve o esquemático da malha externa de tensão aplicada no Simulink. Para operações conectadas à rede elétrica, ocorre o modo de tensão CC, onde a parte verde do diagrama gera a potência de referência, a partir das referências de potência ativa e reativa são gerados as referências de corrente no domínio dq. Já no modo autônomo, ocorre a formação da microrrede CA, onde a parte azul e vermelha do diagrama que geram as referências de corrente no dq. As referências de corrente no domínio dq são inseridas na malha interna de controle de corrente.



Figura B.11 – Esquemático do controle de tensão do ILC no Simulink.

#### Malha de Corrente

No esquemático da malha de corrente em *Simulink*, verifica-se os controle das correntes no domínio dq, assim como a aplicação do desacoplamento e dos *feedforwards* necessários. Além disso, também é possível visualizar o uso da transformada inversa de Park para gerar os índices de modulação no domínio trifásico. Esses índices de modulação são inseridos no modulador *PWM*.



Figura B.12 – Esquemático do controle de corrente do ILC no Simulink.

#### Droop CC

O compartilhamento de potência na microrrede CC é realizada por meio do *Droop* CC, representado pelo esquemático do *Simulink* mostrado na Figura B.13.



Figura B.13 – Esquemático do Droop CC do ILC no Simulink.

#### Controle Hierárquico

A regulação de tensão na microrrede CC é realizada por meio do controle hierárquico. A Figura B.14 mostra o esquemático desse controle para o *ILC*.



Figura B.14 – Esquemático do controle hierárquico do ILC no Simulink.

#### Gerador de Referência de Tensão CA

A Figura B.15 mostra o esquemático do gerador de referência de tensão CA, que a partir de um sinal trifásico sintético, produz as tensões de referência em dq, além do ângulo síncrono de referência. Esse bloco é utilizado apenas quando a microrrede híbrida opera em modo autônomo.

Geração de Referência da Rede



Figura B.15 – Esquemático do gerador de referência de tensão do ILC em modo autônomo no Simulink.

# Controle do BC

A estratégia de controle do BC é apresentada no esquemático da Figura B.16. Essa estratégia é composta pelos blocos das malhas de tensão e corrente, além dos blocos para o *Droop* CC e o controle hierárquico.



#### Estratégia de Controle - BC

Figura B.16 – Esquemático da estratégia de controle do BC no Simulink.

#### Malha de Tensão

O esquemático da malha de tensão do BC, visualizado na Figura B.17, mostra a utilização do controlador PI de modo a gerar a corrente de referência para a malha de corrente.



Figura B.17 – Esquemático do controle de tensão do BC no Simulink.

#### Malha de Corrente

A corrente de referência, gerada pela malha de tensão, é inserida na malha interna de corrente, que emprega um controlador PI, de modo a gerar o ciclo de trabalho para o modulador PWM produzir os pulsos para as duas chaves de potência do conversor BC. Isso pode ser visualizado na Figura B.18.



Figura B.18 – Esquemático do controle de corrente do BC no Simulink.

#### Droop CC

De modo similar ao ILC, o BC também emprega o Droop CC, o que permite o compartilhamento de potência entre os dois conversores. A Figura B.19 mostra o esquemático do Droop CC aplicado no Simulink.



Figura B.19 – Esquemático do Droop CC do BC no Simulink.

#### Controle Hierárquico

Assim como no caso do *Droop* CC, o controle hierárquico também é implementado no BC do mesmo modo que é aplicado no ILC. O esquemático da regulação de tensão CC pelo controle hierárquico pode ser visualizado na Figura B.20



Figura B.20 – Esquemático do controle hierárquico do ILC no Simulink.

## Controle do VSCa

O esquemático em *Simulink* da estratégia de controle do VSCa é apresentado na Figura B.21. Esse controle é composto pelos blocos de *PLL*, controle de corrente, compensador de harmônicas, gerador de referência de potência e modulação *PWM*. Os blocos de *PLL*, modulação *PWM* e gerador de referência de potência, são basicamente os mesmos aplicados no *ILC*.



# Estratégia de Controle - VSCaux

Figura B.21 – Esquemático da estratégia de controle do VSCa no Simulink.

#### Malha de Corrente

A malha de corrente do *VSCa* é basicamente a mesma do *ILC*, como pode ser visualizado na Figura B.22. Contudo, é importante destacar a presença dos termos das correntes de reparação de harmônicas, que são geradas pelo bloco de compensação de harmônicas.



Figura B.22 – Esquemático do controle de corrente do VSCa no Simulink.

