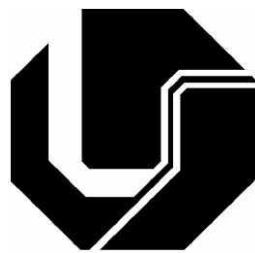


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA



**Microrredes c.c.: distribuição de potência e modelo estático com
base no controle por droop e MPPT**

Aluno: Adjeferson Custódio Gomes

Orientador: Prof. Dr. Fábio Vincenzi Romualdo da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Lessa Tofoli

Uberlândia, novembro de 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



por
Adjeferson Custódio Gomes

Texto da Tese de Doutorado submetido à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção de título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Linha de pesquisa: Controle e Automação

Orientador: Prof. Dr. Fábio Vincenzi Romualdo da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Lessa Tofoli

Uberlândia, novembro de 2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

G633m 2018 Gomes, Adjeferson Custódio, 1985-
Microrredes CC [recurso eletrônico]: distribuição de potência e modelo estático com base no controle por DROOP e MPPT / Adjeferson Custódio Gomes. - 2018.

Orientador: Fábio Vincenzi Romualdo da Silva.

Coorientador: Fernando Lessa Tofoli.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.te.2018.639>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Modelos matemáticos. I. Silva, Fábio Vincenzi Romualdo da, 1974- (Orient.). II. Tofoli, Fernando Lessa, 1976- (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDU: 621.3

Maria Salete de Freitas Pinheiro - CRB-6/1262



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Ata da defesa de TESE DE DOUTORADO junto ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Defesa de Tese de Doutorado, número 226/2018/PPGEE

Data: 14 de novembro de 2018.

Discente: ADJEFERSON CUSTÓDIO GOMES

Número de matrícula: 11413EEL008

Título do Trabalho: Microrredes CC: Distribuição de potência e modelo estático com base no controle por DROOP e MPPT.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Linha de pesquisa: Controle e Automação

As 14:30 horas do dia 14 de novembro do ano de 2018 na Sala de Defesas da Faculdade de Engenharia Elétrica, Campus Santa Mônica da Universidade Federal de Uberlândia, reuniu-se a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Prof. Fábio Vincenzi Romualdo da Silva (orientador)

Prof. Fernando Lessa Tofoli (coorientador)

Prof. Aniel Silva de Moraes

Prof. Josué Silva de Moraes

Prof. Admarço Vieira da Costa

Prof. Enio Roberto Ribeiro

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Prof. Dr. Fábio Vincenzi Romualdo da Silva apresentou a Comissão Examinadora e o(a) candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao(à) Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o(a) senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu os conceitos finais.

Em face do resultado obtido, a Banca Examinadora considerou o(a) candidato(a) A provado(a).

Esta defesa de Tese de Doutorado é parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor(a). O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos às 16 horas e 20 minutos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.




Prof. Dr. Fábio Vincenzi Romualdo da Silva
UFU




Prof. Dr. Aniel Silva de Moraes
UFU



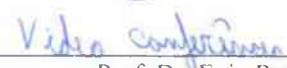
Prof. Dr. Admarço Vieira da Costa
CEFET



Prof. Dr. Fernando Lessa Tofoli
UFSJ



Prof. Dr. Josué Silva de Moraes
UFU



Prof. Dr. Enio Roberto Ribeiro
UNIFEI

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pelo dom da vida, por me proteger, estar presente em minha vida, auxiliar nas minhas escolhas, por me confortar nas horas difíceis e colocar pessoas especiais em meu caminho.

Aos meus pais Romildo e Heloisa, pelos sacrifícios e renúncias para me proporcionar uma boa formação acadêmica. Pelas muitas oportunidades que me proporcionaram, pelo carinho, amor, conselhos e compreensão. Sem meus pais, nada seria possível. Sou somente o fruto de tudo que eles cultivaram. Independente do que eu faça, jamais conseguirei retribuir o que fizeram por mim. Infelizmente meu pai já não se encontra entre nós, mas sei que de alguma forma ele está muito feliz seja onde estiver.

Ao meu irmão Adéverson, pelo apoio, amizade e ensinamentos.

À minha esposa Flávia, que é compreensiva e está sempre ao meu lado apoiando, dando amor, carinho, conselhos, cuidando e confortando nos momentos difíceis. Aos seus pais Eni e Beatriz e sua irmã Franciele, pelo respeito, amor e conselhos.

Aos professores Dr. Fábio Vincenzi da Silva Romualdo, Dr. Aniel Silva de Moraes e Dr. Fernando Lessa Tofoli, que no momento em que cogitei abandonar esse doutorado, estenderam suas mãos apoiando e auxiliando na retomada das atividades. Pelos importantes ensinamentos tanto científicos quanto pessoais. Pela orientação e dedicação que contribuíram de forma decisiva para o desenvolvimento do trabalho. Agradeço o tempo investido na minha capacitação e dizer que ambos têm a minha admiração e amizade.

Aos meus amigos Thiago Vieira, Luís Ricardo, José Rodrigues, Carlos Vitor, Welker Gomes, Irênio Rocha, Maria Inês, Simone, “Mamadeira” e Maruedson Pires pelas conversas e conselhos.

Aos técnicos da pós-graduação da FEELT, em especial à “mãe” Cinara.

A todos os amigos e familiares que contribuíram direta ou indiretamente na realização desse trabalho, incentivando e torcendo por sua conclusão.

A Universidade Federal de Uberlândia e ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), à FAPEMIG (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais) e à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte que permitiu a realização deste trabalho.

Enfim, a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão desta importante etapa em minha vida profissional.

“O respeito é a base de tudo, aprenda a respeitar o próximo e estarás fazendo um bem enorme a humanidade, não respeite e estarás matando a ti mesmo.”

(Bertha Amaral)

“Só o riso, o amor e o prazer merecem revanche. O resto, mais que perda de tempo... é perda de vida.”

(Chico Xavier)

RESUMO

A. C. Gomes, “Microrredes c.c.: distribuição de potência e modelo estático com base no controle por droop e MPPT”, Uberlândia, UFU, 124p., 2018.

Baseado nas preocupações com a crescente demanda por energia, e sua relação com o meio ambiente e o desenvolvimento, surge a proposta de implementar modelos sustentáveis de desenvolvimento para o setor da energia, estabelecidos com base na avaliação das relações da energia com o conceito de sustentabilidade. Neste contexto, esforços governamentais, institucionais e de pesquisadores na busca de novos recursos energéticos e condicionamento da energia, crescem mais a cada dia. O desenvolvimento de microrredes associadas a edifícios residenciais, comerciais, institucionais e governamentais, visando melhorar o aproveitamento energético das instalações na integração de fontes alternativas de energia, vem se destacando como uma alternativa técnica e economicamente viável. O presente trabalho se insere nesta linha, através de estudos e proposições matemáticas aplicáveis a qualquer estrutura de microrredes em CC, considerando os mais variados tipos de cargas e modos de operação das fontes de energia local. No trabalho ainda é proposto o estudo de uma microrrede CC de dois barramentos com controle das unidades constituintes através do MPPT e *droop*. A técnica utilizada para controle das tensões nos barramentos é através da sinalização de barramento. As simulações são implementadas no software PSIM® a fim de avaliar a robustez do sistema de controle e validar o desempenho da microrrede CC proposta.

Palavras-chave: Distribuição em CC, *Droop*, Geração Distribuída, Microrredes, MPPT, Modelo Matemático.

ABSTRACT

A. C. Gomes, “DC microgrids: power distribution and static model based on control by droop and MPPT”, Uberlândia, UFU, 124p., 2018.

Based on concerns about the growing demand for energy, and its relation to the environment and development, the proposal to implement sustainable development models for the energy sector, established based on the evaluation of energy relations with the concept of sustainability. In this context, government, institutional and research efforts in the search for new energy resources and energy conditioning, grow more every day. The development of microgrids associated with residential, commercial, institutional and governmental buildings, aiming at improving the energy utilization of the installations in the integration of alternative sources of energy, has been highlighted as a technical and economically viable alternative. The present work is inserted in this line, through studies and mathematical propositions applicable to any structure of DC microgrids, considering the most varied types of loads and modes of operation of the local energy sources. In the work is still proposed the study of a two-bus DC microgrid with control of the constituent units through MPPT and droop. The technique used to control bus voltages is through bus signaling. The simulations are implemented in PSIM[®] software to evaluate the robustness of the control system and to validate the performance of the proposed DC microgrid.

Keywords: DC power distribution, Droop, Distributed Generation, Microgrids, MPPT, Mathematical Model.

SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	VIII
Lista de Tabelas	XI
Lista de Abreviaturas e Símbolos	XII
Capítulo 1 Introdução Geral.....	1
1.1 - Justificativas do Trabalho	1
1.2 - Objetivos do Trabalho	7
1.3 - Estrutura do Trabalho	8
Capítulo 2 Conceitos Associados a Microrredes e Configurações Existentes.....	9
2.1 - Considerações Iniciais	9
2.2 - Conceito de MR.....	10
2.3 - Classificação das MRs e Arquiteturas Básicas	14
2.3.1 - Quanto ao Modo de Operação	15
2.3.2 - Quanto à Quantidade de Unidades de GD	16
2.3.3 - Quanto à Capacidade	17
2.3.4 - Quanto à Natureza da Tensão	18
2.4 - Microrredes CC	19
2.4.1 - Padrões Gerais	22
2.4.2 - Esquema de Distribuição CC.....	25
2.5 - Considerações Finais	26
Capítulo 3 Recursos Energéticos e Fluxo De Potência na Microrrede CC.....	28
3.1 - Considerações Iniciais	28
3.2 - Fontes de Energia Renovável	28
3.2.1 - Energia Eólica.....	28
3.2.2 - Energia Solar Fotovoltaica	31
3.3 - Sistema de Armazenamento	33
3.4 - Análise do Fluxo de Potência no Sistema Proposto	35
3.4.1 - Balanço de Potência.....	36
3.4.2 - Operação em Modo Isolado.....	38
3.4.2.1 - Modo Isolado 1	38
3.4.2.2 - Modo Isolado 2	39
3.4.2.3 - Modo Isolado 3	40
3.4.2.4 - Modo Isolado 4	41
3.4.3 - Fluxograma do Modo isolado de Operação.....	42
3.5 - Considerações Finais	43

Capítulo 4 Estratégia de Controle de Tensão em Microrredes cc	44
4.1 - Considerações Iniciais	44
4.2 - Controle de Tensão do Barramento CC	44
4.3 - Paralelismo com Comunicação	45
4.3.1 - Controle Central	45
4.3.2 - Controle Circular	46
4.3.3 - Controle Distribuído	47
4.3.4 - Controle Mestre-Escravo	47
4.4 - Controle por <i>Droop</i> Aplicado a MRs CC	48
4.5 - Hierarquia de Controle	53
4.6 - Considerações Finais	59
Capítulo 5 Modelo Matemático da MR CC em regime permanente	60
5.1 - Considerações Iniciais	60
5.2 - Fontes e Cargas da MR CC	60
5.3 - Análise Matemática da MR CC	62
5.4 - Análise Estática dos Pontos de Operação da MR CC	65
5.5 - Análise Gráfica dos Pontos de Operação da MR CC	66
5.6 - Considerações Finais	70
Capítulo 6 Análise do Desempenho da MR CC Proposta	71
6.1 - Considerações Iniciais	71
6.2 - Conversor Bidirecional IC	71
6.3 - Análise da Operação IC na MR CC Proposta	72
6.4 - Análise da Operação dos REDs e Elementos Armazenadores	77
6.4.1 - Análise da Operação do Sistema PV	78
6.4.1.1 - Sistema Fotovoltaico Simulado Utilizando Modelo Físico do PSIM	78
6.4.1.2 - Sistema Fotovoltaico simulado Utilizando Fonte de Corrente Controlada	84
6.4.2 - Análise da Operação do Sistema Eólico	87
6.4.3 - Análise da Operação dos Sistemas de Armazenamento	90
6.5 - Avaliação do Comportamento do Nível Primário de Controle da MR Proposta	92
6.6 - Considerações Finais	98
Capítulo 7 Conclusão Geral	99
Referências Bibliográficas	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Geração de energia elétrica de forma convencional.....	2
Figura 1.2 – Geração distribuída.....	3
Figura 1.3 – Estrutura de um sistema baseado em microrredes.....	4
Figura 1.4 – Arquitetura de uma MR CC de dois barramentos.	7
Figura 2.1 – Troca de energia entre a rede de distribuição e a microrrede.....	15
Figura 2.2 – Fluxograma dos modos de operação de uma microrrede.	16
Figura 2.3 – (a) MR CC, (b) MR CA e (c) MR híbrida.....	18
Figura 2.4 – Esquemas de distribuição CC.....	25
Figura 3.1 – Principais blocos constituintes de uma turbina eólica.....	30
Figura 3.2 – Classificação de sistemas eólicos em função do tipo de gerador.	31
Figura 3.3 – Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica isolado.	33
Figura 3.4 – Esquema de funcionamento de uma bateria.	34
Figura 3.5 – Arquitetura da microrrede CC proposta.	36
Figura 3.6 – Fluxo de potência no modo isolado 1.....	39
Figura 3.7 – Fluxo de potência no modo isolado 2.....	40
Figura 3.8 – Fluxo de potência no modo isolado 3.....	41
Figura 3.9 – Fluxo de potência no modo isolado 4.....	41
Figura 3.10 – Fluxo de potência nos submodos de operação isolada da MR.	43
Figura 4.1 – Paralelismo controlado por um controle central.....	46
Figura 4.2 – Controle circular.....	46
Figura 4.3 – Controle distribuído.....	47
Figura 4.4 – Controle distribuído.....	48
Figura 4.5 – (a) Sistema da MR CC com dois conversores conectados em paralelo e (b) circuito equivalente do sistema.	50
Figura 4.6 – Compartilhamento de corrente para duas fontes com tensões diferentes e resistências equivalentes iguais em uma MR CC.....	51
Figura 4.7 – Contribuição de potência de cada fonte para $V_{CC1} \neq V_{CC2}$ e com valores muito baixos para $R_1 = R_2$	52
Figura 4.8 – Níveis de hierarquia de controle de MRs.	54
Figura 4.9 – Setores de sinalização da tensão nos barramentos da MR CC.	55
Figura 4.10 – Setores de sinalização da tensão nos barramentos da MR CC, (a) IC e BGIC; (b) RRC solar; (c) RRC eólico; (d) ESCs.....	57

Figura 5.1 – MR CC composta por n -fontes e m -cargas.....	61
Figura 5.2 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} > 0$	67
Figura 5.3 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} > 0$ e $\frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$	68
Figura 5.4 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} = \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$	69
Figura 5.5 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} < 0$ e $P_{eq} > 0$	70
Figura 6.1 – Topologia <i>dual active bridge</i> (DAB) utilizada nas simulações.....	71
Figura 6.2 – Circuito de controle da ponte do barramento de 380 V.....	73
Figura 6.3 – Sinais de comando G1 e G2.	73
Figura 6.4 – Circuito de controle da tensão.	74
Figura 6.5 – Circuito de controle de corrente.	74
Figura 6.6 – Circuito de controle da ponte do barramento de 48 V.....	74
Figura 6.7 – Sinais de comando G5 e G6.	75
Figura 6.8 – Circuito de controle de carga de cada barramento da MR CC.	76
Figura 6.9 – (a) Cargas inseridas em cada barramento e (b) carga total inserida na MR CC.....	76
Figura 6.10 – Processamento de potência [p.u.] através do conversor DAB.....	77
Figura 6.11 – Arranjo fotovoltaico utilizado no PSIM.	78
Figura 6.12 – Arranjo fotovoltaico utilizado no PSIM.	78
Figura 6.13 – Curvas do arranjo fotovoltaico (a) I - V e (b) P - V	79
Figura 6.14 – Conversor <i>buck</i> e arranjo fotovoltaico simulado no PSIM.....	79
Figura 6.15 – Técnica de MPPT condutância incremental.	80
Figura 6.16 – Sistema fotovoltaico simulado no PSIM.	81
Figura 6.17 – (a) Tensão no barramento de 48 V e (b) lógica de controle.	82
Figura 6.18 – (a) Sinal PWM gerado pelo controle por <i>droop</i> e (b) sinal PWM gerado pelo controle por MPPT.....	82
Figura 6.19 – Carga nula conectada ao barramento de 48 V: (a) sinal PWM gerado pelo controle por <i>droop</i> e (b) sinal PWM gerado pelo controle por MPPT.....	83
Figura 6.20 – Carga de 11,08 kW conectada ao barramento de 48 V: (a) sinal PWM gerado pelo controle por <i>droop</i> e (b) sinal PWM gerado pelo controle por MPPT.	83
Figura 6.21 – (a) potência gerada pelo sistema fotovoltaico; (b) corrente do sistema fotovoltaico.	84
Figura 6.22 – Modelo do sistema fotovoltaico simulado no PSIM.	85
Figura 6.23 – Resposta do modelo do sistema fotovoltaico: (a) tensão no barramento de 48 V e (b) lógica de controle.....	86

Figura 6.24 – Resposta do modelo do sistema fotovoltaico: (a) sinal que habilita o controle por <i>droop</i> e (b) sinal que habilita o controle por MPPT.	86
Figura 6.25 – Resposta do modelo do sistema fotovoltaico: (a) potência gerada pelo sistema fotovoltaico e (b) corrente do sistema fotovoltaico.	87
Figura 6.26 – Modelo do sistema eólico simulado no PSIM.	88
Figura 6.27 – Resposta do modelo do sistema eólico: (a) tensão no barramento de 380 V e (b) lógica de controle.....	88
Figura 6.28 – Resposta do modelo do sistema eólico, (a) sinal que habilita o controle por <i>droop</i> ; (b) sinal que habilita o controle por MPPT.	89
Figura 6.29 – Resposta do modelo do sistema eólico, (a) potência gerada pelo sistema eólico; (b) corrente do sistema eólico.....	90
Figura 6.30 – Modelo dos sistemas de armazenamento simulados no PSIM.	90
Figura 6.31 – (a) Tensão nos barramentos, (b) fluxo de potência no sistema de armazenamento no barramento de 48 V; (c) fluxo de potência no sistema de armazenamento no barramento de 380 V.	91
Figura 6.32 – (a) Regiões da curva de <i>droop</i> para fonte alternativa de energia. (b) Carga de <i>droop</i> do sistema de armazenamento. (c) Curva resultante para os pontos de operação determinados pelas cargas.	92
Figura 6.33 – MR CC de dois barramentos interconectados por um IC.	94
Figura 6.34 – (a) Tensão nos barramentos da MR CC e (b) demanda de potência para o cenário da Tabela 6.2.....	95
Figura 6.35 – Barramento de 48 V: (a) corrente nos elementos conectados e (b) fluxo de potência no barramento.	95
Figura 6.36 – Barramento de 380 V: (a) corrente nos elementos conectados e (b) fluxo de potência no barramento.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação das microrredes pela capacidade.....	17
Tabela 2.2 – Correntes respectivas para um alimentador.	24
Tabela 3.1 – Características das baterias recarregáveis.	35
Tabela 5.1 – Resumo das condições de operação da MR CC, a partir do modelo matemático.....	65
Tabela 6.1 – Características das baterias recarregáveis.	72
Tabela 6.2 – Cenários para o modo de operação proposto.	75
Tabela 6.3 – Parâmetros da curva de droop V-I do Interlink Converter.....	93
Tabela 6.4 – Parâmetros da curva de droop V-I dos ESCs.	93
Tabela 6.5 – Parâmetros da curva de droop V-I dos RRCs.	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ΔI – diferença de corrente entre os conversores

ΔP – variação de potência ativa

ΔQ – variação de potência reativa

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BGIC – *Bidirectional Grid Interface Converter* (Conversor Bidirecional de Conexão Com a Rede)

BT – baixa tensão

CA – corrente alternada

CC – corrente contínua

CCHP – *Combined Cooling, Heat and Power*

CERTS – *Consortium for Electric Reliability Technology Solution*

CPL – *Constant Power Load*

CRS – *Congressional Research Service*

DAB – *Dual Active Bridge*

DER – *Distributed Energy Resource*

DBS – *DC Bus Signaling*

ESC – *Energy Storage Converter*

EUA – Estados Unidos da América

$f(V)$ – balanço de corrente do sistema mr

FER – fonte de energia renovável

GC – geração concentrada

GD – geração distribuída

GEE – gases de efeito estufa

GW – gigawatt

HVDC – *High-Voltage DC Bus*

I_o – corrente de carga

I_1 – corrente na saída do conversor 1

I_2 – corrente na saída do conversor 2

I_{carga} – máxima corrente de carga do sistema

I_{CLK} – corrente drenada pela carga de corrente constante

$I_{descarga}$ – máxma corrente de descarga do sistema

I_{eq} – corrente equivalente do sistema

I_{Gmax} – corrente de injeção na rede

I_{Omax} – corrente de saturação
 I_{LK} – carga representada por fonte de corrente
 I_{NLK} – corrente drenada pela carga operando em *droop* ($V-P$ ou $f-P$)
 I_{NK} – fonte de corrente ideal
 I_{PNLK} – corrente drenada pela carga operando controlada por *droop* ($V-I$)
 I_{PNK} – fonte de corrente controlada por *droop*
 I_{Rmpp} – corrente de máxima potência
 I_{SK} – corrente fornecida pela fonte de corrente
 R_{LK} – resistência da carga resistiva
IC – *Interlink Converter*
IDG – *Interconnected Distributed Generation*
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
LED – *Light-Emitting Diode*
LVDC – *Low-Voltage DC Bus*
 m^{-1}_{eq} – corrente equivalente na resistência de *droop* da fonte controlada por *droop* ($V-I$)
 m^{-1}_{Leq} – corrente equivalente na resistência de *droop* da carga controlada por *droop* ($V-I$)
 m_{LK} – inclinação provocada pela variação de potência na carga com *droop* ($V-P$ ou $f-P$)
 m_K – inclinação provocada pela variação de potência (*droop* $V-P$ ou $f-P$)
MPP – *Maximum Power Point*
MPPT – *Maximum Power Point Tracking*
MR – microrrede
MG - *microgrid*
MT – média tensão
MVDC – *Medium-Voltage Direct Current*
NBR – Norma Brasileira
NEC – *National Electrical Code*
OECD – *Organisation for Economic Co-operation and Development*
ONU – Organização das Nações Unidas
 P_{Bat380} – potência drenada ou injetada pelas baterias conectadas ao barramento CC de 380 V
 P_{Bat48} – potência drenada ou injetada pelas baterias conectadas ao barramento CC de 48 V
 P_{C380} – potência consumida pelas cargas conectadas ao barramento CC de 380 V
 P_{C48} – potência consumida pelas cargas conectadas ao barramento CC de 48 V
 P_{eq} – potência equivalente do sistema
 P_{LK} – potência consumida pela carga de corrente constante
 P_{PV} – potência gerada pelo sistema fotovoltaico

P_{Rede} – potência exportada e importada da rede
 P_{SK} – potência entregue pela fonte operando em MPPT
 P_{WD} – potência gerada pelo sistema eólico
 PAC – ponto de acoplamento comum
 PCC – ponto de conexão comum
 $PRODIST$ – Procedimento da Distribuição
 $p.u.$ – por unidade
 PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação Por Largura de Pulso)
 R_1 – resistência equivalente entre o conversor 1 e o barramento
 R_2 – resistência equivalente entre o conversor 2 e o barramento
 R_{deq} – resistência equivalente de *droop* da fonte controlada por *droop* ($V-I$)
 R_{dLeq} – resistência equivalente de cargas controladas por *droop* ($V-I$)
 R_{dLK} – resistência da carga controlada por *droop* ($V-I$)
 R_{dK} – resistência virtual de *droop*
 R_{eq} – resistência equivalente do sistema
 R_{Leq} – resistência equivalente das cargas resistivas
 RE – recurso energético
 RED – recursos energéticos distribuídos
 RRC – *Renewable Resource Converter*
 RTC – *Ride-Through Capability*
 $SADG$ – *Standalone Distributed Generation*
 SEP – Sistema Elétrico de Potência
 TI – Tecnologia da Informação
 UPS – *Uninterruptible Power Supply*
 V – tensão no barramento principal
 V_1 – primeira raiz solução do sistema
 V_2 – segunda raiz solução do sistema
 V_{CC1} – tensão na saída do conversor 1
 V_{CC2} – tensão na saída do conversor 2
 V_{nlK} – tensão equivalente de Thèvenin das fontes controladas por *droop* ($V-P$) ou ($f-P$)
 V_{nom} – tensão a vazio do conversor
 V_{oK} – tensão nos terminais da carga
 V_{ref} – tensão de referência
 VSC – *Voltage Source Converter* (conversor do tipo fonte de tensão)
 Z_L – impedância dos cabos

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 - JUSTIFICATIVAS DO TRABALHO

Na organização mundial vigente, o acesso à energia elétrica é um requisito básico de cidadania, ao lado de transportes, telecomunicações, e águas e saneamento, compondo a infraestrutura necessária para incorporar o ser humano ao denominado modelo de desenvolvimento atual [1].

Em virtude do importante papel da energia na economia e desenvolvimento de um país, os impactos ambientais causados pela operação de grandes parques de geração (emissão de gases de efeito estufa em parques de geração de energia termelétrica por queima de combustíveis, ou resíduos da operação de parques de energia nuclear), construção de novos empreendimentos (alagamentos de grandes áreas para construção de reservatórios), ou mesmo pela possibilidade de danos devido ao mau funcionamento levam a um questionamento constante por parte da sociedade [2].

Baseado nas preocupações com a crescente demanda por energia e sua relação com o meio ambiente e o desenvolvimento, surge a proposta de implementar modelos sustentáveis de desenvolvimento para o setor da energia, estabelecidos com base na avaliação das relações da energia com o conceito de sustentabilidade.

Nessa conjuntura, em 1988 a Organização das Nações Unidas (ONU) iniciou discussões sobre o tema, com a convocação da Convenção sobre Mudanças Climáticas, que depois de vários outros encontros culminou na assinatura do Protocolo de Quioto, em 1997. Desde então, alguns países da União Europeia deram início e impulsionaram, através de investimentos vultosos, a diversificação das fontes de energia elétrica a partir de fontes renováveis [1, 2].

A dependência de várias nações em relação aos combustíveis fósseis, energia nuclear ou grandes centrais hidrelétricas, aliada às preocupações com a segurança no suprimento de energia, dificuldades de obtenção de financiamento para construção de grandes centrais de geração, forte apelo ambiental, disseminação de fontes renováveis e avanços da eletrônica de potência, contribuíram para o surgimento de proposições que objetivam a transfiguração do atual sistema elétrico de potência (SEP) por meio da geração distribuída (GD) [3, 4].