#### Mitigação de Harmônicas

O bloco de mitigação de harmônicas utiliza a tensão e as correntes da carga não linear, no domínio dq, para gerar uma corrente de reparação de harmônicas, por meio de filtros passa baixas de 2<sup>a</sup> ordem, como apresentado na Figura B.23.

#### Compensador de Harmônicas



Figura B.23 – Esquemático da mitigação de harmônicas do VSCa no Simulink.

# Sistema de Gerênciamento de Baterias - BMS

#### Restrições de Operação no Modo Conectado à Rede Elétrica

No modo conectado à rede, o BMS restringe a operação do TSILC-ESD quando os limites superior e inferior de SOC são atingidos. Para isso, o seguinte algoritmo estabelecendo as condições de operação é estabelecido.

$$functionout = fcn(SOC, Ibat)$$

$$if(SOC \le 95\&\&SOC \ge 50)$$

$$out = 1$$

$$elseif(Ibat < 0\&\&SOC \le 50)$$

$$out = 1$$

$$elseif(Ibat \ge 0\&\&SOC \ge 95)$$

$$out = 1$$

$$else$$

$$out = 0;$$

$$end$$

Esse código em .m é aplicado em um bloco no *Simulink*, como mostrado na Figura B.24.

# **Battery Management System - BMS**



BMS - Selectivity (Function)

Figura B.24 – Esquemático do BMS no Simulink.

#### Condições de Seletividade no Modo Autônomo

No modo autônomo, o *BMS* aplica a seletividade de fontes ou cargas, de acordo com o os limites de *SOC* atingidos. Quando o limite superior de *SOC* é atingido, as fontes da microrrede híbrida são desabilitadas, voltando apenas quando a janela de descarga é completa, no  $SOC_d = 80\%$ . Já quando o limite inferior de *SOC* é alcançado, as cargas da microrrede híbrida são desconectadas, voltando apenas quando a janela de recarga é finalizada, no  $SOC_c = 65\%$ . Esse comportamento é estabelecido por meio do código em .m mostrado a seguir.

#### Seletividade de Fontes

$$functionout = fcn(SOC, Ibat, mode)$$
  

$$if(mode == 0)$$
  

$$if(SOC \ge = 90)$$
  

$$out = 0$$
  

$$elseif(Ibat \ge 0\&\&SOC \ge = 80)$$
  

$$out = 0$$
  

$$else$$
  

$$out = 1;$$
  

$$end$$
  

$$else$$
  

$$out = 1;$$
  

$$end$$

#### Seletividade de Cargas

```
functionout = fcn(SOC, Ibat, mode)

if(mode == 0)

if(SOC <= 55)

out = 0

elseif(Ibat < 0\&\&SOC <= 65)

out = 0

else

out = 1;

end

else

out = 1;

end
```

As funções com os algoritmos de seletividade do BMS são aplicadas em blocos no Simulink, como mostrado na Figura B.25.



OBS:As condições de seletividade são aplicadas somente em modo autônomo

Figura B.25 – Esquemático do BMS no Simulink.

## Banco de Baterias

O bloco com a dinâmica do banco de baterias, de acordo com o modelo de Shepard, é apresentado na Figura B.26. Esse bloco é composto com o equacionamento dos modos de carga e descarga das baterias, assim como o processo de seleção entre os modos e o bloco de definição do modelo da bateria.



Figura B.26 – Esquemático do bloco da bateria no Simulink.

#### Modo de Descarga

A Figura B.27 apresenta o diagrama que calcula a tensão de saída da bateria de acordo com o modo de descarga.

#### Discharge Mode



Figura B.27 – Esquemático do modo de descarga no Simulink.

#### Modo de Recarga

De modo similar à Figura B.28, o modo de recarga da bateria é modelado de acordo com o esquemático da Figura B.28.

Charge Mode



Figura B.28 – Esquemático do modo de recarga no Simulink.

#### Seleção do Modo

O esquemático da Figura B.29 apresenta os modos de seleção do valor de saída de tensão e de SOC de acordo com o modo que está atuando. Esse modo é definido de acordo com o sentido da corrente de saída da bateria.



Modelo do Bateria

Figura B.29 – Esquemático da seleção do modo no Simulink.
## Modelo da Bateria

O modelo da bateria, após a seleção da dinâmica de descarga ou recarga, é apresentada na Figura B.30. Também é possível verificar a inserção da dinâmica em uma fonte de tensão controlada.

## Battery Model - Li-Ion Shapherd Model (Battery Bank)



Figura B.30 – Esquemático do modelo da bateria no Simulink.