Na maioria dos países do mundo, a estrutura do SEP baseia-se em um fluxo unidirecional de energia, que se inicia em fontes geradoras representadas por centrais de grande porte localizadas próximas às fontes de combustíveis, que em sua maior parte estão localizadas em pontos distantes

dos centros consumidores. A energia gerada nessas grandes unidades é transmitida para os centros de consumo por meio de um extenso sistema de linhas de transmissão em alta tensão e culmina em redes de distribuição que entregam a energia gerada aos consumidores de várias classes. Esse tipo de sistema é dito geração concentrada (GC).

Em virtude da grande quantidade de perdas técnicas associadas principalmente à transmissão/distribuição da energia, associadas às longas distâncias entre a geração e aos centros de consumo de energia; ao alto custo de grandes plantas centralizadas de geração; à baixa eficiência; além da necessitarem, em sua maioria, de combustíveis fósseis ou aprovação morosa de licenças, o atual SEP não é visto como uma solução adequada para suprir a demanda futura. No Brasil, por exemplo, as perdas intrínsecas ao sistema são equivalentes a 17% [5].

Além disso, o SEP é altamente suscetível a falhas, colocando em xeque sua confiabilidade e continuidade, uma vez que o mau funcionamento de um grande gerador ou linha de transmissão/subtransmissão desestabilizar sua operação [6, 7]. O SEP também apresenta a vantagem de ter uma dinâmica muito lenta para acomodar as intermitências de fontes de energia renováveis (FERs) como eólica e solar, o que pode expor setores da rede elétrica a problemas como flutuação de tensão e congestionamento de linhas [6-9]. Nesse contexto, a Figura 1.1 ilustra a estrutura do SEP convencional sem a presença de FERs.

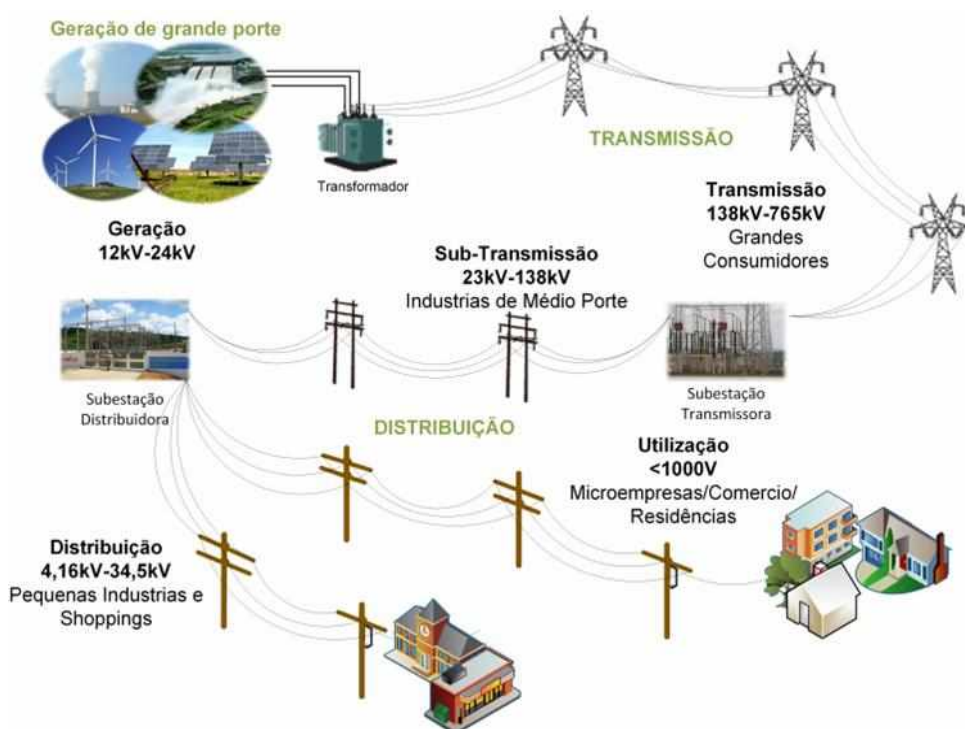


Figura 1.1 – Geração de energia elétrica de forma convencional.

Fonte: [10]

Por outro lado, a construção de grandes parques de geração associados às FERs, que por sua vez não provocariam impactos ambientais causados pelas grandes centrais geradoras, enfrentam

outras barreiras para a sua viabilização, como a necessidade de aumento e melhoria da infraestrutura da transmissão de energia elétrica para absorver essa geração intermitente de energia.

Uma alternativa promissora para contornar esses problemas é a utilização da geração em pequena escala próxima às unidades de consumo, isto é, a geração conectada à rede de distribuição, a qual é denominada GD [11, 12]. Assim, a Figura 1.2 ilustra a estrutura modificada do SEP com a inserção das FERs.



Figura 1.2 – Geração distribuída.
Fonte: [13]

A GD foi proposta com o objetivo de se diferenciar do modelo convencional representado pela GC. Sua inclusão no modelo de redes de distribuição vigente causa uma mudança significativa nessa estrutura, na qual os clientes inseridos na rede elétrica não são mais simples consumidores finais, mas possuem também a capacidade de gerar energia elétrica. Assim, é possível que a unidade contribua para o seu consumo e, em alguns casos, envie a quantidade de energia gerada excedente para a rede de distribuição. Criou-se assim um novo termo para este conceito de consumidor: *prosumer* (*producer+consumer* – produtor+consumidor), sendo que se espera que este novo agente desempenhe papel ativo no SEP [8, 9, 11, 12].

Neste contexto, os pequenos sistemas de geração, a GD de energia elétrica, sistemas de armazenadores de energia e o gerenciamento pelo lado da demanda têm emergido como alternativas viáveis, aliados à melhoria da tecnologia e à diminuição dos custos para sua conexão e comunicação com a rede de distribuição de energia. Tipicamente, a associação de sistemas de pequeno porte e de elementos armazenadores de energia está inserida no contexto de recursos energéticos distribuídos (REDs).

Quando esses REDs são agrupados com as demandas (controláveis ou não), com a possibilidade de suprimento total ou parcial, havendo ainda a possibilidade de operar coordenadamente de forma conectada (*on-grid*, *grid-tied* ou *grid-connected mode*) ou ilhada (*off-*

grid ou *islanded mode*) do sistema principal de energia elétrica, pode-se denomina-los como microrredes (MRs). Em países desenvolvidos, tal modelo representa um paradigma a ser rompido visando suprir a demanda crescente, sem comprometer o meio ambiente, a qualidade de energia e principalmente a confiabilidade [14, 15].

Uma maneira de enxergar o potencial dessa nova tendência tecnológica é entender o sistema completo como um conjunto de subsistemas interligados, em que cada unidade é um agrupamento de pequenas fontes geradoras e suas cargas locais. Tal filosofia consiste em estratificar o sistema atual em um conjunto de subsistemas de potência [16].

Tais subsistemas, denominados MRs, reúnem fontes distribuídas e suas cargas associadas. Durante perturbações, essas MRs podem se desconectar do sistema principal e operar autonomamente por meio da geração local suprindo suas cargas correspondentes, conforme é ilustrado na Figura 1.3. Essa capacidade de desconexão da rede principal (ilhamento) e operação autônoma provê uma confiabilidade superior àquela do sistema tradicional. Características como estas tornam as MRs uma boa solução para expansão e redução de impactos ambientais, visto que as fontes de energia distribuídas geralmente são menos agressivas ao meio ambiente [17].

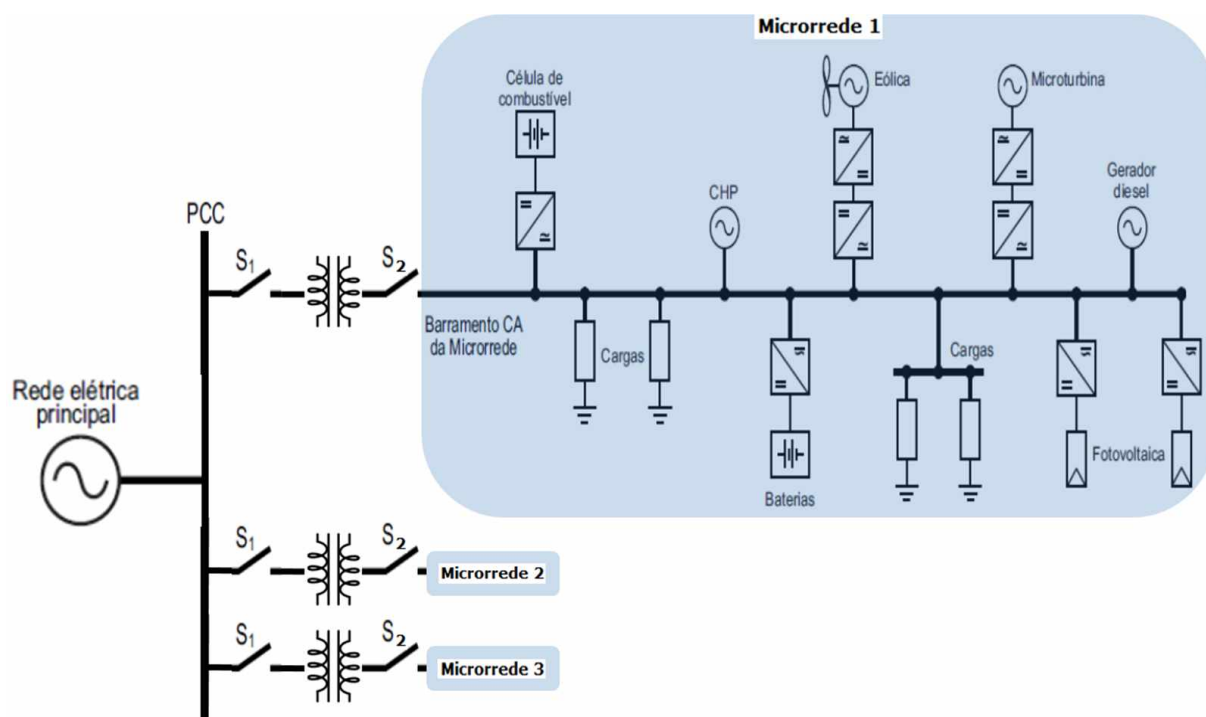


Figura 1.3 – Estrutura de um sistema baseado em microrredes.
Fonte: Acervo do próprio autor.

Cabe enfatizar que de 1973 até início dos anos 90, poucos sistemas de geração distribuída haviam sido colocados em operação. Porém, o desenvolvimento das tecnologias associadas aos aerogeradores, módulos fotovoltaicos, células a combustível, microturbinas, bem como outros tipos de fontes, permitiu que sistemas de geração de pequeno porte fossem instalados gradativamente, na forma de projetos-piloto localizados próximos às unidades consumidoras [4, 18].

A grande maioria das unidades de geração distribuída é conectada à rede elétrica por meio de conversores estáticos de potência. O principal papel do conversor é processar a energia disponibilizada a partir da forma primária e adaptá-la segundo níveis de tensão e a frequência nominais da rede elétrica em corrente alternada (CA). Isto se deve principalmente aos avanços tecnológicos significativos na área de dispositivos semicondutores de potência nas últimas décadas, no que tange à capacidade de processamento de potência, confiabilidade, desempenho, custo, dentre outros aspectos [12].

Neste cenário, a eletrônica de potência é fundamental para a integração entre as novas fontes de energia, as fontes de armazenamento, os veículos elétricos e as MRs e/ou as redes convencionais. Sua utilização associada a tecnologias de comunicação e de automação são as peças fundamentais no âmbito de soluções inovadoras para a modernização dos sistemas de potência, como as melhorias na confiabilidade e qualidade da energia [19].

A grande maioria das MRs estudadas e propostas até o momento tem sido implementada em CA [12, 20]. No entanto, o interesse em corrente contínua (CC) para implementar sistemas de redes de distribuição ativa tem aumentado nos últimos anos. Isto se deve às grandes vantagens que as redes CC podem proporcionar, dentre as quais se destacam [19, 21, 22]:

- menor número de estágios de conversão CA-CC, reduzindo o processamento redundante de energia e aumentando o rendimento do sistema, com consequente minimização do fluxo de potência reativa;
- aumento da capacidade de transmissão de energia para uma mesma linha;
- necessidade de controle apenas do nível de tensão, uma vez que o controle de frequência e sincronismo não são mais necessários;
- maior facilidade de interconexão de sistemas de armazenamento de energia;
- flexibilidade na expansão da rede e menores riscos para os seres humanos.

A distribuição em CC não é um conceito novo e tem sido amplamente utilizada em embarcações, sistemas de tração, redes de telecomunicações, data centers, dentre outros exemplos [22]. Um sistema CC pode ser preferível a um sistema CA convencional em muitas aplicações (hospitais, escolas, acionamento de motores nas indústrias, escritórios, residências, dentre outros), principalmente onde há a predominância de cargas eletrônicas e/ou se deseja alta qualidade no fornecimento de energia [20].

Analisando os diferentes perfis de consumo e tipos de cargas, constata-se que a grande maioria dos conversores estáticos utilizados em acionamentos de média e alta potência requer a alimentação em CC. Processos de aquecimento químicos ou físicos não possuem grandes restrições quanto à utilização de CC ou CA, mas sistemas de iluminação empregando dispositivos eficientes e controlados por reatores eletrônicos são preferencialmente alimentados em CC [23].

No que diz respeito à cogeração, a maior parte das aplicações não gera energia nas frequências típicas da rede, necessitando de conversores estáticos para que se possa transferir a energia gerada ao SEP, implicando na redução do rendimento e aumento das perdas. Com relação ao armazenamento de energia, seja para suprir demanda ou para carregamento de baterias, isso ocorre essencialmente em CC [23]. Destarte, o desenvolvimento de soluções que ensejem a modernização do sistema elétrico se torna cada vez mais urgente, de forma a torná-lo mais inteligente, robusto confiável, renovável e capaz de acomodar diferentes formas de geração, armazenamento e consumo de energia [10].

Diante do novo cenário emergente no que tange à microgeração, este trabalho se insere no contexto da discussão e desenvolvimento de soluções em MRs CC para ambientes residenciais. Assim, tem-se na Figura 1.4 a arquitetura de um modelo de MR CC factível de implementação em sistemas elétricos residenciais. Deve-se ressaltar que, nos casos em que a potência instalada das fontes de geração distribuída for inferior a 25 kW, o termo nanorrede também pode ser empregado.

A Figura 1.4 apresenta o diagrama esquemático da topologia de uma MR CC de dois barramentos e os possíveis tipos de elementos que compõem o referido sistema. A interface do sistema de armazenamento, geração local e a rede da concessionária com o barramento principal é realizada por meio de conversores estáticos de potência, os quais serão referidos ao longo deste trabalho como:

- BGIC (*bidirectional grid interface converter* – conversor bidirecional de interface com a rede). Conversor bidirecional que realiza a conexão entre a MR CC e a rede de distribuição da concessionária de energia. Este ponto é o PAC;
- RRC (*renewable resource converter* – conversor de recursos renováveis). Conversor responsável pela interface com as fontes renováveis locais de geração;
- ESC (*energy storage converter* – conversor de armazenamento de energia). Conversor de interface da MR com ultracapacitor;
- IC (*interlink converter* – conversor de interconexão): Conversor de interface entre o barramento principal, o barramento de baixa tensão e o banco de baterias.

Entendendo que em médio prazo haverá uma provável padronização internacional dos níveis de tensão dos barramentos CC das MRs, o desenvolvimento deste trabalho é apresentado de forma genérica. Neste sentido, as propostas aqui apresentadas podem ser consideradas para qualquer estudo de caso envolvendo MRs CC.

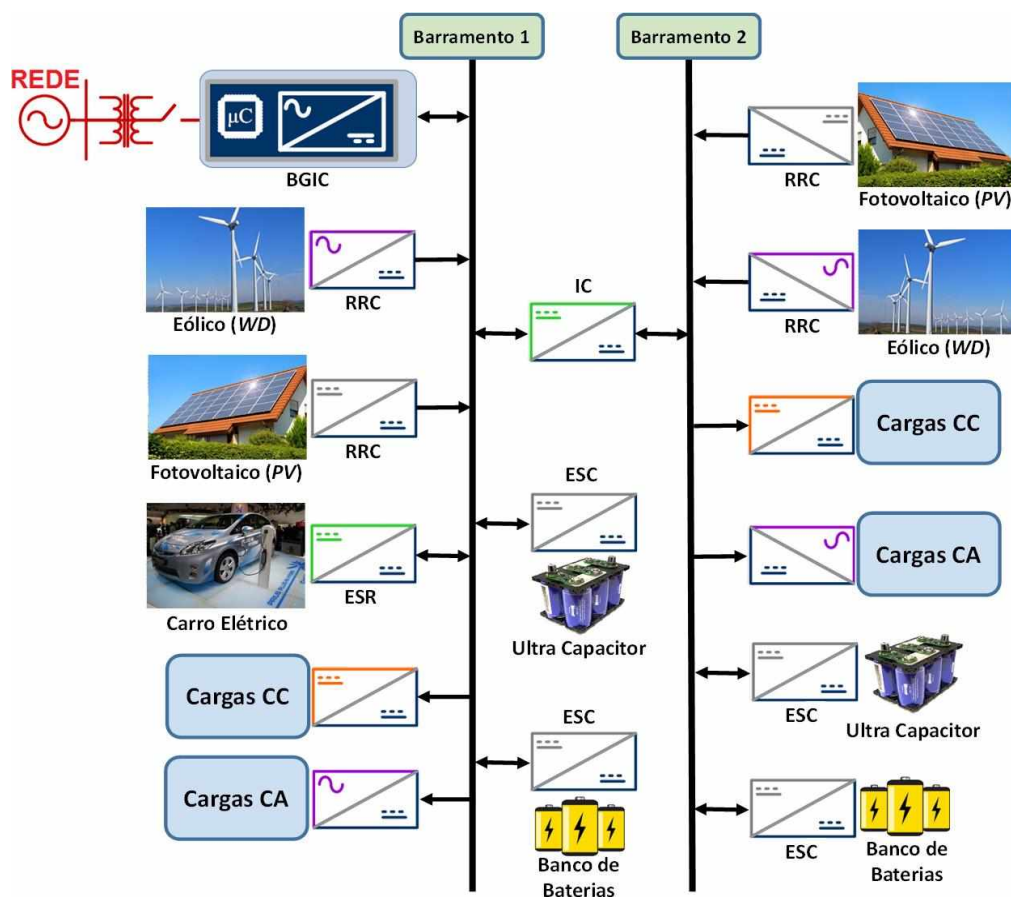


Figura 1.4 – Arquitetura de uma MR CC de dois barramentos.

Fonte: Acervo do próprio autor.

1.2 - OBJETIVOS DO TRABALHO

Neste trabalho, propõe-se o estudo e desenvolvimento matemático aplicado as MRs CC residenciais, considerando que a mesma agrega diversas fontes alternativas de energia, elementos armazenadores e elementos consumidores em dois barramentos CC, interligados por meio de um conversor CC-CC bidirecional.

A proposta é baseada no controle primário, em que se realiza o controle distribuído e individual para cada unidade que compõe o sistema da MR, utilizando o controle por MPPT (*maximum power point tracking* – rastreamento do ponto de máxima potência) e *droop* (controle por inclinação). Neste sentido, vislumbra-se controlar a tensão nos barramentos comum da MR CC.

De forma específica, este trabalho pretende apresentar contribuições no sentido de:

- realizar uma revisão bibliográfica detalhada dos conceitos de GD e MR, com o intuito de identificar quais são os desafios técnicos ainda existentes nessa área;
- analisar diferentes configurações de MRs;
- apresentar um estudo detalhado no que tange à utilização de fontes de energia conectadas em paralelo a um barramento comum;

- modelar as microfontes e sistemas de armazenamento de energia que integram a MR, bem como desenvolver um modelo matemático que representa todo o sistema.

1.3 - ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado na forma de cinco capítulos adicionais, os quais são descritos detalhadamente a seguir.

O Capítulo 2 apresenta conceitos e definições de MRs, evidenciando as propostas de arquitetura encontradas na literatura, bem como as vantagens e desvantagens técnicas dos sistemas de distribuição CC e CA.

No Capítulo 3, faz-se um breve estudo do cenário dos recursos energéticos utilizados na MR CC proposta e um breve estudo do comportamento dos REDs no que tange ao fluxo de potência na MR.

No Capítulo 4, faz-se uma breve revisão das principais estratégias de controle de tensão em MRs CC. Em seguida, explora-se as características de *droop* no que tange ao compartilhamento de energia entre fontes operando em paralelo. Por fim, faz-se um estudo a respeito da hierarquia de controle aplicada as MRs, dando ênfase no controle primário a partir da técnica de sinalização de barramento CC (*scheduling*).

No Capítulo 5, apresenta-se o desenvolvimento matemático genérico da MR CC para representar os pontos de operação para tensão do barramento comum em função dos elementos que compõem o sistema. Desenvolve-se ainda uma análise gráfica do modelo estático da MR CC, no intuito de determinar os pontos de operação estável para o barramento CC.

No Capítulo 6, são mostrados resultados de simulação de uma MR CC composta por dois barramentos interligados por um conversor bidirecional, sendo que o sistema é composto por geração fotovoltaica, geração eólica, cargas e elementos armazenadores. Na simulação, é implementado o nível primário da hierarquia de controle utilizada em MRs. Esta estratégia compreende as técnicas de controle por *droop* e MPPT atuando cooperativamente.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões obtidas com o desenvolvimento e os resultados do trabalho realizado, além de propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

CONCEITOS ASSOCIADOS A MICRORREDES E CONFIGURAÇÕES EXISTENTES

2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A mudança de uma filosofia de geração de energia centralizada (macrogeração) para a forma descentralizada (microgeração) conduziu ao aumento de pequenas fontes de energia elétrica associadas a redes de baixa tensão, alterando desta forma o conceito tradicional de funcionamento das redes elétricas.

Essa interligação de pequenas unidades de produção de energia elétrica descentralizadas, cargas e sistemas de armazenamento de energia com as redes de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e baixa tensão (BT), supervisionadas através de um sistema de gestão e controle, representam um verdadeiro SEP em escala reduzida, denominado “microrrede de energia” (*microgrids – MGs*) [24]. Com isso, procura-se tratar a implementação coordenada dos REDs, formando MRs para que essa integração seja viável na prática.

É importante salientar que associados às definições de MRs, outros conceitos têm sido incorporados no cotidiano do setor elétrico mundial, tais como: nanorredes (*nanogrids*), minirredes (*minigrids*), redes inteligentes (*smart grids*), geração integrada (*embedded generation*), geração distribuída ou dispersa, entre outros.

A penetração de fontes de GD com caráter intermitente na matriz energética pode trazer problemas ao SEP, uma vez que este não foi projetado inicialmente para operar com fluxo bidirecional e grandes variações de potência podem provocar flutuações de tensão, afetar procedimentos de proteção e promover sobrecarga nas linhas de transmissão e distribuição.

Para proporcionar uma melhor integração das unidades de GD às redes de distribuição, torna-se necessária a utilização de tecnologias de informação e comunicação e técnicas de controle de modo a proporcionar uma maior controlabilidade de grande parte dos dispositivos que integram essas redes. Essa flexibilidade de controle da rede advém de um conceito relativamente novo em SEP: as *smart grids* ou redes elétricas inteligentes [25-27].

Segundo [28], *smart grid* é um termo utilizado para designar uma rede na qual os consumidores têm participação ativa tanto na geração de energia quanto no gerenciamento de cargas, também proporcionando aos operadores dos sistemas diversas funções de supervisão e controle. Neste sentido, estas redes devem ajudar na modernização dos sistemas de potência, que atualmente é predominantemente em corrente alternada, incluindo geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Uma *smart grid* deve ser autorrecuperável (retomar o fornecimento de energia de forma rápida e sem a necessidade de atuação de controles ou agentes externos), bem como resistir a possíveis defeitos no sistema. Essas redes também devem encorajar e proporcionar condições para que os agentes do sistema (empresas e consumidores) realizem transações no mercado de energia de forma eficiente [17, 24]. Esses objetivos são alcançados com a integração da infraestrutura da rede elétrica e de uma infraestrutura de informação e comunicação, provendo a “inteligência” necessária para a implementação desse novo conceito de redes de energia elétrica.

A aplicação do conceito de *smart grid* às redes de distribuição resulta no conceito de MRs como consequência. Segundo [7, 17, 24], tal aspecto tem sido discutido desde o início da década de 2000 como uma alternativa potencial para solucionar os problemas causados pelo uso em larga escala de GD, proporcionando então uma maior inclusão dessas unidades de geração em redes de distribuição. Portanto, o conceito de MR pode ser concebido na forma de uma *smart grid* no nível de distribuição [7, 24].

Na União Européia, as pesquisas com MRs têm sido conduzidas extensivamente desde 1998. Um projeto recente intitulado *More Microgrids: Advanced Architectures and Control Concepts*, tem como objetivo investigar estratégias de controle para MRs e fontes alternativas, desenvolver ferramentas para operação e gerenciamento de MRs e padronização de protocolos técnicos e comerciais [29]. Este é um projeto de ação continuada definido como *Microgrids: Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids*, que é o primeiro projeto voltado para estudos de MRs da UE [25].

Neste contexto, ao longo deste capítulo, será realizada uma breve revisão das MRs, apresentando as vantagens e os desafios associados a sua implementação. Como foco principal, analisam-se as MRs CC, uma vez que além destas apresentarem baixas perdas de transmissão, capacidade de transferência de altos níveis de potência, dentre outros fatores fundamentais para os modernos sistemas de distribuição de alta qualidade [30], consistem no principal objeto de estudo deste trabalho.

2.2 - CONCEITO DE MR

A concepção do termo MR emergiu como uma solução para os problemas gerados pela inclusão de unidades de GD em redes de distribuição que operam passivamente, aumentar a confiabilidade das redes de distribuição e melhorar a qualidade das tensões disponíveis na rede. Neste sentido a comunidade acadêmica e os governos têm desempenhado um papel relevante na definição e concepção das MRs.

Nos Estados Unidos, o conceito de MR foi proposto pelo CERTS no ano de 2002. Este surgiu não apenas com o intuito de lidar com a inserção de GD nas redes de distribuição, mas também para

tratar do uso intenso dos REDs. O CERTS propõe que uma MR seja representada por um aglomerado de cargas e microfontes operando como um sistema único para fornecer energia elétrica e calor. A maioria das microfontes deve ser conectada através de conversores estáticos de potência, de modo a garantir a flexibilidade necessária para assegurar a operação como um sistema único. Essa flexibilidade de controle permite à MR se apresentar à rede principal como uma única unidade controlada, com simplicidade de tecnologia *plug-and-play* para cada microfonte, que atende às necessidades locais de confiança e segurança [17].

Na UE, o conceito de MR foi abordado por meio do projeto *MICROGRIDS - Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids* [25]. Este estudo estabeleceu vários objetivos que foram atingidos com sucesso e ainda culminou em diversas soluções técnicas inovadoras. Os objetivos e as soluções desenvolvidas são apresentados em detalhes em [29].

No módulo 1 do PRODIST [31], a definição dada a MR é a seguinte: “rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída”.

Segundo [24], uma MR é composta de uma parte do sistema de distribuição de energia elétrica localizada à jusante da subestação de distribuição, incluindo uma variedade de tecnologias de microgeração, de unidades de armazenamento e dos consumidores (residencial, comercial e/ou industrial), com algum tipo de comunicação entre as partes envolvidas. Do ponto de vista do sistema elétrico, a MR pode ser considerada uma carga variável ou uma fonte de energia elétrica variável.

A MR é uma rede de energia local, que oferece integração de REDs com cargas locais variáveis, que podem operar em paralelo com a rede ou em modo ilha para fornecer energia com alta confiabilidade e capaz de suportar os distúrbios da rede. Este sistema avançado e integrado de distribuição aborda a necessidade de aplicação em locais com restrições de suprimento, locais remotos, proteção de cargas críticas e desenvolvimento economicamente sensível [32].

Uma MR é definida como um grupo interligado de cargas e recursos de energia distribuídos (RED), delimitado por fronteiras elétricas claramente definidas, que age como uma única entidade controlável com relação à rede elétrica principal (pública) e que se conecta e desconecta da rede pública para permitir operar em ambos os modos, conectada ou ilhada da rede convencional [33].

Em um relatório do *Congressional Research Service* (CRS) [34], a definição para MR consiste em qualquer pequeno sistema de energia elétrica local e independente da rede de energia elétrica em massa. Por exemplo, pode ser um sistema combinado de calor e energia baseado num motor de combustão a gás natural (cogeração de eletricidade a partir de água quente ou vapor de água utilizado para arrefecer a turbina de gás natural), ou geradores a diesel, energias renováveis ou

células de combustível. Uma MR pode ser usada para atender as necessidades de eletricidade de *data centers*, faculdades, hospitais, fábricas, bases militares ou comunidades inteiras.

Uma MR assume um conjunto de cargas e/ou microgeração em um único sistema controlável, que fornece energia para a sua área local. A MR pode ser pensada como uma célula controlada do sistema de energia. Por exemplo, esta célula pode ser controlada como uma única carga despachável, que pode reagir, em segundos, para satisfazer as necessidades do sistema de transmissão/distribuição. Para o consumidor, a MR pode ser projetada para suprir várias necessidades, tais como aumentar a confiabilidade do fornecimento local ou oferecer funções de alimentação ininterrupta na falta da rede principal [7, 17, 35].

O *Microgrid Exchange Group* afirma que uma MR é um grupo de cargas interconectadas em termos de recursos energéticos (REs) dentro de limites claramente definidos, atuando como uma única entidade controlável em relação à rede. Uma MR pode se conectar e desconectar da rede para permitir que opere tanto na forma conectada à rede (*grid-connected mode*) ou ilhada (*islanded mode*) [29, 36].

Fica claro que definir o termo MR não é uma tarefa trivial em virtude da grande quantidade de definições proposta por parte dos estudiosos no assunto, embora essa não seja a única dificuldade existente. Deve-se ressaltar que os pesquisadores também divergem quanto à capacidade de geração agregada que deveria compor o sistema de energia da MR e ainda, se deve haver um único ponto ou vários pontos de acoplamento com rede elétrica principal [37].

O trabalho proposto em [38] afirma que uma verdadeira MR é muito mais que um sistema de energia de suporte (*backup*), embora essa função também deva ser agrupada a sua estrutura, que deve realizar a gestão dos REDs e dos elementos armazenadores conectados em tempo real e, ainda, permitir a interatividade com a rede principal de distribuição.

Diante dos conceitos aludidos no que tange às MRs, a literatura acadêmica e científica contém muitas definições. Embora existam diferenças sutis entre esses conceitos, todos compartilham uma premissa fundamental: uma MR é um sistema interconectado de cargas e geração local, que pode operar independentemente da rede de energia ou conectada à mesma. Neste sentido, pode-se dizer que as MRs são propostas como uma nova abordagem à integração das fontes de energia descentralizadas com a rede elétrica, ganhando desta forma um papel crítico na mudança de estratégia das redes de distribuição e transporte.

A finalidade das MRs é que funcionem de forma autossuficiente, independentes da rede elétrica. Contudo, devido a razões de segurança e flexibilidade do abastecimento de energia, as MRs são normalmente interconectadas à rede principal ou a outras MRs adjacentes. Estas conexões permitem o fluxo de energia unidirecional ou bidirecional entre as partes envolvidas.

Do ponto de vista da rede elétrica, as MRs podem ser vistas como mais uma fonte consumidora ou geradora, dependendo do sentido do fluxo de energia no ponto de ligação. A capacidade das MRs de funcionarem de forma isolada fornece aos seus clientes uma importante vantagem na continuidade de fornecimento de energia em caso de defeitos aos níveis da rede de distribuição de energia. Contudo, a avaliação dos efeitos do impacto da integração das MRs na rede elétrica e as necessidades técnicas deste tipo de sistemas ainda demandam estudos mais aprofundados tentando sempre responder aos inúmeros desafios que se surgem diante de sua implementação prática [25].

A implantação das MRs nos sistemas de distribuição de energia elétrica apresenta algumas vantagens em relação ao sistema tradicional, tanto do ponto de vista da transmissão/distribuição quanto do consumidor, tais como [14, 15, 25, 27, 29, 38-40]:

- integração dos REDs, o que leva a um menor consumo de carbono e também reduz o custo da energia elétrica gerada;
- é mais eficiente do ponto de vista energético. Como as MRs estão geralmente próximas às cargas, perdas associadas à transmissão são bastante reduzidas;
- possuem resposta de demanda mais rápida do que o sistema tradicional;
- redução no custo do sistema de transmissão em razão da proximidade com a carga;
- possibilidade de melhoria da qualidade de energia elétrica. Como as MRs são normalmente interconectados por meio de inversores, são capazes de fornecer tensão CA regulada, mas também compensar harmônicas, tensões desbalanceadas e ajustes na frequência;
- melhor utilização de fontes de energia convencionais, porque há fluxo de potência reativa, eventuais desequilíbrios e distorções harmônicas reduzidos no sistema de distribuição;
- menor impacto ambiental das microgerações se comparadas ao sistema de geração tradicional, que se baseia em grandes unidades;
- possibilidade de fornecer serviços ancilares (controle de frequência e de tensão e suporte de reativos na rede);
- modernização do sistema elétrico de forma ampla.

Como desvantagens, verifica-se que as redes de distribuição, no entanto, não poderão mais ser passivas, de modo que seu controle deverá da mesma forma se adaptar a estes quesitos [38]. Este novo cenário demonstra que em médio prazo a estabilidade do sistema não dependerá somente dos operadores regionais e nacionais do sistema como na macrogeração, mas também das unidades de GD. Contudo, é indispensável que os operadores apresentem estratégias de colaboração para a melhoria da resposta dinâmica.

Por outro lado, no que tange à implantação das MRs, também existem alguns desafios a serem superados para alcançar e garantir as vantagens supracitadas, dentre os quais se destacam [14, 15, 25, 27, 29, 38-40]:

- Como as fontes primárias de energia renovável são intermitentes e incertas, há uma geração de energia irregular, de modo que as estratégias de regulação do fluxo de potência e de pico de potência são necessárias. Isso também requer MRs equipadas com dispositivos de armazenamento de energia;
- A rede de distribuição de uma MR é uma rede fraca e sem inércia. Cada sistema de GD que integra a MR possui uma impedância interna. Além disso, o inversor tem uma inércia física insignificante, o que torna o sistema potencialmente susceptível a perturbações, com consequente redução da estabilidade de tensão;
- Como o fluxo de potência no sistema MR pode ser bidirecional, as técnicas convencionais de estabilização de tensão não são aplicáveis, de modo que novas estratégias de controle e proteção são necessárias.

Atualmente, uma das grandes barreiras para a disseminação das gerações distribuídas e das MRs reside nos elevados custos das tecnologias de microgeração. Pelo fato de serem, em sua maioria, relativamente novas e em desenvolvimento, o dispêndio na aquisição e instalação de uma fonte de microgeração ainda é elevado. Porém, com as pesquisas de novas soluções e melhorias das atuais, produção em escala industrial e incentivos governamentais, espera-se que este custo se reduza em um futuro breve e as microgerações se tornem economicamente viáveis.

2.3 - CLASSIFICAÇÃO DAS MRS E ARQUITETURAS BÁSICAS

Dado o papel relevante que as MRs desempenham ao permitir que as concessionárias gradualmente introduzam tecnologias de redes inteligentes em seu sistema de distribuição, pode-se reconhecer a necessidade de interconexão controlada de MRs em um sistema muito maior, comumente chamado de *supergrid*. Nesse âmbito, cada MR é capaz de gerenciar suas próprias cargas com base nos recursos energéticos disponíveis e ao mesmo tempo, atender aos requisitos de interconexão com a rede básica, como sincronização, proteção, qualidade de energia, entre outros aspectos.

Conforme foi mencionado anteriormente, ainda não existe um consenso universalmente convergente entre os especialistas sobre a definição de MR. Alguns tentam classificar as MRs com base em seu tamanho; outras abordagens consideram o tipo de interconexão com a rede básica; e há ainda outros critérios que se baseiam na aplicação para a qual a MR é projetada.

Neste sentido, diferentes tipos de MRs devem ser estabelecidos de acordo com a capacidade, localização e tipos de REDs para atender a demanda local [14, 15, 33, 41-43]. Destarte, as MRs podem ser classificadas conforme as subseções seguintes.

2.3.1 - QUANTO AO MODO DE OPERAÇÃO

Uma MR pode operar no modo conectado à rede (*grid-connected*) ou no modo ilhado (*islanded mode*). A operação conectada à rede é ainda subdividida em operação de potência combinada e operação incompatível de acordo com a troca de energia. Como mostra a

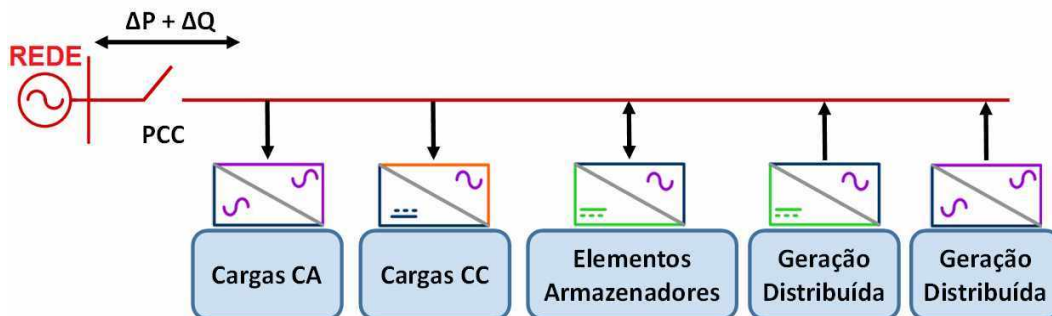


Figura 2.1, a MR está conectada à rede de distribuição por meio de um PCC ou PAC, de modo que as potências ativa e reativa que fluem através do PCC são dadas por ΔP e ΔQ , respectivamente.

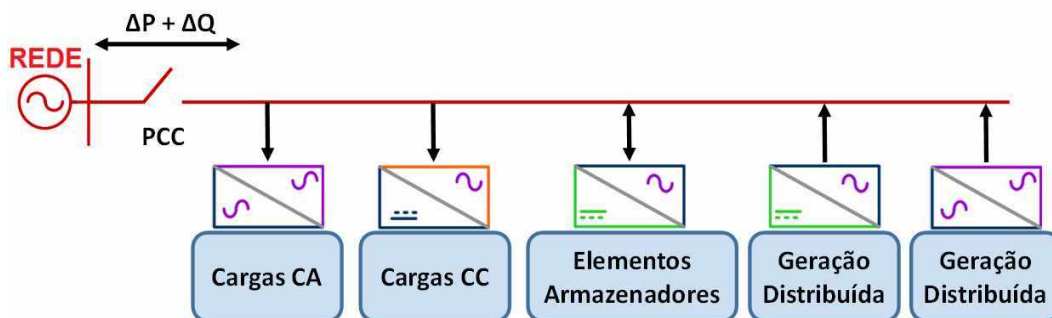


Figura 2.1 – Troca de energia entre a rede de distribuição e a microrrede.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Quando se tem $\Delta P=0$ e $\Delta Q=0$, a corrente através do PCC é zero, indicando um equilíbrio entre demanda e potência gerada na MR. Este é o modo de operação mais econômico da MR, conhecido como operação em potência combinada (*power-matched*). Se $\Delta P \neq 0$ ou $\Delta Q \neq 0$, a corrente através do PCC não é zero, indicando que a troca de energia ocorre entre a rede de distribuição e a MR. Este modo é conhecido como operação incompatível de energia (*power-mismatched*). Neste caso, se $\Delta P < 0$, a potência ativa excessiva das unidades de geração distribuída após atender a demanda de carga é injetada na rede de distribuição; se $\Delta P > 0$, a potência produzida nas unidades de GD é insuficiente para atender à demanda de carga, exigindo que a rede de distribuição forneça a diferença necessária. Da mesma forma, a potência reativa é excessiva se $\Delta Q < 0$ e deficiente se $\Delta Q > 0$. Todas essas operações são variantes de operação com capacidade máxima.

No modo conectado à rede, a MR é interligada e troca energia com o sistema de distribuição da rede elétrica CA via PCC. A Figura 2.2 mostra o diagrama esquemático da transferência entre os modos de operação. Assim, consideram-se as seguintes possibilidades:

- Quando a MR opera no modo ilhado, pode-se alternar para o modo conectado à rede diretamente pelo controle de conexão da rede; quando está conectada à rede, pode ser desconectada pelo controle correspondente.
- Quando a MR é desligada, pode-se mudar para o modo ilhado diretamente pelo controle de desconexão e, quando está em operação ilhada, a MR pode ser conectada pelo controle adequado;
- Quando a MR opera em paralelo com a rede ou no modo ilhado, pode-se desligá-la pelo controle de desligamento.

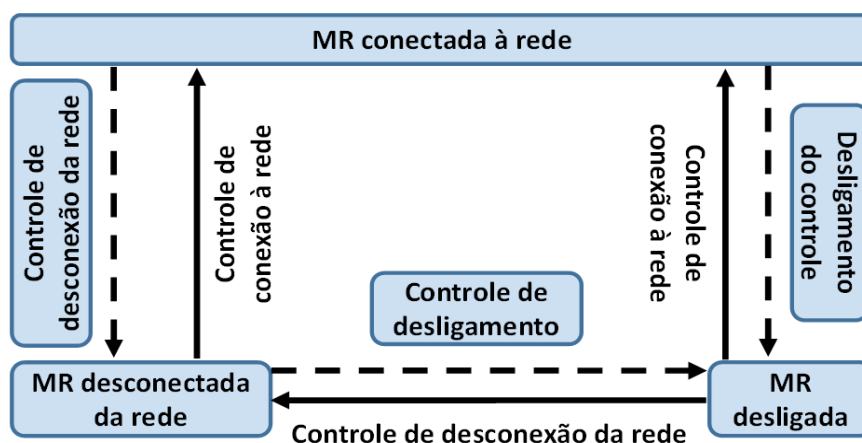


Figura 2.2 – Fluxograma dos modos de operação de uma microrrede.

Fonte: Acervo do próprio autor.

A operação em modo desconectado ou ilhado significa que a MR é desconectada do sistema de distribuição da rede principal no PCC após uma falha de rede ou conforme programado. Além disso, os elementos de GD, sistemas armazenadores de energia e cargas operam independentemente. No modo ilhado, geralmente a energia produzida na MR é pequena e insuficiente para atender a demanda de todas as cargas. Neste sentido, é necessário priorizar as cargas com base em sua importância e garantir o fornecimento ininterrupto as cargas prioritárias.

2.3.2 - QUANTO À QUANTIDADE DE UNIDADES DE GD

As MRs são classificadas em MRs simples, MRs com multi-elementos de geração distribuída multi-DG e MRs utilitárias [14, 15, 33, 41-43].

Uma MR simples contém apenas um tipo de geração distribuída, com funções e *design* simples, sendo destinada ao uso em sistemas nos quais são associados sistemas de aquecimento, resfriamento e energia (CCHP – *combined cooling, heat and power*) ou fornecimento contínuo a cargas críticas.

Uma MR com vários elementos de GD é conhecida como multi-GD, sendo composta por múltiplas MRs simples ou múltiplos tipos de GD complementares e coordenados. Comparados com uma MR simples, o projeto e a operação de tal MR é muito mais complexo. Algumas cargas precisam ser identificadas como cargas prioritárias para que em caso de emergência o equilíbrio entre potência disponível e demanda durante a operação ilhada seja mantido.

Todos os elementos de GD e as MRs que atendem a condições técnicas específicas podem ser integrados em uma MR de serviços públicos. Nesse caso, as cargas são priorizadas com base nos requisitos de confiabilidade dos usuários, de modo que as cargas de alta prioridade serão alimentadas preferencialmente em uma emergência.

A classificação de MRs por demanda de função claramente defende a propriedade durante a operação: MRs simples podem ser operadas e gerenciadas por clientes; MRs de concessionárias podem ser operadas por concessionárias; e MRs utilitárias podem ser operadas por concessionárias ou clientes.

2.3.3 - QUANTO À CAPACIDADE

Essa forma de classificação estabelece a existência de MRs simples, MRs corporativas, MRs para espaços de utilização comum, MRs para áreas de subestação e MRs independentes por capacidade, conforme mostra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Classificação das microrredes pela capacidade.

Fonte: Adaptado de [15].

Tipo	Capacidade em (MW)
MR simples	<2
MR corporativa	2-5
MR para espaços de utilização comum	5-20
MR para subestações	>20
MR independente	Depende das cargas em uma região isolada

Uma MR simples tem uma capacidade inferior a 2 MW e destina-se a instalações independentes com vários tipos de cargas e de uma pequena área, como um hospital ou escola.

Uma MR corporativa tem uma capacidade de 2 a 5 MW e compreende CCHPs de tamanhos variados e algumas pequenas cargas domésticas, geralmente sem cargas comerciais ou industriais.

Uma MR para áreas de subestações tem a capacidade acima de 20 MW e geralmente compreende CCHPs comuns e todas as cargas próximas (incluindo cargas domésticas, comerciais e industriais).

Os quatro tipos de MRs supracitados podem estar conectados à rede básica sendo, portanto, comumente chamadas de MRs conectadas à rede elétrica.

Por fim, tem-se que uma MR independente é destinada principalmente a áreas remotas, onde é inviável a construção de linhas de transmissão ou distribuição da energia elétrica para atender a demanda por energia local, como uma ilha, uma área montanhosa ou uma aldeia. Neste tipo de MR, o sistema de distribuição da rede principal possui geradores a diesel ou outras unidades menores para atender a demanda de energia local.

2.3.4 - QUANTO À NATUREZA DA TENSÃO

Conforme foi mencionado nas seções anteriores, uma MR possui diversos REDs interligadas em barramentos que podem ser CC ou CA [14, 15, 33, 41-43]. Neste sentido, a topologias das MRs também diferem devido ao barramento ao qual fontes, cargas e sistema de armazenamento estão conectados. Há MRs com barramentos de interligação dos elementos geradores em CC, segundo a Figura 2.3 (a); com barramentos de interligação dos elementos geradores em CA, como mostra a Figura 2.3 (b); e associações mistas (híbridas) com dois barramentos de interligação dos elementos nas formas CA e CC, de acordo com a Figura 2.3 (c). As cargas a serem atendidas podem ser tanto de natureza elétrica quanto térmica (cogeração).

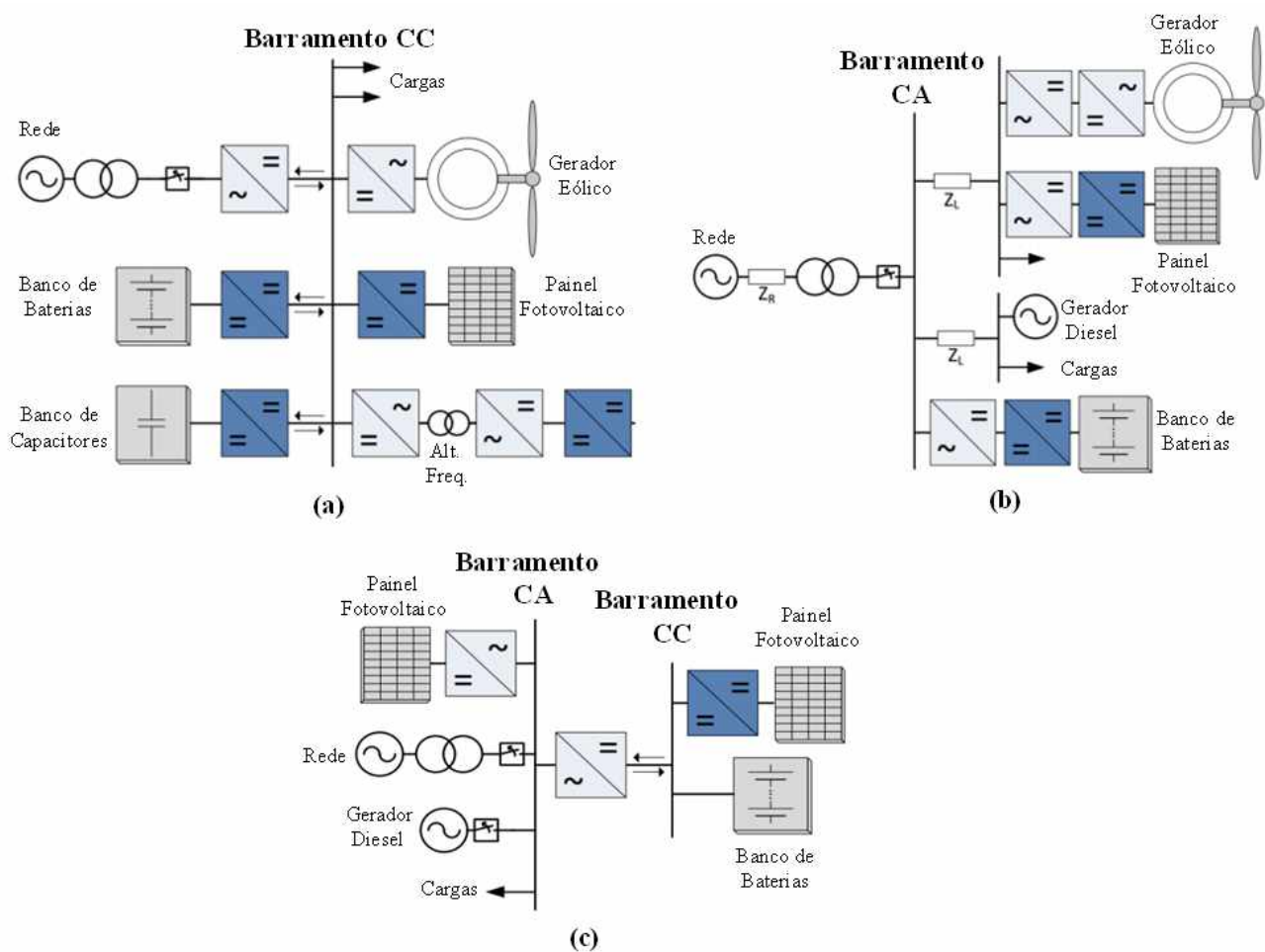


Figura 2.3 – (a) MR CC, (b) MR CA e (c) MR híbrida.

Fonte: Adaptado de [14, 15, 21, 33].

Conforme a Figura 2.3a, nas MRs CC as cargas, os REDs e os elementos armazenadores são conectados a um barramento CC por meio de conversores CC-CC. O barramento CC é conectado às cargas CA por meio de inversores para alimentá-las adequadamente.

Uma MR CA conecta-se à rede de distribuição por meio de um barramento CA, que controla a conexão e a desconexão à rede de distribuição através do disjuntor instalado no PCC. A Figura 2.3 (b) mostra a estrutura na qual a GD e os elementos armazenadores estão conectados ao barramento CA por meio do inversor. A vantagem dessa configuração reside no fato de, como a MR está conectada à rede por meio de um barramento CA, nenhum inversor é necessário para alimentar cargas CA. A desvantagem é que o controle e a operação são mais complexos se comparados ao caso de MRs CC.

Uma MR híbrida CA/CC é uma composta por barramentos CA e CC segundo a Figura 2.3 (c). Essas configurações são bastante utilizadas, já que os geradores fotovoltaicos fornecem energia elétrica em CC. Além disso, a maioria dos aerogeradores de médio porte possui um sistema de controle de potência, fornecendo energia elétrica em CA nos níveis de tensão utilizados no fornecimento de energia elétrica, proporcionando maior flexibilidade operativa em relação à ligação das cargas, mas agregando uma maior complexidade no controle [44, 45].

Diante do escopo deste trabalho, apresenta-se na sequência uma descrição pormenorizada no que tange às MRs CC.

2.4 - MICRORREDES CC

Sistemas de distribuição em CC são historicamente aplicados em sistemas de alimentação para telecomunicações e equipamentos de tecnologia da informação, sistemas de distribuição para alimentação de acionamentos elétricos industriais e barramentos em baixa tensão (BT) ou em média tensão (MT) para conversores empregados em tração, alimentação auxiliar em trens e, ainda, na transmissão em altas tensões por longas distâncias. Estes sistemas são mais antigos que os alimentados em CA, mas com a característica de fluxo unidirecional de energia [30, 43, 46].

O estudo de microrredes está inserido em um contexto multidisciplinar no âmbito da Engenharia Elétrica. Destacam-se diversos aspectos, são tópicos merecedores de investigação por profissionais da indústria e da academia, como propostas de novas técnicas de controle, estratégias de modelagem e novas topologias de conversores estáticos de potência. Considerando que a eletrônica de potência desempenha papel fundamental no contexto das MRs, o trabalho desenvolvido em [47] propõe a modelagem de pequenos sinais de conversores CC-CC para aplicações em altas correntes, que pode ser prontamente empregada no controle de diversas variáveis de interesse em uma MR, como a tensão do barramento CC.

Na literatura, são ainda encontradas as vantagens e desvantagens acerca do uso das MRs CC. Segundo [41, 43, 48-54], a configuração com o barramento CC apresenta inúmeras vantagens face à configuração com barramento CA:

- elevados índices de qualidade no fornecimento de energia;
- maior capacidade de transferência de energia;
- menor quantidade de distúrbios de qualidade da energia;
- simplificação dos conversores estáticos responsáveis pela interligação das fontes distribuídas à rede de distribuição da MR;
- simplificação dos conversores estáticos responsáveis pela interligação da rede de distribuição da MR às cargas elétricas;
- possibilidade de utilização de vários níveis de tensão sem a necessidade de transformadores;
- não é necessária a sincronização das fontes geradoras distribuídas;
- flutuações da potência gerada pelas fontes distribuídas, distúrbios no nível de tensão e de corrente são compensadas no barramento CC pelos conversores eletrônicos e os elementos armazenadores de energia associados;
- há menores perdas ao se empregar uma menor quantidade de estágios de conversão, sendo que se pode esperar uma eficiência de 10-22% maior se comparados a sistemas CA [55].

Contudo, a configuração com o barramento CA também agrega outras vantagens [56]:

- é a configuração utilizada há mais tempo, sendo bastante consolidada em termos de elementos confiáveis e disponíveis no mercado;
- é a abordagem mais conveniente na interligação das fontes distribuídas à rede elétrica;
- possui menor custo do sistema de proteção, com maior simplicidade.

Diante do exposto e em virtude das atratividades oferecidas pelas MRs CC, muitos pesquisadores e empresas voltaram suas atenções para os sistemas de distribuição CC [57-62]. Isso se deve às expectativas de redução de perdas e simplificação da estrutura de distribuição associados a essa estrutura. Contudo, existem ainda diversos desafios de ordem técnica, tecnológica e prática que devem ser superados para tornar esta alternativa viável.

Com relação ao último tópico, deve-se ressaltar que a intenção não é substituir plenamente as redes CA atuais por redes CC, mas implementar a distribuição ou MRs locais em CC com microgeração, de maneira que estas venham a trazer melhorias para o sistema elétrico.

Uma linha importante no estudo das MRs CC reside na sua aplicação a ambientes residenciais e comerciais, uma vez que esses setores representam em torno de 40% a 50% do consumo de energia tanto em escala mundial quanto nacional [7, 63]. Este é o foco principal de políticas de GD,

de modo que os ganhos de eficiência energética e qualidade de energia promovidos pela MR possuem nesses segmentos um grande potencial de impactar todo sistema elétrico [64].

Estudos de naturezas diversas são encontrados na literatura sobre MRs CC, dentre as quais em [54] são apresentados sistemas de proteção para uma MR CC de BT com diferentes tipos de falhas, quando a MR é ligada à rede principal (CA) por meio de conversores com alimentação bidirecional. Em [65], apresenta-se um controle hierárquico para operar com MRs no modo ilhamento e conectado à rede principal. Um estudo da estabilidade das MRs CC com cargas de potências constantes é proposto em [66]. A proposta de uma MR CC com múltiplas barras é descrita em [46], sendo escolhido o barramento do qual as cargas extraem energia com base na maior tensão. No entanto, a carga pode ser trocada de barramento caso as condições de segurança assim determinem.

Em [63], apresenta-se uma experiência de MRs CC para alimentação de um centro de dados. Uma MR CC para um complexo residencial em que cada casa tem um sistema de cogeração (motores a gás e célula de combustível) é abordado em [52]. Um estudo para adaptar outras fontes renováveis em uma MR alimentada somente com energia fotovoltaica é exposto por [53]. Em [67], compara-se também o desempenho do sistema de CC com um sistema CA convencional.

Uma proposta de MR considerando a arquitetura e topologia dos conversores mais adequadas para uma dada aplicação é apresentada em [66]. O projeto de um inversor bidirecional para regular a tensão das barras CC para diferentes tipos de fontes de energia e armazenamento de energia é proposto por [54]. Em [68], tem-se um estudo sobre a estabilização de uma MR CC. Uma proposta de controle para o fluxo de potência é apresentada por [69].

A avaliação dos efetivos ganhos de eficiência proporcionados pelo uso de CC em instalações residenciais e comerciais são o foco de diversos estudos conduzidos recentemente pela indústria e pela academia.

Em [70], um *datacenter* foi modificado para ser alimentado por um barramento CC de 380 V. Os estágios retificadores das fontes de energia ininterrupta (UPS – *uninterruptible power supply*) foram eliminados, constatando-se um aumento de eficiência de aproximadamente 20% em relação a instalações convencionais em CA.

Em [71], também foram realizados estudos da eficiência de um *datacenter* comparando-se os sistemas CA e CC. Em [72], estudou-se o impacto do emprego de uma MR CC bipolar de ± 170 V sobre as perdas do sistema de distribuição de um complexo residencial, concluindo-se que uma redução de aproximadamente 15% nas perdas em relação a um sistema CA equivalente pode ser esperada.

Em [73], conduziu-se um estudo sobre a possibilidade de redução de consumo de energia em edifícios residenciais americanos pelo emprego de sistemas CC com geração e armazenamento local. O estudo estima que o emprego de geração local fotovoltaica com tarifação *net metering*,

possibilitaria uma redução de consumo de 7% e com o emprego de armazenamento local, podendo chegar a 14% considerando a alimentação plena da carga residencial.

Segundo [74], as perdas de um sistema de iluminação com LEDs de um prédio comercial foram reduzidas em 2% com o emprego de um barramento CC de 380 V frente a uma instalação CA de 230 V. O protótipo de um sistema de distribuição CC bipolar de 380 V alimentando os circuitos de iluminação, TI e carregamento de carros elétricos de uma unidade comercial proporcionou um aumento de eficiência de 2,7% a 5,5% em relação à uma rede CA tradicional em [75].

Neste sentido, tornam-se evidentes as vantagens de operação e eficiência proporcionadas pela distribuição em CC. No entanto, ainda existem obstáculos que dificultam sua adoção em curto prazo. Segundo [42, 75-80], a falta de experiência prática no projeto, instalação e manutenção de sistemas em CC, a não existência de um padrão de tensão internacional a ser considerado, a dificuldade de proteção contra faltas e extinção de arcos elétricos e, obviamente, a indisponibilidade de produtos compatíveis são exemplos desses entraves, os quais devem ser solucionados para tornar a distribuição CC factível.

No tocante à implementação das MRs CC, ainda podem-se citar vários aspectos que merecem atenção, como a necessidade de estudos voltados a [30, 77]:

- confiabilidade das redes em CC;
- desenvolvimento de tecnologias para a proteção de sistemas CC;
- métodos adequados de aterramento;
- adequação da rede convencional para permitir o fluxo bidirecional de potência;
- análise dos efeitos de campos eletromagnéticos gerados por sistemas CC no ambiente de instalações elétricas;
- topologias de conversores estáticos de potência a serem utilizados.

2.4.1 - PADRÕES GERAIS

Segundo [130-133], o SEP em CC pode ser classificado pelo nível de tensão de operação:

- alta tensão (HVDC - *high-voltage, direct current*): $-30 \text{ kV} \leq U \leq \pm 350 \text{ kV}$ (utilizando VSC – conversor fonte de tensão, do inglês, *voltage source converter*); $-30 \text{ kV} \leq U \leq \pm 800 \text{ kV}$ (utilizando VSC).
- média tensão (MVDC): $1500 \text{ V} \leq U \leq 30 \text{ kV}$;
- baixa tensão (LVDC): $U \leq 1500 \text{ V}$.

Considerando aplicações em LVDC, que representam o escopo deste trabalho, verifica-se que a ausência de padrões para as MRs CC tem sido um entrave para a área. Até que se encontre um conjunto de regras que viabilizem a instalação, estudos são direcionados para mostrar as

possibilidades existentes. Neste estudo, será considerada como BT níveis de tensões CC de até 1.500 V, conforme estabelecem as normas [81, 82].

O interesse em desenvolver instalações prediais e residências em CC tem incentivado pesquisadores, consórcios e governos ao redor do mundo a fim de estabelecerem padrões, normas e diretrizes que orientem empresa e profissionais da área no projeto de sistemas e equipamentos compatíveis com a distribuição CC.

No que tange à padronização da tensão de operação das MRs CC, o nível adequado é estabelecido conforme o ponto de vista de cada aplicação, baseando-se em questões de segurança e visando à melhoria no desempenho global do sistema.

Em [76], foram divulgados dois padrões para distribuição CC em edifícios comerciais, sendo um padrão para ambientes ocupados (salas, escritórios, entre outros) e outro focado em *datacenters*. Para ambientes ocupados, propõe-se o uso de barramentos metálicos nus de 24 V para interligação de cargas de menor potência. O padrão para *datacenters* sugere o uso de um barramento em 380 V para alimentação dos servidores e conexões de elementos como geração local, armazenamento e geradores de *backup*. Além da proposta de padronização, o trabalho desenvolvido em [76] disponibiliza equipamentos compatíveis com os padrões propostos.

Outros padrões de distribuição CC para edifícios comerciais, residências, prédios universitários, entre outros também é proposto por [83]. A proposta consiste no uso de barramentos CC de tensão nominal $380\text{ V} \pm 20\text{ V}$. Em [84], definem-se diretrizes para o projeto e teste de equipamentos compatíveis com níveis de alimentação entre 260 V-400 V, estabelecendo níveis de tensão para operação normal, níveis de corrente de sobrecargas e tempos de atuação em caso de faltas. Questões relativas à arquitetura, eficiência, proteção, aterramento de MRs CC em ambientes residenciais e comerciais encontram-se atualmente em estágio de desenvolvimento [84].

Além dos padrões supracitados, dentre outros aspectos em desenvolvimento, é necessário estabelecer diretrizes e requisitos básicos para projetos de MRs CC nas normas vigentes, tais como NBR5410 (norma brasileira para instalações elétricas de baixa tensão), NFPA70 e as normas para acesso de centrais de geração distribuída à rede elétrica definidas pelo PRODIST e IEEE Std. 1547.

Ainda no que se refere ao perfil de tensão da MR CC, apresenta-se em [43, 52, 64, 72, 76, 85-90] uma vasta gama de propostas referentes à estruturação de MRs CC para aplicações residenciais e comerciais. Apesar das particularidades de cada proposta, observam-se algumas convergências de ideias, merecendo destaque a proposição de um barramento CC principal, com nível de tensão em torno de 300 V-400 V, ao qual diversos elementos da MR se interligam. Essas proposições se justificam em virtude da corrente ser menor comparada à baixa tensão, evidenciando melhores resultados quanto à eficiência das instalações. Além disso, percebe-se nas propostas a inserção de

subcircuitos com barramentos de menor tensão entre 12 V e 48 V, destinados à alimentação de cargas de menor potência.

Os padrões de tensão considerados na literatura para concepção do barramento principal em instalações CC são concentrados em 120 V, 230 V, 300 V, 325 V, 340 V, 380 V e 400 V [43]. A grande vantagem do nível de 120 V é que já está contemplado nas regras vigentes e ainda é um nível intermediário entre a baixa e alta tensões CC [53, 91]. Em [86], é proposto o nível de tensão de 325 V baseando-se no padrão europeu, sendo que esse é o valor de pico da tensão eficaz de 230 V em CA, possibilitando a ligação direta dos equipamentos eletrônicos ao barramento. Considerando o padrão de distribuição da energia no Brasil e essa mesma premissa, pode-se acrescentar à lista os níveis de tensão de 180 V e 311 V.

Os barramentos de baixa tensão são gerados a partir do barramento principal por meio de conversores estáticos e tem por finalidade alimentar os dispositivos de baixa potência. No que se refere ao nível de tensão, existe uma tendência de padronização em 24 V ou 48 V [43, 64, 76].

Diante da diversidade de propostas quanto à concepção de um padrão para o nível de tensão dos barramentos da MR CC, fica evidente a importância desta variável no sistema. Este valor não pode ser muito pequeno, pois assim a corrente torna-se muito alta e vice-versa.

Para fins de comparação, a Tabela 2.2 apresenta os respectivos valores de correntes para cada nível de tensão supracitado considerando um alimentador com potência de carga de 2 kW.

Tabela 2.2 – Correntes respectivas para um alimentador.

Tensão [V]	Corrente demandada [A]	Tensão [V]	Corrente demandada [A]
12	166,67	300,00	6,67
24	83,33	311,00	6,43
48	41,67	325,00	6,15
120	16,67	340,00	5,88
180	11,11	380,00	5,26
230	8,70	400,00	5,00

Para a configuração CA em 127 V e 220 V, têm-se valores de 15,74 A e 9,09 A, respectivamente. Estes dados ilustram um dos desafios encontrados para a utilização de uma rede em CC: o dimensionamento dos condutores empregados. Observa-se que o uso de padrões de baixa tensão para cargas de maior potência demandaria correntes elevadas, com perdas maiores. Por outro lado, o emprego de níveis de tensão mais elevados tende a trazer consideráveis ganhos de eficiência, uma vez que a redução da corrente de carga proporciona minimização das perdas e custos de projeto da instalação em virtude da menor seção nominal. Considera-se ainda a redução da capacidade de corrente dos equipamentos de seccionamento e proteção neste caso.

Em virtude do padrão dos níveis de tensão dos sistemas CA já existentes, o uso dos níveis de 311 V e 325 V representa uma boa alternativa para agilizar a inserção de sistemas CC nas instalações atuais, uma vez que existe a compatibilidade com os valores de pico das tensões CA utilizadas. Além disso, por permitir o emprego de equipamentos e aparelhos eletrônicos convencionais e atualmente comercializados, tais padrões exibem uma grande vantagem econômica em relação aos demais [42, 91].

No entanto, o nível de 380 V tem sido preferido por muitos pesquisadores, consórcios, associações e companhias de telecomunicação [4, 43, 76, 84, 92, 93]. Ademais, as empresas envolvidas vêm desenvolvendo produtos comerciais aplicados para a distribuição em CC, como conversores estáticos de potência, disjuntores CC, conectores para padrão CC, fusíveis, instrumentos de medição de grandezas elétricas CC, dentre outros [43, 76, 84].

Nesta perspectiva, o uso deste nível de tensão mostra-se mais coerente quando se analisa em um horizonte de longo prazo, o que justifica sua utilização na implementação local de uma rede elétrica em nível de distribuição ou uma MR CC, especialmente por apresentar ótimo rendimento, simplicidade de fabricação dos conversores conectados neste nível de tensão e por ser solução global de baixo custo [92, 94].

Diante do contexto, a proposta para a MR residencial CC descrita neste trabalho consiste de dois barramentos em CC, sendo um deles considerado o barramento principal com o nível de tensão de 380 V, ao qual serão conectados os equipamentos que exigem maior potência do sistema (veículo elétrico, geladeira, máquina de lavar, chuveiro, entre outras cargas, bem como elementos armazenadores). O segundo barramento é derivado do barramento principal, sendo que a tensão escolhida é de 48 V e ao qual serão conectados os equipamentos de menor potência (dispositivos eletrônicos e eletrodomésticos de baixa potência, bem como elementos armazenadores).

2.4.2 - ESQUEMA DE DISTRIBUIÇÃO CC

Uma vez apresentados os benefícios das MRs CC e as proposições existentes para estabelecer os possíveis níveis de tensão, nesta seção são discutidas algumas possibilidades acerca de sua implementação no que tange ao esquema de distribuição CC.

Segundo [42], há basicamente há duas configurações possíveis em baixa tensão: esquema unipolar a dois fios (Figura 2.4 (a)) e esquema bipolar a três fios (Figura 2.4 (b)).

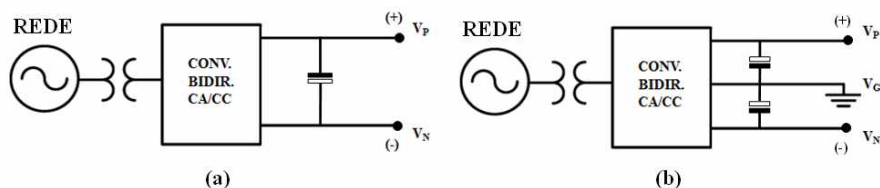


Figura 2.4 – Esquemas de distribuição CC.

Fonte: Adaptado de [42].

Na rede bipolar, existem dois barramentos com três condutores disponíveis. As cargas e as unidades de geração são conectadas em um dos barramentos, ou utilizando ambos em caso de cargas com potência elevada [55, 70, 72, 94-100], permitindo uma maior versatilidade em termos de dois níveis de tensão distintos disponíveis na mesma instalação.

Em caso de falha ou desconexão de um dos polos, o barramento CC continuaria operando como um sistema unipolar, mantendo a alimentação de parte das cargas da instalação, o que indica uma maior suportabilidade a falhas do que os sistemas unipolares. Contudo, essa operação permite que exista um desequilíbrio entre as cargas no barramento, de modo que as tensões entre os polos e o ponto neutro também se tornarão desequilibradas. A utilização de equalizadores de tensão ou redistribuidores de corrente é proposta na literatura para sanar este problema [42].

A vantagem da implementação de uma MR bipolar se comparada com uma contraparte unipolar reside no fato que as perdas de transmissão são reduzidas, pois as linhas conduzem metade da corrente para uma mesma carga. A consequência direta deste fato é que a área da seção transversal dos condutores pode ser reduzida, com consequente impacto no custo de construção da MR.

Alguns trabalhos como [101, 102] mostram que a rede bipolar é capaz de trazer alguns benefícios, como menor custo de manutenção e reparo, menor investimento inicial, dentre outros aspectos. Assim, para determinadas aplicações como distribuição industrial, *datacenters*, *green buildings* e aviões, esta configuração passa a ser economicamente vantajosa frente à unipolar.

Por outro lado, uma rede unipolar é formada por um único barramento, utilizando dois fios para alimentar as cargas ou receber a energia das fontes de microgeração. Com isso, não existe a possibilidade de desequilíbrio de tensão entre os polos do barramento, dispensando o emprego de redistribuidores ou equalizadores de tensão, tornando a operação e controle dos elementos da linha mais simples.

Na grande maioria dos estudos apresentados até o momento na literatura, a rede unipolar é a arquitetura mais utilizada, conforme [44, 53, 86, 88, 92, 101, 103-108]. Esta configuração de rede vem sendo empregada há algum tempo, principalmente em *data centers* e sistemas de telecomunicações [35, 63, 70, 71, 75, 80, 87, 90, 105].

2.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos anos, com a inserção dos REDs, tem-se notado o empenho de pesquisadores vinculados a universidades, consórcios, governos e empresas do segmento de telecomunicações no desenvolvimento de tecnologias que viabilizem o aproveitamento desses recursos. Buscam-se ainda melhorias do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica no que diz respeito à

eficiência, qualidade da energia, confiabilidade, inserção de fontes renováveis e limpas, dentre outros. Neste cenário, as MRs e as redes inteligentes se integram perfeitamente.

Este capítulo abordou o contexto das MRs e as definições propostas em pesquisas, destacando-se vários benefícios que as MRs podem trazer aos sistemas atuais de distribuição e de transmissão de energia elétrica. Além disso, foram apresentadas algumas formas de implementar uma MR, no que diz respeito ao tipo de configuração, método de exploração (interligado ou isolado), natureza da tensão utilizada (CC ou CA) e vantagens das estruturas CC unipolares e bipolares em termos da eficiência energética nos modernos sistemas de distribuição.

Por fim, para o barramento principal, ressalta-se a escolha do nível de tensão de 380 V para o estudo e implementação da MR CC unipolar proposta, além do nível de 48 V para o barramento de conexão das cargas de menor potência, em virtude das vantagens e tendências mundiais associadas a estes padrões de tensão.

CAPÍTULO 3

RECURSOS ENERGÉTICOS E FLUXO DE POTÊNCIA NA MICRORREDE CC

3.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo dedica-se a apresentar uma visão geral dos principais métodos de geração de energia elétrica associados a fontes renováveis, os quais serão utilizados no sistema da microrrede CC proposta. Considerando a existência de uma vasta literatura técnica sobre tais recursos, pretende-se apresentar uma descrição sucinta em termos das principais características, bem como algumas vantagens e desvantagens.

Descreve-se ainda a análise do fluxo de potência na MR CC proposta, visando exemplificar o comportamento de cada estágio de processamento de energia que constitui o sistema. Por fim, tem-se a proposição de um fluxograma resumo das ações impostas aos conversores após a identificação do modo de operação do sistema.

3.2 - FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

3.2.1 - ENERGIA EÓLICA

Energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água [109].

Desde a primeira turbina eólica comercial conectada à rede elétrica em 1976 na Dinamarca, a capacidade instalada de energia eólica no mundo vem se tornando cada vez maior. Entre 2005 e 2014, a capacidade instalada teve um aumento de 525,5%, passando de 59.091 MW em 2005, para 369.597 MW, em 2014. Em 2014, foram adicionados 51.473 MW ao cenário. Ressalta-se que a capacidade instalada no mundo é mais do que o dobro da capacidade total de eletricidade do Brasil, sendo que o registro datado de 12/10/2015 é de 146.975 MW [110, 111].

O acréscimo de 2014 é quase um quarto de toda a capacidade instalada de geração de energia. Esse total foi suficiente para atender pelo menos 2,6 a 3% do consumo mundial de eletricidade. A China, os EUA e a Alemanha aumentaram em 59,4% a capacidade cumulativa de energia eólica nesse ano, sendo esse percentual relativamente superior ao registrado em 2013 de 58,6%. Em 2014, a China contribuiu com 45,1%. Esse percentual é ligeiramente inferior ao valor de 45,6% que foi verificado em 2013 [110, 111].

A potência instalada no mundo cresceu bem mais que a capacidade adicionada em 2013. Em 2014, houve uma variação de 45,9% em relação ao ano anterior. A capacidade total de 2014 em relação a 2013 apresentou variação percentual de 16,2%, em contraste a 19% de 2012 em relação a 2011. Cerca de 50% dessa capacidade total acumulada concentra-se em países que fazem parte da OECD [110, 111].

Adotando como base as estimativas de crescimento da capacidade de energia eólica no mundo, em 2020 a capacidade instalada de energia eólica passaria para 759.349 MW, o que equivale a mais de três vezes a capacidade instalada de 2010 [112]. Para 2030, a estimativa é que essa capacidade mais do que dobraria, atingindo 1.617.444 MW. As regiões que tendem a apresentar maior participação no total da capacidade mundial instalada são OECD-Europa, China, Índia e OECD-América do Norte. Há estimativas de crescimento expressivo de capacidade instalada de energia eólica nos EUA, embora elas apontem certo arrefecimento do crescimento da capacidade instalada em 2030 [112].

O sistema eólico tem característica não gerenciável dentro da MR, isto é, enquanto houver vento disponível, haverá produção de energia, exceto nas situações em que se pode comprometer a capacidade da planta eólica, a qualidade da energia gerada e a estabilidade da MR.

Os sistemas eólicos, independente da capacidade de geração, são formados pela combinação de alguns elementos, como turbina eólica ou aerogerador, caixa de engrenagens (multiplicador de velocidade), gerador de energia elétrica e dois conversores eletrônicos, segundo a Figura 3.1. A turbina é responsável por captar a energia do vento e transmiti-la ao eixo do gerador. A caixa de engrenagens ajusta a rotação do eixo do gerador em relação a rotação do eixo da turbina. O gerador transforma a energia mecânica em energia elétrica, enquanto os conversores adequam a tensão e a frequência para os níveis requeridos pela carga a ser atendida [113].

Os sistemas eólicos também se diferem de acordo com o tipo de gerador a ser utilizado [113]. Alguns sistemas eólicos mais comuns são apresentados na Figura 3.2. O sistema da Figura 3.2 (a) pode ser conectado à rede elétrica através de um dispositivo de partida suave (*soft-starter*) por apresentar velocidade fixa. Na Figura 3.2 (b), a velocidade não é fixa e ao variar a resistência do rotor a velocidade da máquina varia na região supersíncrona. No entanto, em razão da variação da velocidade ser pequena em função do escorregamento, alguns autores consideram que a velocidade dessa máquina é fixa ou quase fixa. Ambas as máquinas de indução necessitam de energia reativa para funcionar. Neste sentido, são colocados compensadores próximos aos terminais da máquina para melhorar o fator de potência do sistema eólico [113].

A Figura 3.2 representa sistemas eólicos de velocidade variável. Os sistemas eólicos formados com geradores síncronos apresentam a vantagem de não necessitarem da caixa de engrenagem, mas

os conversores que desacoplam a frequência da tensão gerada da tensão da rede devem processar a potência total do sistema [113].

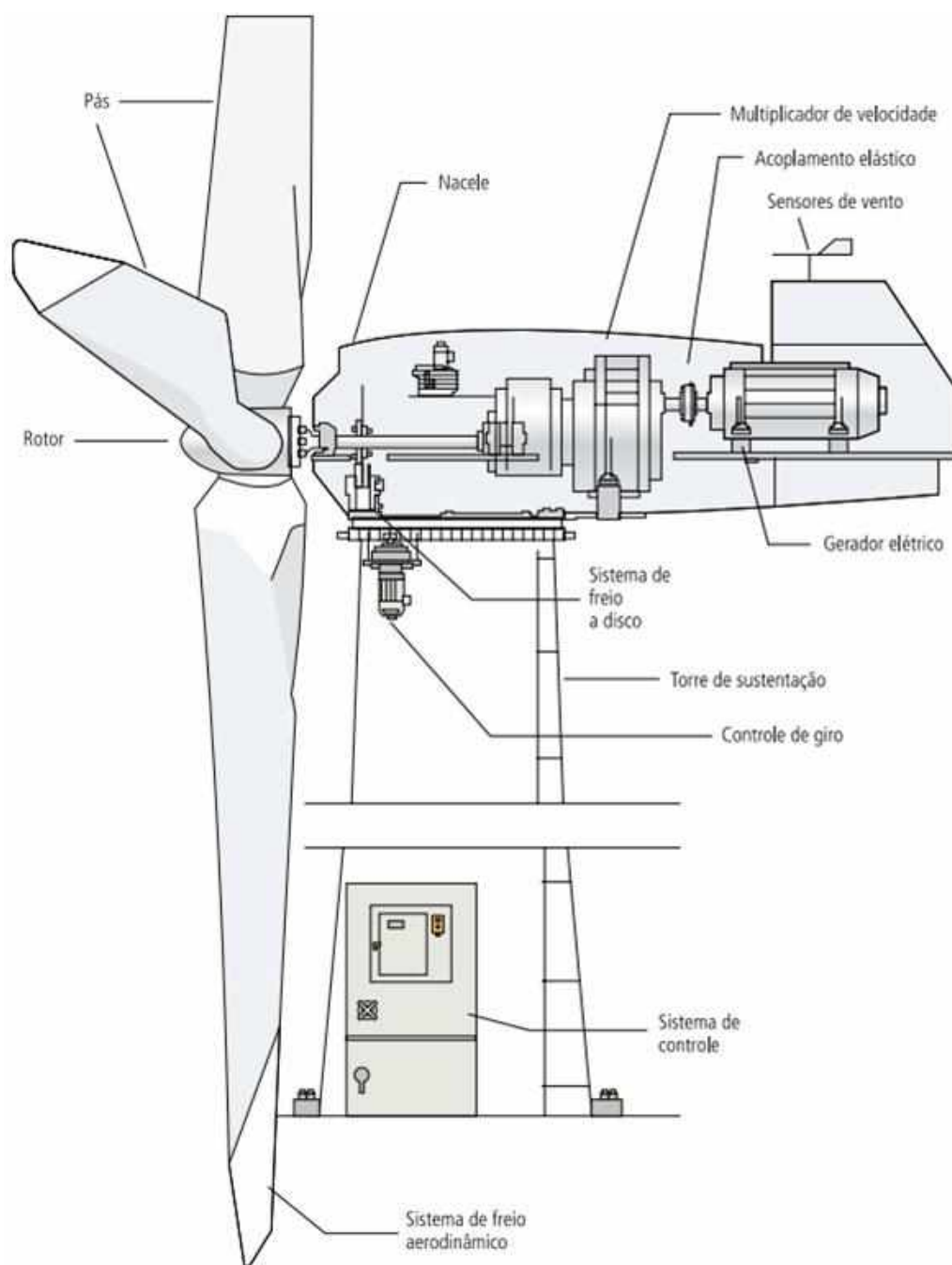


Figura 3.1 – Principais blocos constituintes de uma turbina eólica

Fonte: [114].

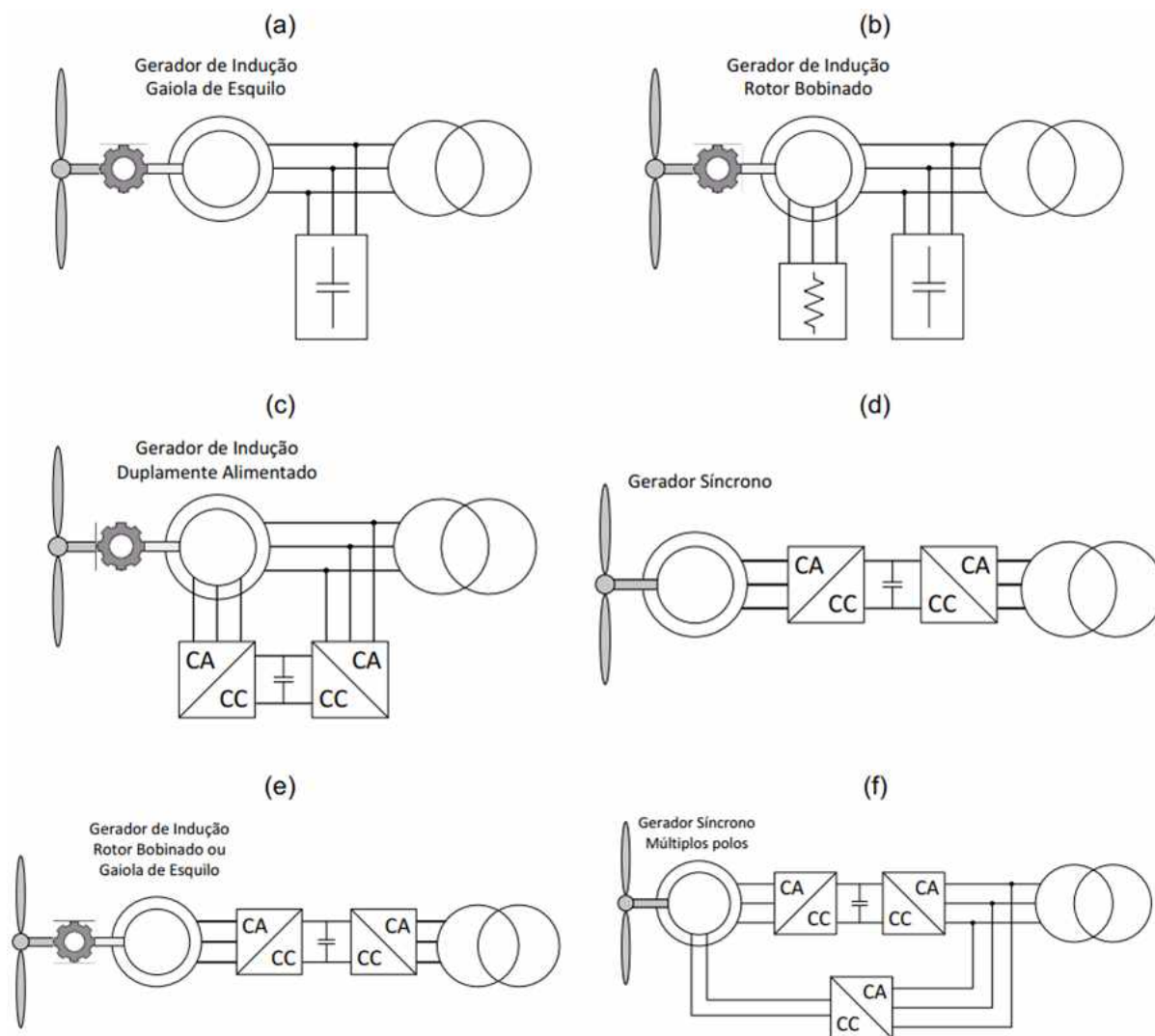


Figura 3.2 – Classificação de sistemas eólicos em função do tipo de gerador.

Fonte: adaptado de [113].

3.2.2 - ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos – estão associadas indiretamente à energia solar. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica considerando fenômenos que ocorrem em determinados materiais, dentre os quais se destacam os efeitos termoelétrico e fotovoltaico [109].

A produção global de energia solar aumentou 33% em 2016 em relação a 2015, apresentando capacidade instalada de 306,5 GW [115], cerca de duas vezes a capacidade total do Brasil no mesmo ano.

Na última década, este aumento alcançou 4.500%, sendo esse resultado devido ao progresso tecnológico, eficiência produtiva, ampla implementação e incentivos governamentais [116, 117].

Contudo, a participação da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira foi muito pequena em 2015, cuja capacidade instalada era de aproximadamente 21 MW [5].

A China se encontra no topo do ranking dos países com maior capacidade instalada de energia solar [115], com 77,9 GW, o equivalente a um quarto de toda a energia fotovoltaica gerada no mundo, seguida respectivamente por: Japão com 42,9 GW (14% da geração mundial); Estados Unidos da América, com 42,8 GW (13,8%); e Alemanha com 41,1 GW (13,4%). Itália e Reino Unido também são países com capacidade instalada superior a 10 GW, equivalente a 6,2% e 3,8% da matriz mundial, respectivamente.

Em termos dos quatro primeiros colocados do referido ranking, a China e os EUA, além de possuírem áreas territoriais extensas similares, apresentam representatividade da energia solar na matriz energética de forma semelhante, porém ainda modesta (1,11% e 1,37%, respectivamente). Por outro lado, no Japão e Alemanha, que possuem área menor que os países anteriores, a fonte fotovoltaica representa cerca de 7% da matriz energética [115].

O Brasil, com área bem maior que Japão ou Alemanha e pouco menor que China ou EUA, embora possua grande potencial para geração solar, apresentou capacidade de apenas 0,1% em sua matriz energética no final de 2016. Todavia, a capacidade instalada anual aumentou 276,7% em relação a 2015, devido ao aumento na geração distribuída [118]. Nesse mesmo período, a geração de energia solar também apresentou acréscimo de 66,5%. Além disso, existem estimativas de que o país se torne o décimo maior mercado de energia solar no período de 2017 a 2021 [115].

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre através de efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoeletrico e fotovoltaico. O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma força eletromotriz, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica por meio do uso de células solares [109].

A principal vantagem dos sistemas fotovoltaicos é a baixa periodicidade de manutenção se comparados a outras fontes de energia, com ainda a característica de ser renovável, limpa, modular e silenciosa. Dentre as desvantagens, pode-se citar a intermitência na produção de energia e a falta de produtividade em períodos noturnos e o custo ainda elevado. Diante dos fatores mencionados, é indispensável associar os sistemas fotovoltaicos a outras fontes de geração e/ou a sistemas de armazenamento.

Em um sistema do tipo microrrede, a fonte fotovoltaica é um sistema não gerenciável se for analisado do ponto de vista que a irradiância solar está disponível somente ao longo do dia, mas em termos de uma forma de combustível sem custo. Neste sentido, é vantajoso a fonte ser utilizada da forma mais eficiente possível. Assim como na geração eólica, nesse caso busca-se o

desenvolvimento e aprimoramento de algoritmos que proporcionem a operação do sistema sempre na condição de máxima potência, sendo essas técnicas conhecidas como algoritmos MPPT.

Um sistema fotovoltaico pode ser constituído, além dos módulos fotovoltaicos, de diferentes elementos como carregadores de bateria, conversores dedicados ou inversores, segundo a Figura 3.3. O que determina como deve ser a composição do sistema é a aplicação escolhida.

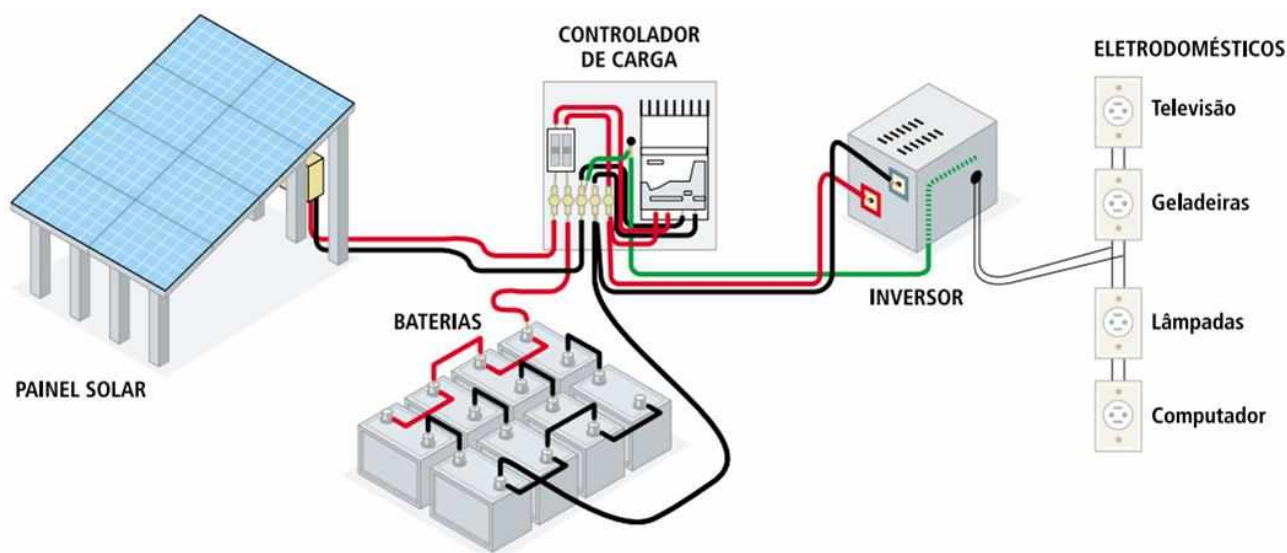


Figura 3.3 – Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica isolado.

Fonte: adaptado de [109].

Atualmente, há o crescimento da conexão de sistemas fotovoltaicos integrados a outros sistemas de geração, juntamente com elementos armazenadores e cargas, formando o sistema microrrede. Neste sentido, o sistema fotovoltaico utilizado nesse trabalho é formado por módulos fotovoltaicos e um conversor CC-CC para reduzir a tensão ao nível da tensão do barramento CC de 48 V da microrrede.

3.3 - SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

A energia elétrica pode ser convertida em muitas formas diferentes de armazenamento [119], destacando-se dentre elas:

- energia potencial gravitacional com reservatórios de água;
- ar comprimido;
- energia eletroquímica em baterias e baterias de fluxo;
- energia química em células de combustível;
- injetores de energia cinética;

O sistema de armazenamento pode assumir diferentes funções nas microrredes, destacando-se o balanceamento entre geração e demanda em razão das variações das cargas e a intermitência dos recursos energéticos renováveis utilizados nos sistemas microrredes. Outra função associada ao gerenciamento desses dispositivos é a possibilidade de armazenar energia durante os períodos em

que o custo da geração é menor e injetar o excedente armazenado na rede elétrica nos períodos de taxas mais elevadas. Outras contribuições do sistema de armazenamento incluem estabilidade de tensão e frequência, melhoria na qualidade de energia e postergação de investimentos no aumento da capacidade dos equipamentos de distribuição como linhas e transformadores [120].

Um sistema de armazenamento de energia por baterias converte energia elétrica em energia química potencial durante o carregamento e libera energia elétrica de energia química durante a descarga. Em termos gerais, baseia-se em reações de redução e oxidação, comumente chamadas de reações redox. Uma célula de bateria é apenas um dispositivo que fornece as condições para que ocorram reações redox, gerando assim um fluxo de íons e elétrons entre as áreas em que elas ocorrem. O fluxo de elétrons e íons existe enquanto houver uma diferença de energia entre as substâncias eletroquimicamente ativas envolvidas nas reações de redução e oxidação. Para permitir esse fluxo de íons e elétrons, a célula da bateria possui dois circuitos, um externo e outro interno. O circuito interno é composto pela própria célula da bateria e fornece o caminho pelo qual os íons resultantes fluem.

O circuito elétrico é fechado pela adição do circuito externo, fornecendo assim o caminho através do qual os elétrons resultantes das reações redox podem fluir. Esse caminho externo é fornecido por uma carga ou uma fonte de energia ao qual a bateria está conectada, segundo a Figura 3.4.

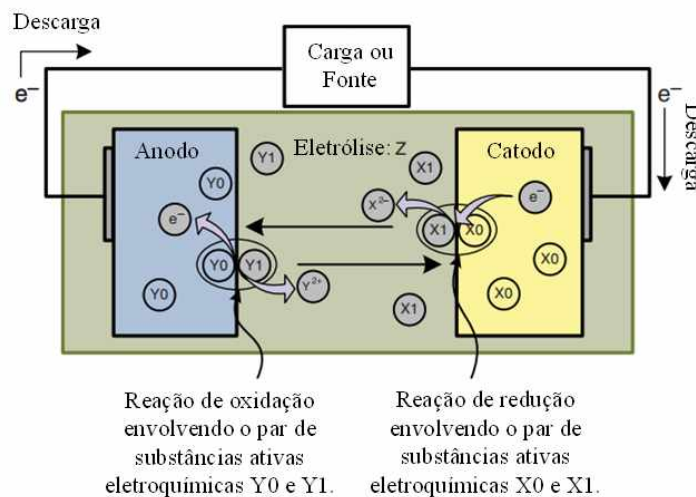


Figura 3.4 – Esquema de funcionamento de uma bateria.

Fonte: adaptado de [121].

Atualmente, no mercado são encontradas baterias dos mais variados tipos, diferenciado principalmente na composição dos eletrodos e dos eletrólitos. Desta forma, as baterias apresentam propriedades bem distintas de acordo com o conjunto de substâncias utilizadas na fabricação. A Tabela 3.1 mostra algumas características das baterias recarregáveis mais utilizadas.

Tabela 3.1 – Características das baterias recarregáveis.

Fonte: adaptado de [121, 122].

Tipo de bateria	Efeitos de memória	Densidade de energia [Wh/kg]	Vida útil [anos]
Chumbo ácido	Não	30-50	5-15
Níquel cádmio	Sim	55	15-20
Sódio enxofre	Não	80-140	15-20
Lítio íon	Não	150	5-15
Zinco ar	Não	180-200	5
Hidreto de níquel metálico	Pequeno	60	15 - 20

As baterias de chumbo-ácido são tecnologicamente mais conhecidas se comparadas aos demais tipos, estando comercialmente disponíveis há mais de 140 anos. Neste sentido, possuem melhores programas reciclagem, sendo que mais de 95% dessas baterias são recicladas nos países desenvolvidos [123]. Esse é um dos motivos pelo qual a bateria de chumbo-ácido ainda é a melhor opção para aplicações em sistemas de microrredes. Outros motivos mais relevantes para essa escolha são custo relativamente baixo, vida útil longa, resposta rápida e baixa taxa de autodescarga [121, 124].

3.4 - ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA NO SISTEMA PROPOSTO

Diante da diversidade de elementos geradores, armazenadores e cargas que pode ser encontrada no sistema de uma microrrede, tem-se a estrutura de uma MR CC na Figura 3.5. São descritas somente as regras que estabelecem o fluxo de potência no sistema proposto quando operando em modo isolado da rede. Neste sentido, não serão apresentadas as características dos elementos que compõe a MR CC neste momento.

A energia gerada pelas fontes renováveis, após ser devidamente processada, é fornecida aos barramentos CC da MR. O barramento de 380 V é composto por um sistema eólico, banco de baterias e cargas CC de elevada potência. Já o barramento de 48 V é composto por um sistema fotovoltaico, banco de baterias e cargas CC de baixa potência. A utilização do banco de baterias advém da necessidade de barramentos com elevada autonomia, permitindo a alimentação temporária das cargas e regulação da tensão nos barramentos CC, até mesmo quando nenhuma outra fonte estiver conectada ao sistema, ou fornecendo energia em razão dos períodos de intermitência.

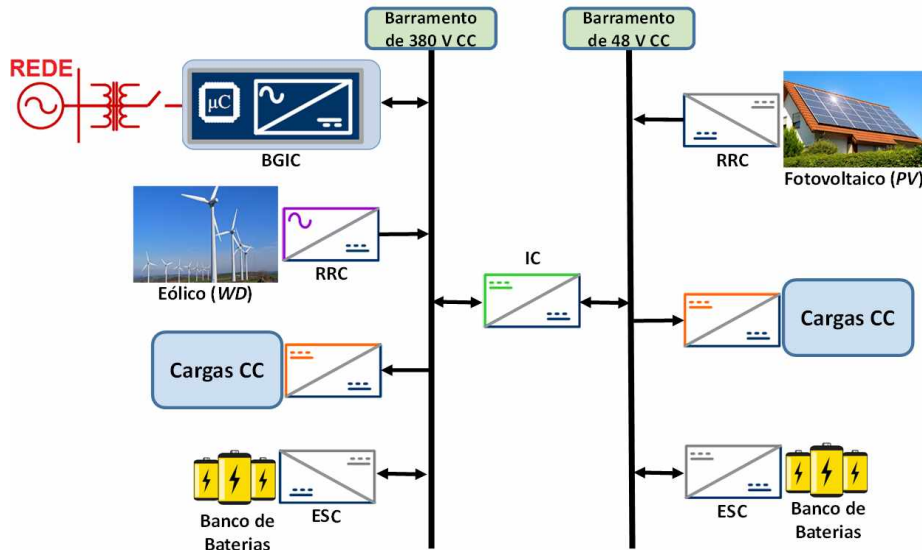


Figura 3.5 – Arquitetura da microrrede CC proposta.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Por fim, o conversor CC-CC, caracterizado por ser uma estrutura bidirecional, possui a função de transferir potência entre os barramentos, garantindo que nos momentos em que as cargas de um determinado barramento estiverem consumindo mais potência, o outro barramento possa colaborar com a energia armazenada em seu banco de bateria, ou até mesmo, fornecer o excedente de energia gerada.

No sistema proposto, devido à interação entre as diferentes fontes de geração e carga, o fluxo de potência pode se estabelecer caracterizando distintos cenários. Ilustrativamente, a Figura 3.5 apresenta os possíveis sentidos do fluxo de potência em cada um dos blocos que constitui o sistema, sendo as setas indicativas de unidirecionalidade e bidirecionalidade. Assim, é possível prever algumas situações de operação a partir da combinação de fontes em geração simultânea e níveis de demanda, permitindo o estudo do balanço de potência do sistema proposto.

3.4.1 - BALANÇO DE POTÊNCIA

Ao realizar o estudo referente balanço de potência, considera-se que, independentemente das fontes de geração e da carga, a potência gerada será sempre igual à consumida adicionada das perdas, garantindo a estabilidade estática do sistema. Logo, considerando-se que o processamento da energia ocorre com rendimento unitário, tem-se:

$$P_{WD} \pm P_{Bat380} - P_{C380} + P_{PV} \pm P_{Bat48} - P_{C48} \pm P_{Rede} = 0 \quad (3.1)$$

em que:

- P_{WD} - potência gerada pelo sistema eólico;
- P_{PV} - potência gerada pelo sistema fotovoltaico;
- P_{C380} - potência consumida pelas cargas conectadas ao barramento CC de 380 V;

- P_{C48} - potência consumida pelas cargas conectadas ao barramento CC de 48 V;
- P_{Bat380} - potência drenada ou injetada pelas baterias conectadas ao barramento CC de 380 V;
- P_{Bat48} - potência drenada ou injetada pelas baterias conectadas ao barramento CC de 48 V.

Conforme foi mencionado anteriormente, o sistema será analisado somente para condição de operação isolada da rede elétrica. No entanto, a equação (3.1) representa a condição para o sistema conectado à rede elétrica, podendo ser reescrita considerando-se as condições de operação no modo isolado, nas quais a rede é desconectada e permanece constantemente desativada. Ademais, nessa situação, os geradores fotovoltaico e eólico poderão ser operados no modo MPPT ou *droop*. Por sua vez, os elementos armazenadores (baterias) regularão a tensão dos barramentos, injetando potência ou absorvendo a quantidade excedente.

Diante do exposto, o balanço de potência é satisfeito por (3.2) no caso em que as baterias injetam energia nos barramentos para complementar a demanda das cargas, ou por (3.3), no caso em que a excedente de energia gerada é absorvido pelos elementos armazenadores, regulando a tensão dos barramentos.

$$\begin{aligned} P_{WD} + P_{Bat380} - P_{C380} + P_{PV} + P_{Bat48} - P_{C48} &= 0 \\ P_{WD} + P_{Bat380} + P_{PV} + P_{Bat48} &= +P_{C380} + P_{C48} \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} P_{WD} - P_{Bat380} - P_{C380} + P_{PV} - P_{Bat48} - P_{C48} &= 0 \\ P_{WD} + P_{PV} &= +P_{Bat380} + P_{C380} + P_{Bat48} + P_{C48} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Nota-se por meio de (3.2) que, se a potência drenada pela carga for crescente e os geradores estiverem no modo MPPT, será drenada toda energia armazenada nas baterias e, se nada for feito para controlar o consumo de energia, os níveis de tensão dos barramentos podem ser drasticamente reduzidos, de modo que a microrrede será desligada.

Por outro lado, a expressão (3.3) denota que, se a potência absorvida pelas cargas e pelos elementos armazenadores for inferior à potência fornecida pelos geradores operando em modo *droop*, as tensões dos barramentos CC serão superiores aos níveis permitidos e a proteção dos barramentos pode atuar. De outra forma, o controle do sistema pode desconectar os elementos geradores de maneira a assegurar a estabilidade dos barramentos CC.

Assim, estabelecendo-se que a tensão dos barramentos é controlada pelo fluxo de potência injetada no barramento e absorvida pelas cargas, pode-se considerar que a mudança no valor da potência injetada ou absorvida ocorre por meio do incremento ou decremento da corrente que circula nos elementos constituintes da MR CC.

As possíveis formas de operação da MR na condição isolada são:

- modo isolado 1 – geração renovável disponibilizada superior à demanda e energia armazenada igual a 100% da capacidade nominal;

- modo isolado 2 – geração renovável disponibilizada superior à demanda e energia armazenada inferior a 100% da capacidade nominal;
- modo isolado 3 – geração renovável disponibilizada equivalente à demanda;
- modo isolado 4 – geração renovável disponibilizada nula ou inferior à demanda.

Nas próximas subseções, os cenários admissíveis para o modo isolado serão investigados detalhadamente.

3.4.2 - OPERAÇÃO EM MODO ISOLADO

O modo isolado de operação ocorre somente quando a rede elétrica deixa de fazer parte do sistema. Nessas condições, para que as cargas continuem sendo alimentadas, estratégias de controle do fluxo de potência devem ser empregadas, haja vista que a somatória das potências médias geradas pelos elementos geradores e fornecidas pelos elementos armazenadores deve ser exatamente igual à parcela demandada pelas cargas somada com as perdas, de maneira a garantir a estabilidade do sistema e controle da tensão dos barramentos CC da MR.

A inviabilidade de utilização da rede elétrica implica a necessidade de elementos armazenadores para regulação da tensão dos barramentos CC e suprimento das cargas quando a geração for insuficiente. Em outros termos, as baterias desempenha no modo isolado uma função similar à rede elétrica no modo interligado, ressaltando-se, evidentemente, as limitações quanto à capacidade de fornecimento em função da capacidade de energia armazenada.

Diante das condições instantâneas de geração e demanda, quatro modos de operação se distinguem, sendo descritos na sequência.

3.4.2.1 - MODO ISOLADO 1

Nessa condição, a energia gerada pelos elementos geradores não pode ser integralmente transferida à carga e, ainda, os elementos armazenadores não absorvem o excedente de energia gerada. Essa condição implicaria a elevação da tensão dos barramentos CC, culminando na instabilidade do sistema. Contudo, para controlar a tensão e garantir a estabilidade, é necessário que a potência gerada seja igual à potência consumida.

A redução da potência entregue pelos elementos geradores aos barramentos CC pode ser realizada através do controle do conversor CC-CC responsável pelo processamento da energia proveniente dessas fontes. Portanto, os elementos geradores passam a operar fora do MPP, e passam a operar no modo *droop*, fornecendo aos barramentos CC apenas o montante de energia necessário à manutenção da carga.

A Figura 3.6 ilustra essa condição de operação. É importante enfatizar que no modo *droop* parte da energia renovável disponível não será utilizada para manutenção da carga, sendo, portanto, não aproveitada.

As expressões que regem o balanço de potência nesse modo de operação são dadas por (3.4). É importante salientar que a condição dos elementos armazenadores, absorvendo ou injetando energia, dependendo do estado de carga dos mesmos.

$$\begin{aligned} P_{Re} &= 0 \\ P_{Bat380} + P_{Bat48} &= 0 \\ P_{WD} + P_{PV} &= P_{C380} + P_{C48} \end{aligned} \quad (3.4)$$

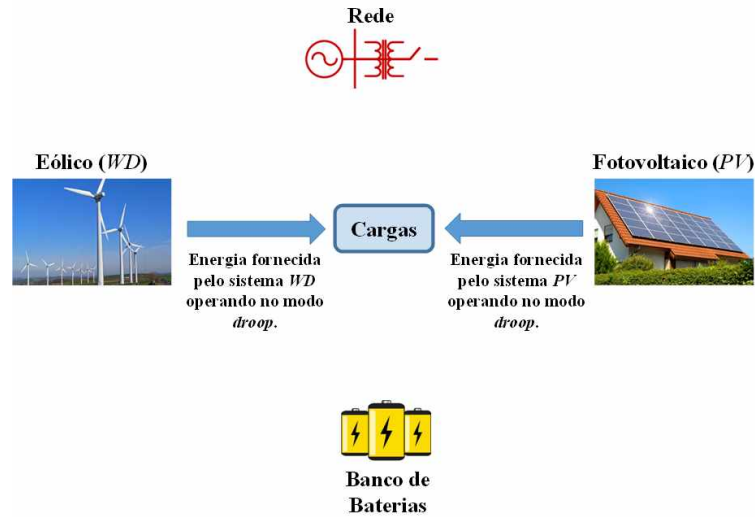


Figura 3.6 – Fluxo de potência no modo isolado 1.

Fonte: Acervo do próprio autor.

3.4.2.2 - MODO ISOLADO 2

Nessa condição, a energia gerada pelos elementos geradores não pode ser integralmente transferida à carga. No entanto, o excedente pode ser absorvido pelos elementos armazenadores, até que se atinja a capacidade nominal de energia acumulada. Essa condição implica a regulação da tensão dos barramentos CC, proporcionando estabilidade ao sistema.

Os geradores podem operar no modo MPPT ou *droop*, o qual é definido pelos níveis de tensão dos barramentos. Além dessa condição, pode-se implementar uma estratégia de controle que monitore a carga da bateria, na qual parte-se do princípio que a geração opera no modo MPPT. Porém, se toda a demanda da carga está sendo suprida e os elementos armazenadores já possuem certo percentual de carga pré-estabelecido, o controle das unidades geradoras é responsável por transferi-las para o modo *droop*, fornecendo apenas o montante de energia necessário para a manutenção da carga e da energia acumulada nas baterias. A Figura 3.7 ilustra essa condição de operação.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são dadas por (3.5). Nesse caso, é importante salientar que a condição dos elementos armazenadores em termos das absorção ou fornecimento de energia depende estritamente de seus respectivos estados de carga.

$$P_{Rede} = 0$$

$$P_{WD} + P_{PV} = P_{C380} + P_{C48} + P_{Bat380} + P_{Bat48} \quad (3.5)$$

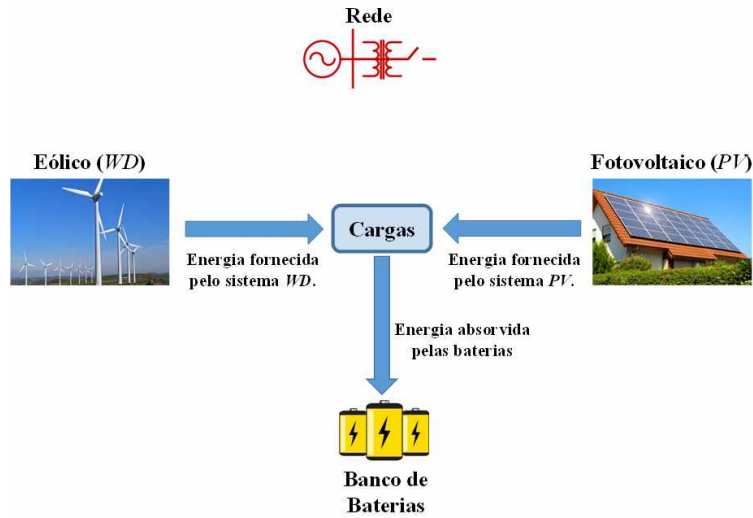


Figura 3.7 – Fluxo de potência no modo isolado 2.

Fonte: Acervo do próprio autor.

3.4.2.3 - MODO ISOLADO 3

Nessa condição, a energia gerada pelos elementos geradores é integralmente transferida à carga. Para essa condição, os sistemas de geração operam no modo MPPT e os elementos armazenadores podem fornecer ou absorver energia, regulando os níveis de tensão dos barramentos CC e proporcionando estabilidade ao sistema. Essa é a melhor condição de operação para o sistema da MR, no qual os sistemas de geração fornecem energia de acordo com a capacidade nominal instalada, proporcionando melhor aproveitamento dos recursos disponíveis. A Figura 3.8 ilustra esse modo de operação.

As equações que regem o balanço de potência nesse modo de operação são dadas por (3.6). Aparentemente, as expressões obtidas se confundem com aquelas obtidas para o modo isolado 1, mas agora a potência disponível pelas fontes renováveis será aproveitada integralmente, enquanto os elementos armazenadores operam regulando a tensão dos barramentos. Esse fato é evidenciado pelo sinal \pm utilizando na equação do balanço de potência, demonstrando que em dado momento os elementos armazenadores podem absorver a pequena quantidade excedente de energia, ou ainda complementar a parcela restante demandada pela carga.

$$P_{Rede} = 0$$

$$P_{WD} \pm P_{Bat380} + P_{PV} \pm P_{Bat48} = P_{C380} + P_{C48} \quad (3.6)$$

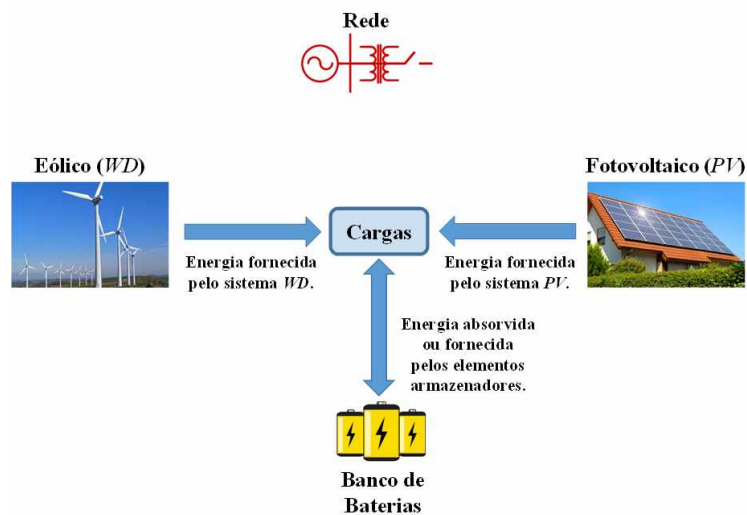


Figura 3.8 – Fluxo de potência no modo isolado 3.

Fonte: Acervo do próprio autor.

3.4.2.4 - MODO ISOLADO 4

No presente panorama, haja vista que a rede elétrica não está presente e os elementos geradores não são capazes de suprir integralmente, ou até mesmo não estejam gerando energia alguma em função da intermitência, a utilização da energia acumulada nos elementos armazenadores é indispensável para o atendimento da demanda e, consequentemente, regular a tensão dos barramentos CC e manter a estabilidade da MR.

Neste modo de operação, o suprimento da demanda, a regulação da tensão dos barramentos e, consequentemente, a estabilidade da MR, são diretamente dependentes da autonomia do sistema de armazenamento e da quantidade de energia armazenada nas baterias. A Figura 3.9 ilustra esse modo de operação.

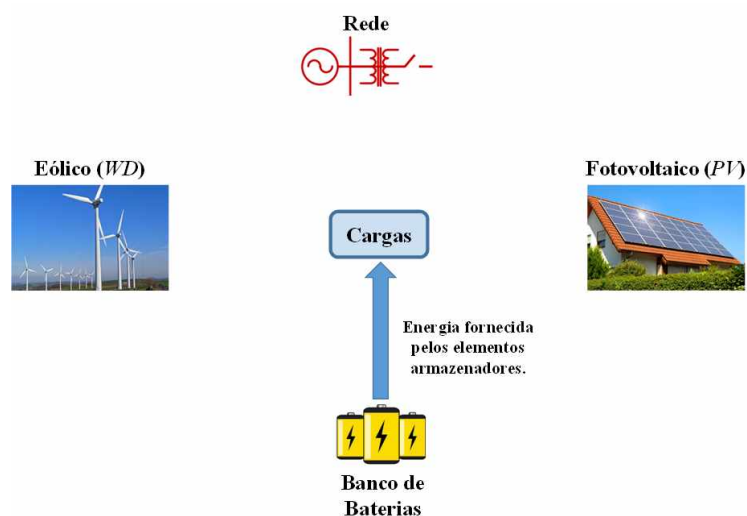


Figura 3.9 – Fluxo de potência no modo isolado 4.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Deve-se enfatizar que a carga crítica máxima é limitada à potência nominal que pode ser suprida pelas baterias, pois esses elementos são responsáveis por manter a carga em operação em uma eventual falha ou intermitência de todas as outras fontes, desde que haja naturalmente energia armazenada. Desta forma, nesse modo de operação, o tempo de atendimento da demanda pode ser prolongado se existir um planejamento de suprimento de cargas prioritárias.

Diante do exposto, o balanço de potência referente à presente condição de operação pode ser expresso por (3.7).

$$\begin{aligned} P_{Re de} &= 0 \\ P_{WD} + P_{PV} &= 0 \\ P_{Bat380} + P_{Bat48} &= P_{C380} + P_{C48} \end{aligned} \quad (3.7)$$

3.4.3 - FLUXOGRAMA DO MODO ISOLADO DE OPERAÇÃO

Em razão do objetivo desse trabalho ser o estudo de uma MR CC isolada, os modos de operação supracitados abrangem todas as possíveis combinações de geração e demanda para o sistema no modo isolado. Ressalta-se que caso se pretenda conectar a MR à rede elétrica da concessionária, é necessário realizar um novo estudo dos modos de operação para tal situação.

Ademais, o prévio estudo do fluxo de potência torna-se crucial para que se possa definir a estratégia mais adequada de controle dos conversores que compõem o sistema proposto, cujo compartilhamento de potência deve sempre garantir a estabilidade estática e dinâmica dos barramentos CC.

A estratégia de controle adotada deve assegurar a transição automática e suave entre os modos de operação, sendo necessária, para tanto, a utilização de sensores estrategicamente posicionados para mensuração das grandezas relevantes à lógica de controle do sistema.

No intuito de compilar as informações obtidas nas seções anteriores, apresenta-se na Figura 3.10 um fluxograma resumo contendo as ações a serem aplicadas aos conversores do sistema de maneira a satisfazer ao balanço de potência para MR CC operar de forma isolada da rede elétrica.

Nota-se no fluxograma que as variáveis de controle que permitem a tomada de decisão estão relacionadas aos níveis de potência gerada pelas fontes renováveis (P_{WD} e P_{PV}) e consumida pelas cargas (P_{C380} e P_{C48}). Contudo, conforme será visto posteriormente, a informação contida na equação (3.1) pode ser obtida indiretamente a partir do valor da tensão dos barramentos CC que, portanto, torna-se uma importante variável de controle do sistema proposto.

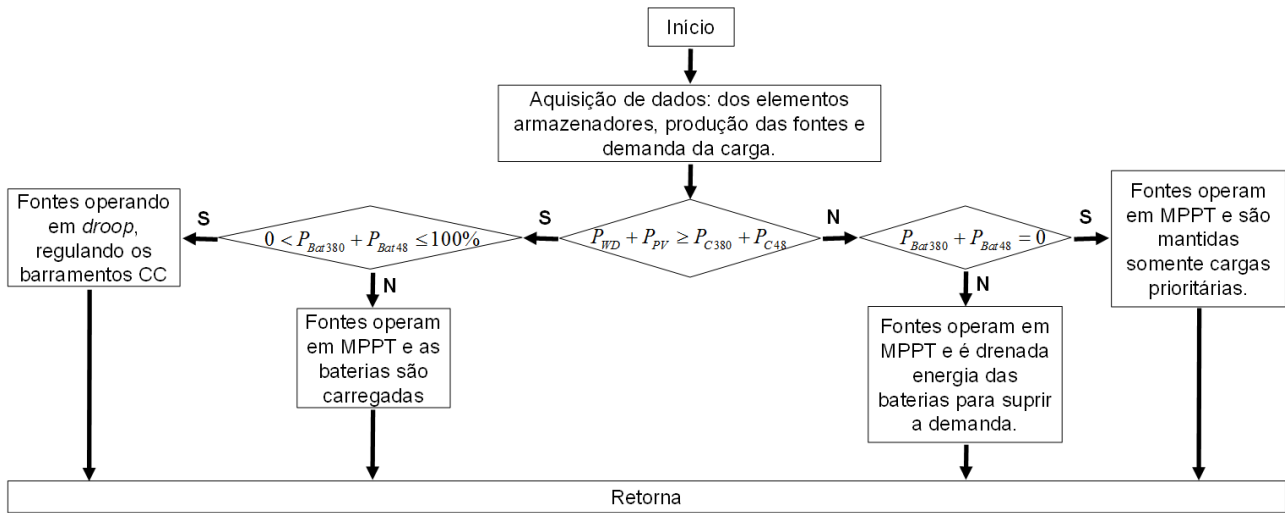


Figura 3.10 – Fluxo de potência nos submodos de operação isolada da MR.

Fonte: Acervo do próprio autor.

3.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os recursos energéticos e os elementos armazenadores que são utilizados na MR CC proposta. Também foram identificados todos os possíveis submodos de operação do sistema operando em modo isolado, obtidos por meio da análise do balanço de potência para o respectivo modo de operação.

Além disso, constata-se que os conversores CC-CC associados aos recursos energéticos utilizados na MR CC proposta podem operar no modo MPPT ou *droop*, dependendo da demanda da carga. O conversor IC proporciona o fluxo de energia entre os barramentos, mantendo o equilíbrio mesmo nos casos em que o recurso energético de um barramento gere mais potência que o outro barramento.

E ainda, no modo isolado, a estratégia de controle dos conversores CC-CC é alterada para garantir a estabilidade da tensão dos barramentos CC, havendo ainda a possibilidade de suprimento da demanda por parte dos bancos de baterias, caso a geração seja nula ou insuficiente.

É oportuno ressaltar que todo o sistema será dimensionado de maneira a permitir que as transições entre os submodos de operação isolada ocorram de maneira suave e automática e, para tal, são utilizados sensores de tensão e de corrente, estrategicamente alocados para fornecer as informações referentes aos níveis de potência instantaneamente gerados/consumidos. Destaca-se que a estratégia de controle do fluxo de potência proposta somente torna-se viável mediante a utilização de fontes de energia e/ou elementos armazenadores capazes de suprir os barramentos CC durante os momentos de demanda.

CAPÍTULO 4

ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE TENSÃO EM MICRORREDES CC

4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme foi anteriormente mencionado, os recursos energéticos e o comportamento do fluxo de potência entre os elementos da MR são aspectos fundamentais no que tange ao seu funcionamento correto. Nesse contexto, a maior preocupação durante o projeto de uma MR é a sua estabilidade, cuja unidade básica para estabilização e integração entre cargas e fontes é o conversor estático de potência [64, 93]. Sabe-se que os conversores estáticos que interconectam tais componentes ao barramento CC da MR devem manter a tensão de saída, correspondente a tensão do barramento, regulada mesmo sob variações de carga e/ou flutuação na tensão de entrada, além de proporcionar a manutenção do fluxo de potência de acordo com a demanda das cargas.

Em situações de emergência ou em regiões distantes da rede básica (rede da concessionária), as MRs operam no modo ilhado, sem qualquer comunicação, podendo exigir múltiplas fontes para a estabilização do sistema. Assim, as fontes devem operar em paralelo e cooperar por meio de um esquema de controle distribuído, em que os conversores tomam as decisões em função das variáveis locais [24, 89, 98].

Neste sentido, objetivando-se o melhor desempenho de uma MR, deve-se considerar que o sistema de controle e gerenciamento de energia deve garantir basicamente dois objetivos gerais, sendo o primeiro a estabilidade de tensão do barramento principal frente a diferentes situações de trabalho e, em segundo lugar, o melhor gerenciamento dos recursos de geração e armazenamento possível, elevando assim a disponibilidade de energia e estabelecendo uma operação economicamente vantajosa. Além disso, é desejável que o sistema também permita a evolução da capacidade da MR, tanto em geração, armazenamento e consumo ao longo do tempo.

Neste capítulo, são abordados os métodos de controle de tensão e gerenciamento de energia do barramento CC mais comumente utilizados na literatura. Em seguida, tem-se uma análise mais detalhada do método de controle por *droop*, o qual será implementado nas simulações da MR CC proposta neste trabalhos. A validação das concepções teóricas do método escolhido será feita por meio de simulações computacionais nos softwares PSIM® e Simulink®.

4.2 - CONTROLE DE TENSÃO DO BARRAMENTO CC

A associação em paralelo de múltiplos conversores em um mesmo barramento de alimentação demanda o emprego de técnicas de paralelismo para garantir um compartilhamento da carga e o controle da tensão do barramento [85]. Nos últimos anos, várias técnicas foram propostas para

diferentes situações de cargas/geração específicas. No entanto, ainda não se chegou a um consenso sobre qual a melhor técnica para o controle dos conversores operando em paralelo na MR CC, devendo esta ser escolhida com base nas especificações particulares de cada projeto [125, 126].

Pode-se dividir as estratégias abordadas na literatura em basicamente duas categorias: paralelismo com comunicação entre os conversores (mestre-escravo) e paralelismo sem comunicação (*droop* de tensão ou estatismo). O paralelismo com comunicação consiste em empregar um elemento centralizado responsável pela regulação de tensão do barramento CC e por definir as referências de corrente dos diversos conversores. Este elemento centralizado pode ser um controlador específico ou um dos conversores, o qual atuaria como mestre e os demais como escravos [85]. Os métodos com comunicação permitem uma maior flexibilidade da operação dos conversores, sendo que diferentes condições de operação podem ser estabelecidas de acordo com rotinas ou critérios adotados pelo elemento centralizado, contudo, a dependência de um elo de comunicação robusto e eficiente pode trazer problemas de confiabilidade.

O paralelismo sem comunicação, por outro lado, procura partilhar a carga do sistema por meio do processamento de informações localmente disponíveis aos conversores, o que garante maior confiabilidade ao sistema e flexibilidade na sua expansão. Existe ainda a possibilidade da utilização de um sistema supervisor, retirando do conversor mestre a função de coordenar a operação dos demais conversores [126].

4.3 - PARALELISMO COM COMUNICAÇÃO

Os sistemas que possuem interconexão de controle baseiam-se em dividir a potência entre as unidades em paralelo. Dentre as propostas encontradas na literatura, existem quatro topologias de controle que mais se destacam: controle central, controle circular (em cadeia), controle distribuído e controle mestre-escravo [64, 85, 89, 98, 125, 126], as quais são descritas na sequência.

4.3.1 - CONTROLE CENTRAL

Nesta técnica, propõe-se o uso de uma unidade de processamento central para controle do paralelismo do sistema. Esta central de controle determina a potência demandada a partir dos requisitos de carga e define a corrente de referência para cada unidade de forma simultânea, conforme mostra a Figura 4.1.

Este método apresenta a possibilidade de continuar operando de forma segura caso uma das unidades de potência seja retirado do sistema, em virtude do processamento centralizado das informações. Sua principal desvantagem é a necessidade de uma unidade externa de processamento de informações que reduz a robustez do sistema, em virtude de não ser possível manter a continuidade de operação do sistema em caso de falhas no controle central e/ou na rede de comunicação.

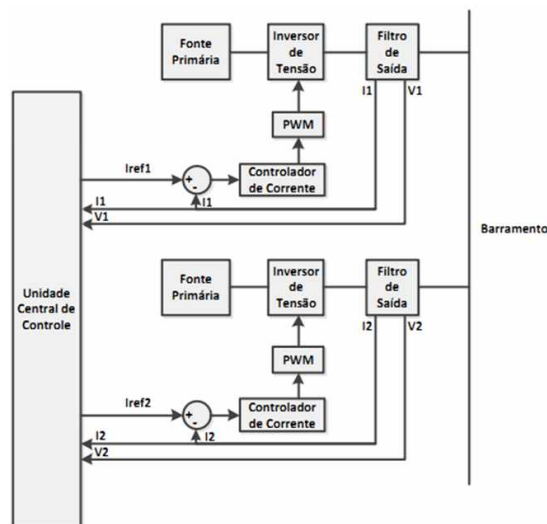


Figura 4.1 – Paralelismo controlado por um controle central.

Fonte: [127].

4.3.2 - CONTROLE CIRCULAR

Neste sistema, as malhas de controle de corrente dos inversores são fechadas em anel, conforme ilustra a Figura 4.2. A filosofia principal é otimizar a dinâmica do sistema, de modo que as correntes de referência sejam obtidas a partir da unidade de potência anterior. A grande desvantagem dessa proposta de controle é o eventual rompimento do anel, levando ao comprometimento de sua operação e ainda, não apresenta flexibilidade operacional.

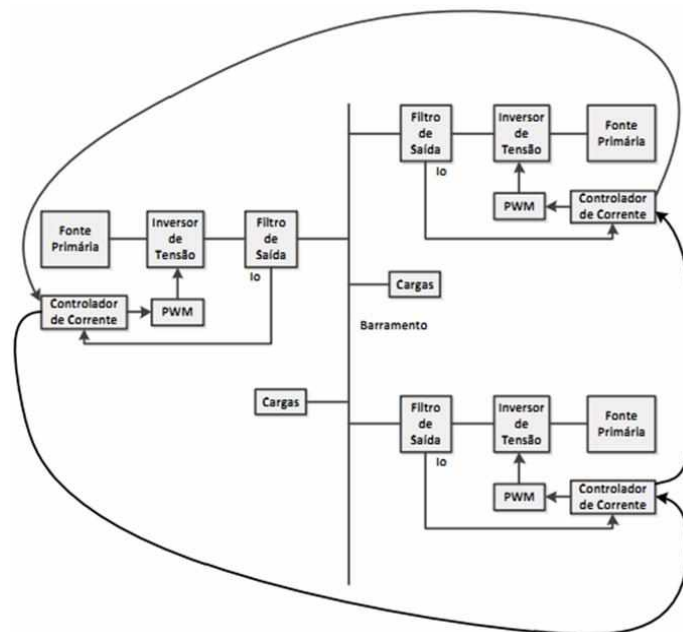


Figura 4.2 – Controle circular.

Fonte: [127].

4.3.3 - CONTROLE DISTRIBUÍDO

O controle distribuído é uma evolução do controle central, segundo a Figura 4.3. Neste sistema, não existe uma unidade central de processamento de informações. Esta técnica possibilita a operação independente, porém sincronizada das unidades do sistema por meio de um barramento específico para trafegar dados, tais como: frequência, fase, tensão e correntes de referência de cada unidade.

Em virtude do maior fluxo de informações no barramento de dados, esta técnica apresenta desvantagens na mudança do modo de operação e maior dificuldade para expansão do sistema, uma vez que a quantidade de informações é diretamente proporcional ao número de unidades.

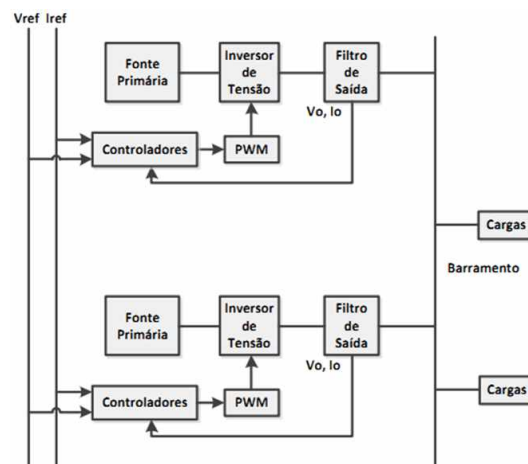


Figura 4.3 – Controle distribuído.

Fonte: [127].

4.3.4 - CONTROLE MESTRE-ESCRAVO

A técnica mestre-escravo, utilizada tipicamente no paralelismo de inversores, determina que um dos elementos deva funcionar como mestre e os demais como escravos, de acordo com a Figura 4.4. Neste sentido, o conversor mestre é a referência de tensão para as demais unidades do sistema.

Essa técnica tem como desvantagem a dependência de uma rede de comunicação rápida e robusta entre os conversores, necessária para que seja conhecida a produção de cada uma das fontes e a demanda das cargas, para configurar os valores de referência de cada conversor escravo do sistema.

Embora o sistema de comunicação não seja a priori um problema tão relevante em MRs de pequena dimensão, visto que a comunicação necessária é de baixa latência e o tráfego de informação é pequeno, a perda de comunicação ou alguma falha no conversor mestre pode provocar o desligamento de todo o sistema. Assim, as vantagens dessa técnica são a facilidade de sua aplicação e o modo único de operação dos conversores escravos, tanto no modo conectado como no modo isolado.

Nas MRs CC, as fontes em um esquema de controle distribuído operam cooperativamente para regular a tensão do barramento, mas surge um problema de compartilhamento de carga, sendo que cada fonte deve fornecer energia à carga proporcional à sua capacidade. Nesse contexto, o compartilhamento de carga é essencial para evitar que algumas fontes se sobrecarreguem, perdendo-se a confiabilidade dos sistemas de REDs.

A operação coordenada da MR CC depende da capacidade de regulação de potência dos conversores no sistema, incluindo conversores CC-CC unidirecionais para módulos fotovoltaicos, conversores CC-CC bidirecionais para os elementos armazenadores e conversores CA-CC para sistemas eólicos. Esses vários tipos de conversores possuem diferentes princípios de funcionamento e estratégias de controle [130].

Para aumentar a flexibilidade da MR CC, o controle de cada RED precisa ser ajustado ativamente em tempo real. Em outras palavras, cada unidade conversora deve ser capaz de alterar adaptativamente o estado de regulação do terminal de saída e, conseqüentemente, ajustar os níveis de tensão do barramento de acordo com as condições operacionais do sistema.

Assim, o controle por *droop* é usado principalmente em conversores operando paralelamente para obter compartilhamento de energia e aumentar a confiabilidade do sistema [131-133]. Sua principal desvantagem é representada pela má regulação de tensão. Para solucionar este inconveniente, várias alternativas para os métodos *droop* foram desenvolvidas em [134-136] buscando restaurar a tensão para o valor nominal. No entanto, outra questão crítica é que o controle por *droop* tradicional resulta em compartilhamento de energia impreciso quando as impedâncias de saída ou de linha dos conversores em paralelo são diferentes [137-139].

Para melhorar o compartilhamento de energia e aumentar a confiabilidade de um sistema, os conversores dos REDs podem ser modelados como fontes de tensão imperfeitas quando o controle por *droop* é aplicado na forma de uma fonte de tensão ideal com uma resistência intrínseca em série [140]. Então, as MRs CC podem ser representadas na forma do paralelismo de múltiplas fontes de tensão imperfeitas.

Para entender a diferença entre a energia fornecida por fontes paralelas, um circuito simplificado com duas fontes fornecendo energia para uma determinada carga é apresentado na Figura 4.5. O circuito equivalente da MR CC da Figura 4.5 (a) é representado de outra forma na Figura 4.5 (b), em que V_{CC1} e V_{CC2} são as tensões de saída do conversor 1 e do conversor 2, respectivamente; e R_1 e R_2 são as resistências equivalentes até o ponto de conexão ao barramento comum da MR (ponto A).

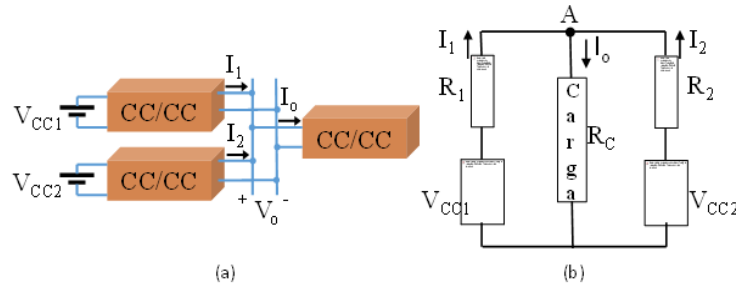


Figura 4.5 – (a) Sistema da MR CC com dois conversores conectados em paralelo e (b) circuito equivalente do sistema.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Aplicando-se as leis de Kirchhoff ao circuito da Figura 4.5(b), as correntes de saída dos dois conversores podem ser obtidas pelas equações (4.1) e (4.2):

$$I_1 = \frac{V_{CC1} - V_{CC2}}{R_1 + R_2} + \frac{R_2}{R_1 + R_2} I_o \quad (4.1)$$

$$I_2 = \frac{V_{CC2} - V_{CC1}}{R_1 + R_2} + \frac{R_1}{R_1 + R_2} I_o \quad (4.2)$$

sendo que I_1 e I_2 são as correntes de saída do conversor 1 e do conversor 2, respectivamente; e I_o é a corrente de carga. A diferença de compartilhamento de corrente entre os conversores é dada por:

$$\Delta I = I_1 - I_2 = \frac{2(V_{CC1} - V_{CC2})}{R_1 + R_2} + \frac{R_2 - R_1}{R_1 + R_2} I_o \quad (4.3)$$

Analisando a equação (4.3), pode-se observar que, se $V_{CC1} = V_{CC2}$ e $R_1 = R_2$, então $\Delta I = 0$, ou seja, ambos os conversores fornecem a mesma corrente. Nota-se que a diferença de fornecimento de potência é diretamente proporcional às diferenças de tensão das fontes e resistências série. Além disso, no denominador de (4.3), percebe-se que à medida que as resistências série aumentam, melhora-se o compartilhamento de carga.

A corrente de carga I_o é a soma da contribuição da corrente individual de cada conversor, isto é:

$$I_o = I_1 + I_2 = \frac{V_{CC1}R_2 + V_{CC2}R_1 - V_o(R_1 + R_2)}{R_1R_2} \quad (4.4)$$

A tensão no barramento CC representada por V_o é dada por:

$$V_o = \frac{V_{CC1}R_2 + V_{CC2}R_1}{R_1 + R_2} - \frac{R_1R_2}{R_1 + R_2} I_o \quad (4.5)$$

Em (4.5), tem-se que a tensão V_o é composta por dois termos, sendo que um dos mesmos é a média ponderada das tensões das fontes e o outro é a resistência equivalente do paralelo das resistências série multiplicada pela corrente de carga. Se $V_{CC1} = V_{CC2}$ e as resistências forem acrescentadas igualmente, o primeiro termo da equação (4.5) não é alterado. Entretanto, a resistência equivalente paralela é incrementada, degradando a regulação na tensão de carga. Nesse

sentido, existe uma relação de compromisso entre compartilhamento de carga e regulação de tensão incrementando-se a resistência de saída.

Por ser um método autônomo com característica de malha aberta, as principais vantagens do controle por *droop* são: a utilização de somente variáveis locais e independentes da comunicação entre as fontes geradoras; e a existência de uma relação de compromisso entre compartilhamento de carga e regulação de tensão.

No intuito de exemplificar a diferença de potência e corrente fornecida a uma carga compartilhada por duas fontes através do controle por *droop*, simulou-se o circuito da Figura 4.5 (b) considerando dois casos de compartilhamento distintos para demonstrar o compartilhamento de corrente e potência. A Figura 4.6 representa os resultados obtidos com a simulação.

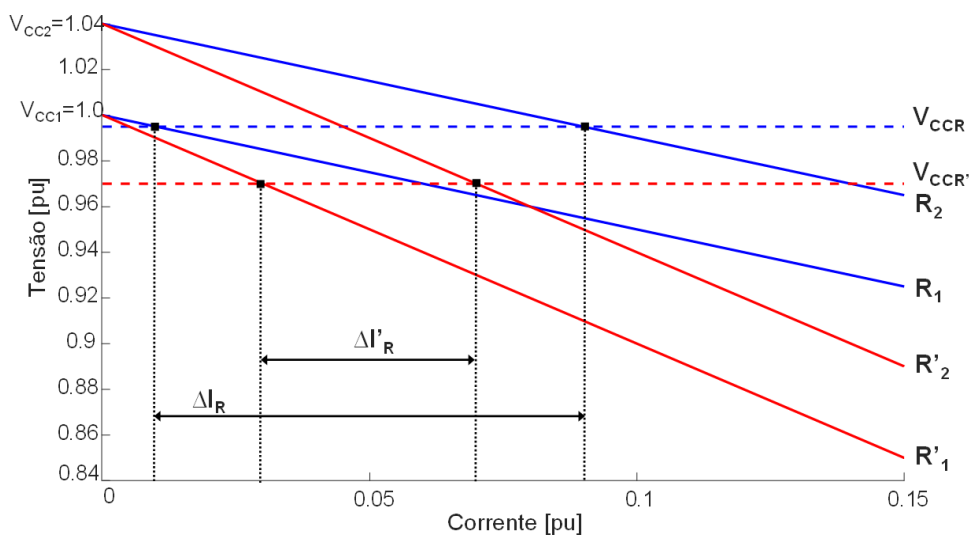


Figura 4.6 – Compartilhamento de corrente para duas fontes com tensões diferentes e resistências equivalentes iguais em uma MR CC.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Em uma primeira situação, representada pelas curvas em azul da Figura 4.6, considerou-se que as fontes possuem tensões diferentes, sendo que a fonte V_{CC2} possui tensão 4% maior que a tensão da fonte V_{CC1} e as resistências equivalentes são iguais e com valores muito pequenos $R_1=R_2$. Para este caso, verifica-se que o compartilhamento de potência entre as fontes apresenta grande diferença, conforme é evidenciado pela diferença de corrente fornecida pelas fontes ao barramento principal.

O compartilhamento torna-se mais evidente ao se observar a Figura 4.7, que representa a contribuição de potência de cada fonte ao barramento da MR CC. Verifica-se nas curvas em azul que a fonte com maior tensão V_{CC2} não só fornece toda a potência demandada pela carga, mas também injeta potência na fonte adjacente V_{CC1} . É interessante recordar que elementos armazenadores não só podem fornecer potência, mas também podem absorvê-la. Desta forma, o

comportamento de V_{CCI} pode ser considerado como sendo característico de elementos armazenadores de energia.

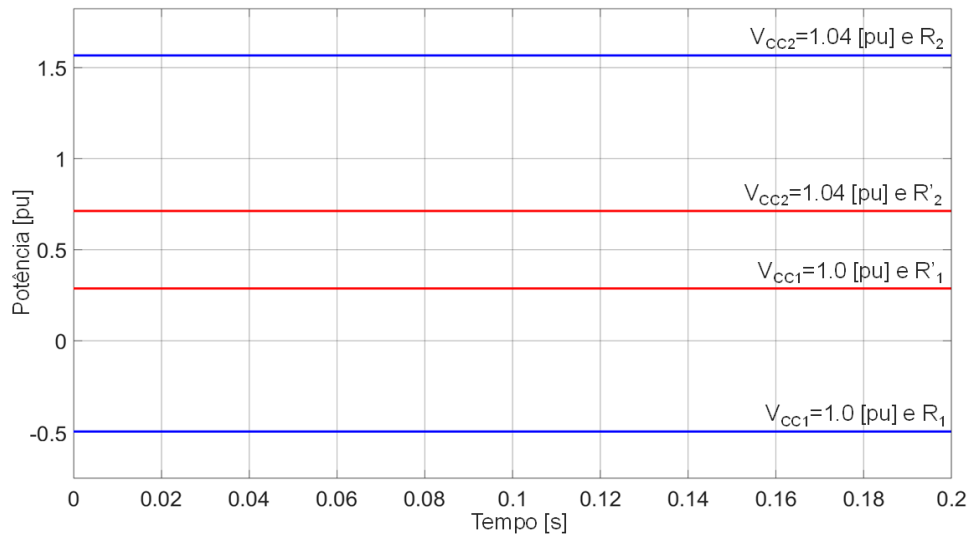


Figura 4.7 – Contribuição de potência de cada fonte para $V_{CC1} \neq V_{CC2}$ e com valores muito baixos para $R_1=R_2$.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Em uma segunda situação, representada pelas curvas em vermelho da Figura 4.7, considera-se ainda que a diferença da tensão entre as fontes V_{CC2} e V_{CC1} é 4%, havendo um aumento de cinco vezes nos valores das resistências, isto é, $R_1=R_2=5 \cdot R_1$. Percebe-se que mesmo com a diferença de tensão entre as fontes, o compartilhamento é melhor, reduzindo a contribuição de corrente de V_{CC2} e aumentando a contribuição de corrente de V_{CC1} fornecida ao barramento principal. Essa diferença é evidenciada por meio de ΔI_R conforme é representado na Figura 4.6.

Para estas condições, a fonte com tensão mais elevada V_{CC2} fornece a maior parte da potência à carga, conforme pode ser visto nas curvas em vermelho da Figura 4.7. Porém, diferentemente da condição anterior, ainda que a potência fornecida por V_{CC1} seja menor, a fonte V_{CC1} contribui no compartilhamento, fornecendo parte da potência que a carga requer.

Assim, a partir dos conceitos pertinentes ao comportamento de *droop* em sistemas, torna-se evidente a existência de uma relação de compromisso entre a regulação de tensão e o compartilhamento de carga.

No que concerne as microrredes CC, o controle por *droop* pode ser realizado através da inserção de impedâncias virtuais na malha de controle de tensão dos conversores, por meio da realimentação da sua corrente de saída, garantindo uma divisão da potência de carga e a definição natural do ponto de operação, mas a tensão do barramento CC tende a se tornar dependente da carga.

Existem diversas formas de implementação do *droop*, embora todas as formas basicamente busquem a emulação de uma resistência virtual incluída por meio da realimentação da corrente do indutor [130] ou da saída do conversor (controle por *droop* de tensão) [51]. A definição do *droop*

por meio da potência de saída também é encontrada na literatura [43], mas tal definição introduz termos não lineares na malha de tensão que podem afetar a estabilidade da MR.

No controle por droop de tensão, a impedância virtual é inserida na malha de controle de tensão dos conversores, por meio da realimentação da sua corrente de saída.

$$V_{ref} = V_{nom} - R_{dK} I_o \quad (4.6)$$

em que:

- V_{nom} – tensão a vazio do conversor;
- R_{dK} – resistência virtual de *droop*.

Segundo [42], um valor de R_{dK} elevado tende a proporcionar um melhor compartilhamento de carga entre conversores de parâmetros de controle semelhantes, no entanto, a variação da tensão do barramento se torna maior. Por outro lado, ao se reduzir R_D para limitar a variação de tensão, prejudica-se o compartilhamento da corrente, de forma que existe um compromisso entre os dois parâmetros que deve ser estipulado no projeto do sistema.

No caso do uso do método de *droop* em fontes com potência variável, como geradores intermitentes e bancos de baterias, pode-se alterar o valor de R_D em função da máxima potência disponível ou do estado de carga, em um processo conhecido como *gain scheduling* [85, 141]. Porém, a sintonia desse processo em um sistema com múltiplos elementos e sem comunicação pode se tornar muito complexa e afetar a estabilidade do sistema.

4.5 - HIERARQUIA DE CONTROLE

Uma vez introduzidos os conceitos que tangem aos métodos de controle de tensão e gerenciamento de energia do barramento CC de uma microrrede, deve-se definir a hierarquia desses sistemas de controle segundo a proposta introduzida em [65], conhecida como controle hierárquico.

O controle hierárquico distribui as tarefas a serem executadas pelo sistema de controle de uma microrrede a diferentes níveis de controle. O nível primário (nível mais básico) é definido como sendo responsável pelo controle individual dos conversores e pelo paralelismo. O nível secundário se responsabiliza por corrigir desvios de tensão e equalizar diferenças de carga entre conversores de mesma função. O nível terciário se destina ao gerenciamento da energia da microrrede e o controle do fluxo de potência entre a microrrede e a rede externa. Essa estrutura se baseia no conceito de camadas utilizado em sistemas de comunicação de dados, de modo que se permite a utilização de diferentes técnicas e algoritmos na implementação de cada nível. A Figura 4.8 representa os níveis de hierarquia de controle que podem ser implementados em MRs.

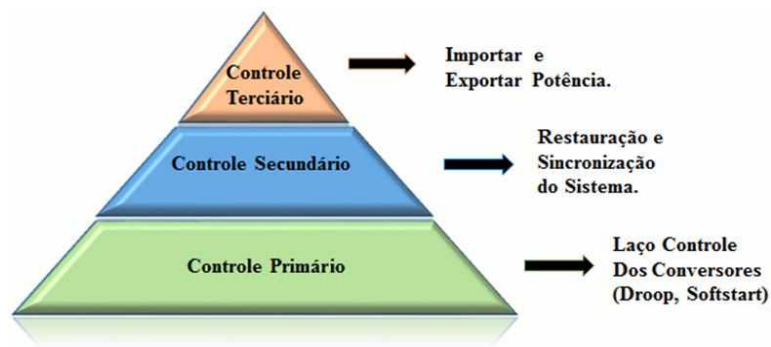


Figura 4.8 – Níveis de hierarquia de controle de MRs.

Fonte: Adaptado de [142].

Segundo [42, 129, 142], um ponto interessante na hierarquia de controle é que a dependência do elo de comunicação pode ser minimizada ao se distribuir as ações de controle, isto é, ao invés do controle secundário/terciário, estabelecendo-se diretamente as referências de tensão, corrente e/ou potência dos conversores da MR, pode-se repassar aos conversores a informação necessária para que cada elemento execute as ações de controle individualmente. Assim, em caso de falha de comunicação, o nível primário manteria o sistema funcionando sem interrupção.

Neste trabalho, o nível primário de controle considerado, se baseia em sinalização de barramento. Segundo [85], esta técnica consiste em se determinar uma janela de tensão, dentro da qual o barramento CC pode variar livremente. Esta janela é segmentada em setores, os quais representam diferentes condições de operação para os elementos da MR, de forma que o fluxo de potência entre os mesmos pode ser definido na etapa de projeto.

Cada fonte do sistema tem suas características $V-I$ que podem variar em um amplo campo de operação. Essas características das fontes impõem que cada respectivo conversor de interligação aos barramentos CC possua pelo menos dois modos de operação: um como fonte de corrente ou potência; e outro como fonte de tensão, utilizando neste caso um controle em *droop* para permitir o paralelismo de conversores que se encontrem no mesmo modo.

Com isso, um desequilíbrio entre a potência consumida e a injetada no barramento CC irá provocar uma alteração na sua tensão média, de modo que um excedente de potência tende a elevar a tensão do barramento, enquanto um déficit leva à sua redução. Tal estratégia proporciona melhor gerenciamento energético na MR.

Objetivando o melhor aproveitamento dos REDs da MR proposta, torna-se evidente o uso de técnicas de controle. Nas seções anteriores, foram aludidos esses conceitos e se mencionou que a regulação da tensão no sistema será feita baseando-se no controle por inclinação (*droop*) com base na técnica de sinalização de barramento CC (*scheduling*). O controle proposto não é dissipativo e é baseado na inserção de resistência virtual como parâmetro de controle.

Neste sentido, a fim de obter o aproveitamento máximo das fontes do sistema, surge a necessidade de descrever o comportamento da tensão no barramento CC atribuindo estados de operação ou níveis de tensão DBS, que compreende os intervalos nos quais a MR CC pode estar em condições operacionais. Embora os padrões CC para aplicações residenciais ainda não estejam totalmente desenvolvidos, pesquisadores focados em aplicações de telecomunicações e industriais, sugerem que a queda de tensão máxima entre fonte e carga não seja superior a 2% [143-146].

As tensões nominais dos barramentos da MR CC proposta nesse trabalho é de 48 V e 380 V. Neste sentido, o valor de 1 p.u. será considerado a referência para qualquer um dos dois barramentos, com tolerância de $\pm 5,3\%$. Essas considerações são determinísticas na elaboração dos setores que representam o perfil de tensão dos barramentos. Para este trabalho, estipulou-se uma janela de tensão de $\pm 5,3\%$, centralizada em 1 p.u., o que fornece um total de quatro setores nos quais o sistema pode trabalhar com segurança. A Figura 4.9 representa a divisão dos setores de tensão.

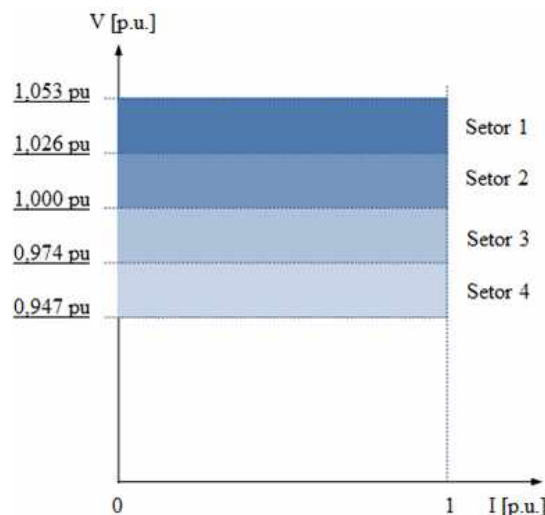


Figura 4.9 – Setores de sinalização da tensão nos barramentos da MR CC.

Fonte: Adaptado de [85].

Setor I. (1,053 p.u. – 1,026 p.u.). Excedente de geração. Os conversores RRCs atuam no modo tensão, regulando o barramento principal juntamente com o IC. Os conversores ESCs operam em modo carga, podendo se comportar como carga de potência constante ou de corrente constante, dependendo do projeto. As baterias são carregadas na máxima corrente permitida. Caso a MR esteja interligada ao sistema elétrico, o conversor BGIC se encontraria no modo corrente, comportando-se como uma carga de corrente constante, ou seja, exportando a máxima potência permitida para a rede elétrica;

Setor II. (1,026 p.u. – 1,0 p.u.). Excedente de geração. Os conversores RRCs passam a atuar como fonte de potência constante, injetando a máxima potência do arranjo fotovoltaico e do sistema eólico. Este modo de operação é denominado modo MPPT. Os conversores ESCs ainda atuam em

modo carga. Quando a MR estiver interligada à rede elétrica, o conversor BGIC opera em modo tensão, exportando o excedente de potência à rede elétrica. O IC atua regulando a tensão dos barramentos CC da MR;

Setor III. (1,0 p.u. – 0,974 p.u.). Déficit de geração. Os conversores RRCs operam em modo MPPT. Se a MR estiver interligada, o conversor BGIC opera em modo tensão, no entanto, importando energia da rede elétrica para a MR. Os conversores ESCs passam a operar em modo tensão ainda como carga, mas a corrente de carga das baterias é reduzida de acordo com a demanda da MR;

Setor IV. (0,974 p.u. – 0,947 p.u.). Déficit de geração. Os conversores RRCs atuam em modo MPPT, caso a MR esteja interligada o conversor BGIC entra em modo corrente, importando a máxima potência da rede elétrica, enquanto os conversores ESCs em modo tensão passam a regular o barramento principal.

Quando a MR em estudo operar em modo ilhado, a estratégia descrita estabelece um fluxo de potência básico entre os conversores em função da tensão dos barramentos CC, a qual foi projetada para privilegiar a injeção da máxima potência produzida pela geração local na maioria das situações de operação. Assim, utiliza-se a energia do sistema de armazenamento quando a carga da MR exceder a capacidade de potência gerada pelo sistema fotovoltaico e eólico.

Para exemplificar melhor, pode-se considerar situações operacionais no que tange à demanda de potência da MR como, por exemplo, no caso da MR apresentar carga leve. Assim, o sistema tenderá a operar nos setores I e II, com excedente de geração, o qual carregará o banco de baterias e se estiver conectado à rede, haverá exportação de potência excedente.

Já uma carga mais elevada irá tender a produzir um déficit de geração, demandando a importação de energia da rede e/ou descarregamento do sistema de armazenamento, setores III e IV. Caso a tensão dos barramentos decaia abaixo de 0,947 p.u., todos os conversores da MR passariam a atuar em modo corrente. Como não haveria um elemento responsável pela regulação da tensão de barramento, existe a possibilidade de o barramento entrar em colapso, logo demandando a atuação de proteções e/ou desconexão de cargas (*load shedding*) [96].

A desconexão de cargas é uma estratégia que deve ser definida pelo projetista do sistema MR em função das particularidades intrínsecas a cada instalação e tem como alternativa de reconfiguração o nível terciário de controle para otimização dos recursos locais.

Após delineados os setores de operação, a funcionalidade de cada conversor e as janelas de tensão, pode-se estabelecer curvas estáticas de sinalização para descrever o comportamento de cada conversor, como as apresentadas na Figura 4.10. É importante ressaltar que no modo isolado, ou seja, na ausência do BGIC, o conversor de interconexão funciona como regulador da tensão dos barramentos CC da MR.

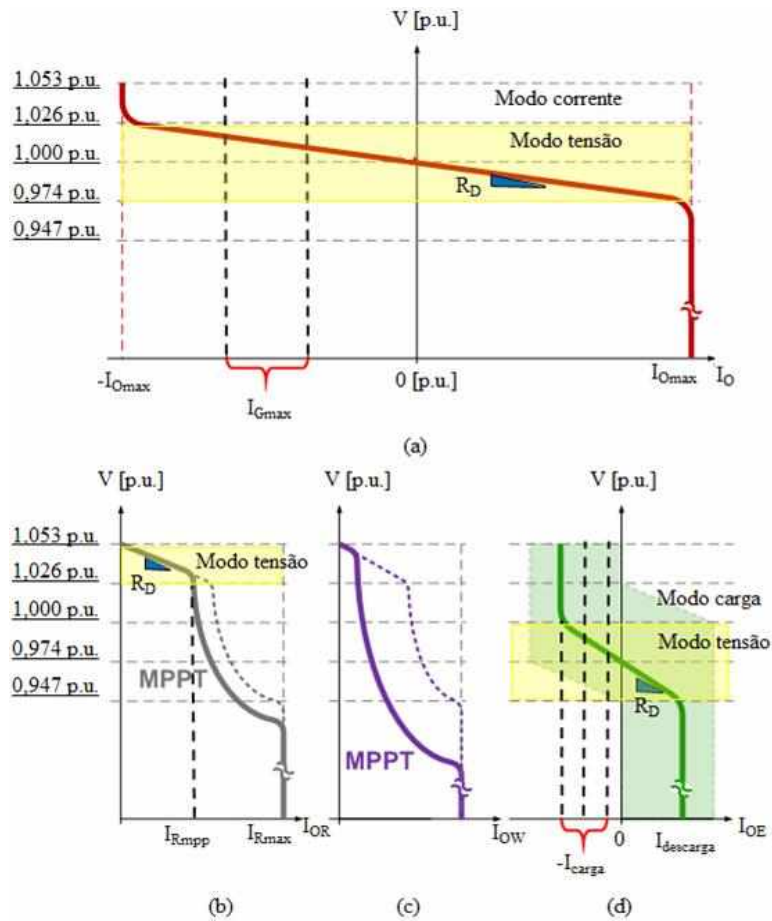


Figura 4.10 – Setores de sinalização da tensão nos barramentos da MR CC, (a) IC e BGIC; (b) RRC solar; (c) RRC eólico; (d) ESCs.

Fonte: Adaptado de [85].

A curva de *droop* que representa o comportamento bidirecional do conversor BGIC (modo interligado) ou IC (modo ilhado) é representada pela Figura 4.10 (a). No primeiro quadrante do plano V - I , a MR está absorvendo energia da rede, enquanto no segundo o excedente de energia gerada está sendo injetado na rede de acordo com a demanda do operador do sistema. Nesta curva, a interceptação do eixo que representa a tensão do sistema é escolhida para ser 1 p.u., que é a tensão nominal do barramento. O conversor pode trabalhar no modo tensão ou no modo corrente conforme delimitado pelo joelho da curva V - I . O modo tensão é representando pela inclinação constante da curva até os limites dos joelhos, representados por 1,026 p.u. e 0,974 p.u.

No conversor BGIC e IC, o parâmetro I_{Omax} representa o limite de saturação de corrente imposta ao conversor, o qual está normalmente relacionado a sua capacidade de potência. Assim, o conversor operará no modo tensão enquanto a potência que ele manipula for menor do que a sua saturação, caso contrário ele entra em modo corrente. Quando estiver interconectada, nem sempre a rede elétrica poderá absorver um nível de potência equivalente à máxima capacidade do conversor. Logo, o limite de saturação do lado esquerdo (exportação de energia) da curva DBS poderá ser

reduzido pelo controle terciário, caso a concessionária assim o solicite. Esse novo limite de corrente é definido como uma máxima corrente de injeção na rede (I_{Gmax}).

A curva característica V-I do RRC solar é mostrada na Figura 4.10 (b). A linha pontilhada representa a capacidade máxima de conversão, o que significa que quando a tensão nos terminais do conversor está na faixa de 1,026 p.u. a 1,053 p.u., este conversor opera no modo tensão, auxiliando na regulação da tensão dos barramentos CC. Uma vez que atinja o MPP, o conversor continuará operando no modo MPPT até que a tensão esteja na faixa de operação. A curva MPPT nem sempre será aquela representada na linha pontilhada, em razão de sua variação provocada pela incidência solar em cada momento específico. Pode-se notar que o “joelho $V-I$ ” da linha continua não está exatamente em 1,026 p.u.

Na Figura 4.10 (c), é mostrada a curva $V-I$ do RRC eólico. As considerações acerca desse conversor são semelhantes àsquelas válidas para o RRC solar. A única diferença é que, em sistemas eólicos, o MPPT depende apenas da velocidade do vento. Ainda sobre os conversores RRC, o modo tensão apenas será utilizado quando a potência produzida for superior à demanda da carga, do banco de baterias e da capacidade de exportação de energia da MR, o que é um caso bastante particular.

Neste modo, a potência produzida pelo arranjo fotovoltaico ou sistema eólico, é inferior à sua máxima potência. À medida que o sistema demanda mais potência dos RRCs, a tensão de barramento tende a cair e a corrente injetada pelo conversor tende a se elevar. O conversor limita a potência de saída no MPP, transitando para o modo MPPT, o que produz curvas distintas para cada nível de insolação e velocidade do vento. Desta forma, no limite do modo tensão, o parâmetro I_{Rmpp} representa a corrente de máxima potência do arranjo ou do gerador eólico, refletida para a saída do conversor.

Do ponto de vista operacional, o conversor ESC representado pela DBS da Figura 4.10 (d) possui propriedades de *droop* bem diferente das apresentadas pelos demais conversores da MR. Esta curva pode ser alocada em qualquer lugar dentro da área verde sombreada, chamada faixa de operação. As bordas verticais à direita e à esquerda, representam a capacidade de saturação do próprio conversor, ou seja, a máxima corrente de descarga do sistema ($I_{descarga}$), atribuída a máxima corrente do conversor e a máxima corrente de carga (I_{carga}) do banco de baterias, referida para garantir uma carga segura. Normalmente a corrente de carga é inferior à corrente de descarga, de forma que o modo tensão do conversor ESC não penetrará todo o setor III.

Baseando-se nas análises operacionais feitas para cada conversor e seus modos de operação, percebe-se que a região de atuação do modo tensão depende da resistência de *droop* e dos limites de saturação de cada conversor.

4.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados alguns aspectos associados a uma das questões fundamentais referentes à concepção de MRs CC: o controle da tensão no barramento CC. Diante do exposto, destacam-se as seguintes constatações principais:

- A escolha do método de controle de tensão é de fundamental importância no projeto de MRs CC.
- O controle por *droop* se mostra uma opção bastante interessante no controle da tensão por *scheduling*, pois é descentralizado, não requerendo de sistemas de comunicação como no caso dos métodos mestre-escravo e hierárquico. Isto melhora a confiabilidade global do sistema e permite a expansão da MR de maneira simples e em curto prazo.
- A associação de técnicas de controle aplicadas ao controle por *droop* de tensão é uma opção adequada, visto que integra as características do controle descentralizado, estabelecendo também níveis hierárquicos.

CAPÍTULO 5

MODELO MATEMÁTICO DA MR CC EM REGIME PERMANENTE

5.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta uma proposta de modelagem da MR na qual se abre mão de aspectos específicos no que tange à diversidade de fontes, cargas e topologias de conversores, visando obter um modelo matemático simplificado que pode ser aplicado a qualquer MR CC.

A associação entre fonte/carga e conversor é tratada como um elemento único, cujo comportamento é determinado pelo método de controle, a exemplo de *droop* e MPPT. Nesse tipo de abordagem, são consideradas as principais interações entre fontes/cargas de forma dinâmica sem considerar especificamente as topologias dos conversores estáticos, proporcionando a redução da complexidade do modelo. Dessa forma, simplifica-se a análise, permitindo uma melhor compreensão de como cada elemento pode afetar a estabilidade do sistema.

Assim, todos os elementos passíveis de serem encontrados em uma MR CC, seja em termos de fontes ou cargas, podem ser representados pelos seus respectivos modelos matemáticos. A partir dos modelos individuais, obtém-se o modelo completo da MR, que possui um número reduzido de equações diferenciais, cuja análise permite identificar as variáveis que afetam de maneira significativa a estabilidade do sistema.

5.2 - FONTES E CARGAS DA MR CC

Em sistemas MR CC, cada fonte pode ser controlada pelo método de *droop* ou MPPT. Para simplificar a análise matemática que se segue, as fontes são modeladas como uma fonte de corrente ideal I_{NK} em paralelo com uma resistência virtual de *droop* R_{dK} . Em termos das cargas, a maioria desses elementos é modelada como possuindo característica resistiva, de potência constante ou corrente constante, conforme é recomendado por [147]. A classificação correta é essencial para que o estudo das quedas de tensão e parcelas de corrente associadas às cargas seja útil para prever o comportamento do sistema.

As cargas de impedância constante drenam uma corrente que é diretamente proporcional à tensão nos terminais da carga, ou seja, a corrente diminui à medida que a tensão nos terminais da carga diminui e vice-versa. Nessa categoria, podem ser incluídos aquecedores, relés, válvulas solenoides, motores do tipo universal e lâmpadas incandescentes.

As CPLs drenam uma corrente que é inversamente proporcional à tensão nos terminais da carga, ou seja, a corrente na carga diminui à medida que a tensão nos terminais aumenta e vice-

versa. Inversores, cargas alimentadas por meio de conversores estáticos CC-CC e motores diversos enquadram-se nessa categoria.

As cargas de corrente constante drenam essencialmente uma mesma corrente para diversas tensões de entrada. Exemplos dessa categoria são algumas fontes de potência CC (fontes reguladas *shunt*) e alguns tipos de motores.

As cargas resistivas e CPLs são as mais comuns nos sistemas MRs CC, mas existem cargas que não são classificadas por nenhuma das categorias supracitadas. Neste sentido, recomenda-se em [147] que, se as características quanto à natureza da carga são desconhecidas, assume-se que tal carga possui característica do tipo CPL no intuito de modelá-la. Essa recomendação se deve ao fato das cargas CPL serem as principais causas de instabilidade em um sistema.

O modelo matemático proposto neste trabalho consiste em um sistema com múltiplas fontes em paralelo conectadas a múltiplas cargas por meio de um barramento CC comum, conforme ilustra a Figura 5.1. A análise matemática é restrita somente a um barramento CC, mas é importante salientar que o mesmo procedimento pode ser aplicado para uma MR CC composta por vários barramentos. Assim, deve-se incluir nos equacionamentos somente as relações de transformação impostas pelos conversores bidirecionais, sejam estes isolados ou não, os quais realizam a interface entre os barramentos da MR. O modelo obtido a partir do circuito com n -fontes na Figura 5.1 será referido deste ponto em diante como modelo de n -fontes e m -cargas.

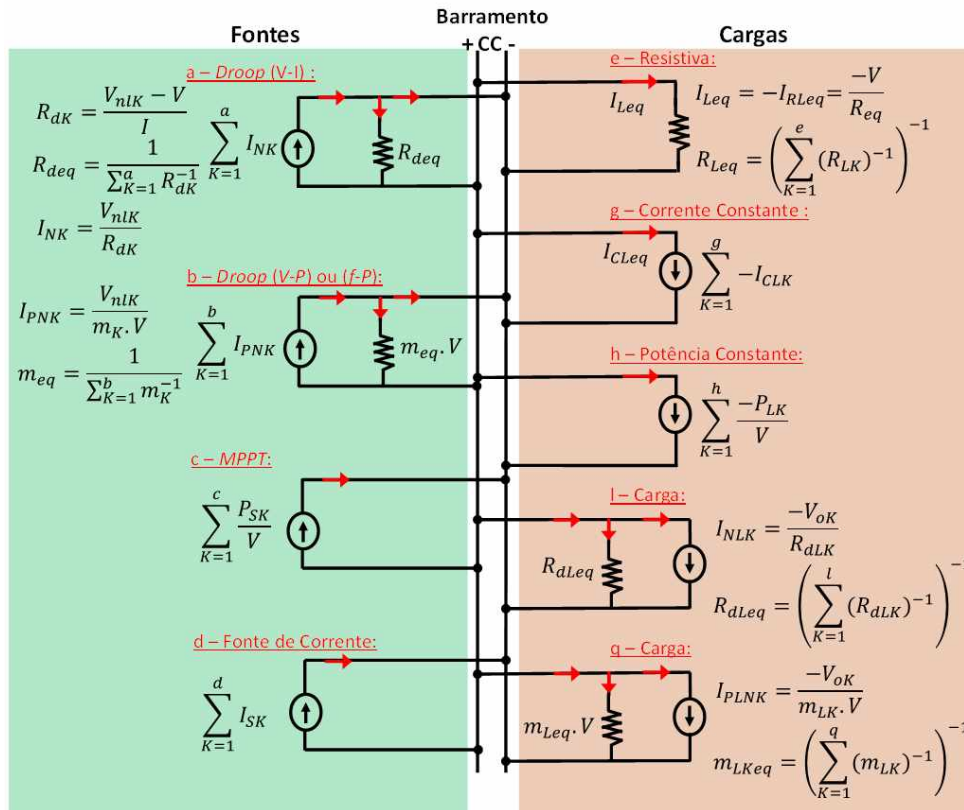


Figura 5.1 – MR CC composta por n -fontes e m -cargas.

Fonte: Acervo do próprio autor.

O estudo da MR CC de n -fontes e m -cargas proposta, é tipicamente utilizado na representação de situações emergenciais em que se opera no modo ilhado, ou seja, sem comunicação com o controle central e as fontes. Portanto, cada controlador do conversor de energia utilizado em sua respectiva fonte ou carga usa apenas as variáveis locais disponíveis. Assim, essa configuração é composta dos seguintes elementos apresentados na Figura 5.1:

- fontes operando em *droop* com característica $V-I$;
- fontes operando em *droop* com característica $V-P$ ou $f-P$;
- fontes operando em MPPT;
- fontes com característica de fonte de corrente;
- cargas resistivas;
- cargas com característica de fonte de corrente;
- cargas de potência constante (CPL);
- cargas com característica de *droop*.

No modo de operação ilhado, as fontes operam cooperativamente para regular a tensão no barramento, proporcionando maior confiabilidade. Outra preocupação é o comportamento dinâmico no que tange aos possíveis pontos de operação de tensão que a MR CC pode possuir. Para responder a esse questionamento, na seção subsequente é apresentada a análise matemática da MR proposta.

5.3 - ANÁLISE MATEMÁTICA DA MR CC

O ponto de partida para determinação do modelo matemático da MR CC, consiste em representar todas as fontes e cargas em fontes de corrente e aplicar as leis de Kirchhoff ao modelo da Figura 5.1, isto é:

$$\sum_{K=1}^n I_{NK} - \sum_{K=1}^m I_{LK} = 0 \quad (5.1)$$

em que:

I_{NK} – fonte de corrente ideal;

I_{LK} – carga representada por fonte de corrente ideal;

Aplicando-se a lei de Kirchhoff das correntes, tem-se:

$$\left[\sum_{K=1}^a \left(I_{NK} - \frac{V}{R_{dK}} \right) + \sum_{K=1}^b \left(I_{PNK} - \frac{1}{m_K} \right) + \frac{1}{V} \sum_{K=1}^c P_{SK} + \sum_{K=1}^d I_{SK} \right] + \left[-V \sum_{K=1}^e (R_{LK})^{-1} + \sum_{K=1}^g (-I_{CLK}) + \frac{1}{V} \sum_{K=1}^h (-P_{LK}) + \sum_{K=1}^l \left(I_{NLK} - \frac{V}{R_{dLK}} \right) + \sum_{K=1}^q \left(I_{PLNK} - \frac{1}{m_{LK}} \right) \right] = 0 \quad (5.2)$$

sendo:

V – tensão no barramento principal.

R_{dK} – resistência de *droop* da fonte controlada por *droop* ($V-I$);

I_{PNK} – fonte de corrente, controlada por *droop* ($V-P$) ou ($f-P$);

m_K – inclinação provocada pela variação de potência, isto é, *droop* ($V-P$) ou ($f-P$);

P_{SK} – potência entregue pela fonte operando em MPPT;

I_{SK} – corrente fornecida pela fonte de corrente;

R_{LK} – resistência da carga resistiva;

I_{CLK} – corrente drenada pela carga de corrente constante;

P_{LK} – potência consumida pela carga de potência constante;

I_{NLK} – corrente drenada pela carga operando por *droop* ($V-I$);

R_{dLK} – resistência da carga controlada por *droop* ($V-I$);

I_{PLNK} – corrente drenada pela carga operando controladas por *droop* ($V-P$) ou ($f-P$);

m_{LK} – inclinação provocada pela variação de potência na carga com *droop* ($V-P$) ou ($f-P$).

O primeiro termo da equação (5.2) representa as fontes do sistema, ao passo que o segundo termo corresponde às cargas. Simplificando-a, tem-se:

$$\begin{aligned} & V \left[-\left(R_{deq}\right)^{-1} - \left(R_{Leq}\right)^{-1} - \left(R_{dLeq}\right)^{-1} \right] + \\ & + \frac{1}{V} \left[\sum_{K=1}^b \left(\frac{V_{nlK}}{m_K} \right) + \sum_{K=1}^q \left(\frac{V_{oK}}{m_{LK}} \right) + \sum_{K=1}^c P_{SK} - \sum_{K=1}^h P_{LK} \right] + \\ & + \left[\sum_{K=1}^a I_{NK} + \sum_{K=1}^l I_{NLK} + \sum_{K=1}^d I_{SK} - \sum_{K=1}^g I_{CLK} - m_{eq}^{-1} - m_{Leq}^{-1} \right] = 0 \end{aligned} \quad (5.3)$$

em que:

R_{deq} – resistência equivalente de *droop* da fonte controlada por *droop* ($V-I$);

R_{Leq} – resistência equivalente das cargas resistivas;

R_{dLeq} – resistência equivalente de cargas controladas por *droop* ($V-I$);

V_{nlK} – tensão equivalente de Thèvenin, das fontes controladas por *droop* ($V-P$) ou ($f-P$);

V_{oK} – tensão nos terminais da carga;

m_{eq}^{-1} – corrente equivalente na resistência de *droop* da fonte controlada por *droop* ($V-I$);

m_{Leq}^{-1} – corrente equivalente na resistência de *droop* da carga controlada por *droop* ($V-I$);

Os termos da equação (5.3) podem ser substituídos da seguinte forma:

$$\begin{aligned} A &= \left[-\left(R_{deq}\right)^{-1} - \left(R_{Leq}\right)^{-1} - \left(R_{dLeq}\right)^{-1} \right] \\ B &= \left[\sum_{K=1}^a I_{NK} + \sum_{K=1}^l I_{NLK} + \sum_{K=1}^d I_{SK} - \sum_{K=1}^g I_{CLK} - m_{eq}^{-1} - m_{Leq}^{-1} \right] \\ C &= \left[\sum_{K=1}^b \left(\frac{V_{nlK}}{m_K} \right) + \sum_{K=1}^q \left(\frac{V_{oK}}{m_{LK}} \right) + \sum_{K=1}^c P_{SK} - \sum_{K=1}^h P_{LK} \right] \end{aligned} \quad (5.4)$$

O termo “A” da equação (5.4) consiste na condutância equivalente do sistema e pode ser representado por (5.5) como:

$$A = -\frac{1}{R_{eq}} \quad (5.5)$$

Ainda na equação (5.4), o termo “B” corresponde à corrente equivalente do sistema. Sabe-se que $\frac{1}{m}$ é uma corrente, pois $m = \frac{R_d}{V} \rightarrow \frac{1}{m} = \frac{V}{R_d} = I$. Logo, isso resulta na equação (5.6).

$$B = I_{eq} \quad (5.6)$$

O termo “C” da equação (5.4) representa a potência equivalente do sistema e pode ser simplificado na forma de (5.7).

$$C = P_{eq} \quad (5.7)$$

Reescrevendo a equação (5.3) em função de (5.4), tem-se:

$$AV + \frac{1}{V}C + B = 0 \quad (5.8)$$

Multiplicando-se a equação (5.8) por “V”, tem-se a função de segundo grau representada por (5.9):

$$AV^2 + VB + C = 0 \quad (5.9)$$

A partir da equação (5.9), têm-se duas possíveis raízes, conforme (5.10).

$$V = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} = \frac{-(B/A) \pm \sqrt{(B/A)^2 - 4(C/A)}}{2} \quad (5.10)$$

Substituindo-se as equações (5.5), (5.6) e (5.7) em (5.10), obtém-se:

$$V = \frac{R_{eq}I_{eq} \pm \sqrt{(R_{eq}I_{eq})^2 + 4R_{eq}P_{eq}}}{2} \quad (5.11)$$

Na equação (5.11), o termo no interior da raiz quadrada representa o discriminante da equação, que pode ser representado em função da tensão “V”. O balanço de corrente e consequentemente de energia da MR CC é dado por (5.12).

$$\frac{V}{-R_{eq}} + \frac{P_{eq}}{V} + I_{eq} = f(V) \quad (5.12)$$

$$-\frac{1}{R_{eq}} - \frac{P_{eq}}{V^2} = \frac{df(V)}{dV} \quad (5.13)$$

A partir de uma breve análise, verifica-se que não é possível utilizar a equação (5.12) para $V=0$. Na próxima seção, desenvolvem-se as análises matemáticas das possíveis condições de operação do sistema representado por (5.12).

5.4 - ANÁLISE ESTÁTICA DOS PONTOS DE OPERAÇÃO DA MR CC

O modelo matemático que representa a MR CC determinado na seção anterior é de suma importância para realizar sua análise estática, possibilitando a determinação dos pontos de equilíbrio do sistema (PESs).

Em razão dos termos I_{eq} e P_{eq} dependerem diretamente das fontes e cargas no sistema, ou seja, poderem variar em função dos elementos do sistema, para solucionar as equações (5.11) e (5.12) deve-se considerar que I_{eq} e P_{eq} são variáveis. Assim, é possível determinar as soluções possíveis e, conseqüentemente, os pontos de operação da MR CC.

No que tange aos pontos de operação da MR CC, a partir das equações (5.11) e (5.12), percebe-se que o sistema é factível para duas raízes, ou seja, valores assumidos em termos das tensões V_1 e V_2 , sendo que ambas podem possuir valores positivos e/ou negativos. A raiz negativa da equação (5.11) é um ponto de operação teórico e não representa condição real de operação da MR, pois não é possível que o barramento opere com tensão negativa. Por sua vez, a raiz positiva representa o ponto real de operação da MR e será analisado mais detalhadamente por ser a tensão de operação do barramento CC da MR.

Para facilitar a compreensão das possíveis condições de operação da MR CC em estudo, apresenta-se a Tabela 5.1. No intuito de viabilizar a compreensão, esta tabela é subdividida conforme o comportamento de I_{eq} no sistema.

Na primeira condição em que $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} > 0$, a expressão (5.11) possuirá duas raízes, sendo uma positiva e a outra negativa. A raiz positiva representa um ponto de operação real para tensão de operação do barramento da MR CC, enquanto a raiz negativa representa uma solução teórica, não sendo uma condição real factível. Esta condição evidencia o momento em que a MR está demandando toda a energia gerada e armazenada para suprir a demanda da carga.

Tabela 5.1 – Resumo das condições de operação da MR CC, a partir do modelo matemático.

$I_{eq} > 0$	$P_{eq} > 0$	$V_1 > 0, V_2 < 0$	$V_1 > 0$
	$\frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$	$V_1 > 0, V_2 \geq 0$	
	$P_{eq} = \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$	$V_1 = V_2 = \frac{R_{eq} I_{eq}}{2} > 0$	
$I_{eq} < 0$	$P_{eq} > 0$	$V_1 > 0 \quad V_2 < 0$	$V_1 < 0$
	$\frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$	$V_1 \leq 0 \quad V_2 < 0$	
	$P_{eq} = \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$	$V_1 = V_2 = \frac{R_{eq} I_{eq}}{2} < 0$	

Na segunda condição, tem-se $I_{eq} > 0$ e $\frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$. Assim, percebe-se que $V_1 > 0$ e $V_2 \geq 0$ e, ainda, que P_{eq} deve ser mantido dentro de um intervalo. Caso contrário, as raízes serão complexas e não será possível determinar nenhum ponto de operação estável para a MR CC. Para que a MR opere nessa condição, deve-se observar que a tensão pode assumir dois valores positivos, sendo que o ponto real de operação é V_1 por ser um atrator, enquanto V_2 é um ponto repulsor.

Na terceira condição, sendo que $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} = \frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4}$, o sistema apresenta duas raízes iguais e maiores que zero, tornando-se o limiar mínimo para manter a estabilidade do barramento da MR CC. Qualquer valor de $P_{eq} < \frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4}$ tornará a MR instável. Desta forma, é interessante que a MR opere fora desse ponto.

A quarta condição para $I_{eq} < 0$ e $P_{eq} > 0$ indica que o sistema apresenta uma solução semelhante à primeira condição. Porém, a única diferença é a corrente negativa, mostrando que mesmo no momento em que a MR CC está fornecendo energia para os elementos armazenadores, existe um ponto real de operação.

As quinta e sexta condições representam apenas situações teóricas de operação para a MR. Esse fato é caracterizado pelas raízes negativas da equação (5.11). Neste sentido, pode-se afirmar que estas não são condições factíveis de operação. Na próxima seção, apresenta-se em detalhes uma análise gráfica das possíveis regiões de operação da MR CC em estudo.

5.5 - ANÁLISE GRÁFICA DOS PONTOS DE OPERAÇÃO DA MR CC

Para uma melhor compreensão da análise estática dos pontos de operação da MR CC proposta na seção anterior, pode-se realizar a análise gráfica das equações (5.11) e (5.12), em que são apresentadas as condições de operação de modo a determinar os pontos de operação reais e estáveis.

O ponto de equilíbrio entre fonte e carga é alcançado quando $f(V) = 0$. Nesta condição, a expressão (5.12) mostra como ocorre o balanceamento de corrente do sistema quando se tem equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia em termos da potência.

Para simplificar a análise da MR CC, a Tabela 5.1 será representada e interpretada graficamente. Considera-se ainda que, em teoria, “ V ” pode assumir valores menores que zero.

Porém, isso não é factível, porque $\frac{P}{V} \geq 0$ se $V < 0$, pontos de operação reais para o sistema não podem ser representados.

A Figura 5.2 representa a primeira condição de operação mostrada na Tabela 5.1, na qual $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} > 0$. Nesse caso, considera-se $0 < P_{eq2} < P_{eq1} < P_{eq}$. Nota-se que para o mesmo valor de P_{eq} , a equação (5.11) possui pontos de equilíbrio ou raízes V_1 e V_2 , sendo V_1 positiva e real, enquanto V_2 é negativa e teórica. Em termos práticos, as raízes correspondem aos pontos de tensão de operação do barramento comum da MR CC.

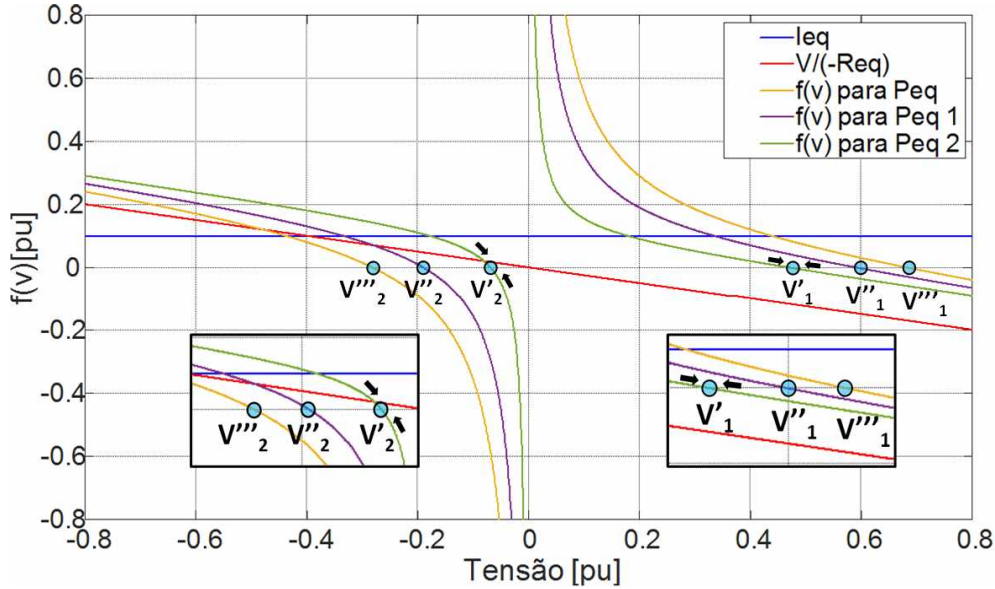


Figura 5.2 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} > 0$.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Quando $f(V) = 0$ e $\frac{df(V)}{dV} < 0$, tem-se um ponto de operação estável. Para $f(V) = 0$, tem-se:

$$I_{eq} = \frac{V_1}{R_{eq}} \quad (5.14)$$

$$\frac{df(V)}{dV} = -\frac{1}{R_{eq}} \quad (5.15)$$

sendo que o lado direito de (5.15) representa a inclinação de *droop*.

Para $f(V) > 0$, a tensão “ V_1 ” aumenta. Quando $f(V) < 0$, a tensão “ V_1 ” diminui. Desta forma, o ponto de operação é estável se $\frac{df(V)}{dV} < 0$. Analogamente, P_{eq} e I_{eq} podem ser maiores, menores ou iguais a zero, embora $V > 0$.

Neste sentido, o ponto representado por “ V_1 ” e suas lateralidades são de grande importância, em razão de este ser o possível ponto de tensão de operação para o barramento CC da MR. Uma análise similar pode ser desenvolvida para o ponto representado por “ V_2 ” e suas lateralidades, mas em razão de representar somente um ponto teórico, tal análise será suprimida neste capítulo.

A Figura 5.3 representa a segunda condição de operação mostrada na Tabela 5.1, na qual

$\frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$ é obtido para um valor $I_{eq} > 0$. Considera-se ainda a desigualdade P_{eq} ,

$$\frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4} < P_{eq2} < P_{eq1} < P_{eq} \leq 0.$$

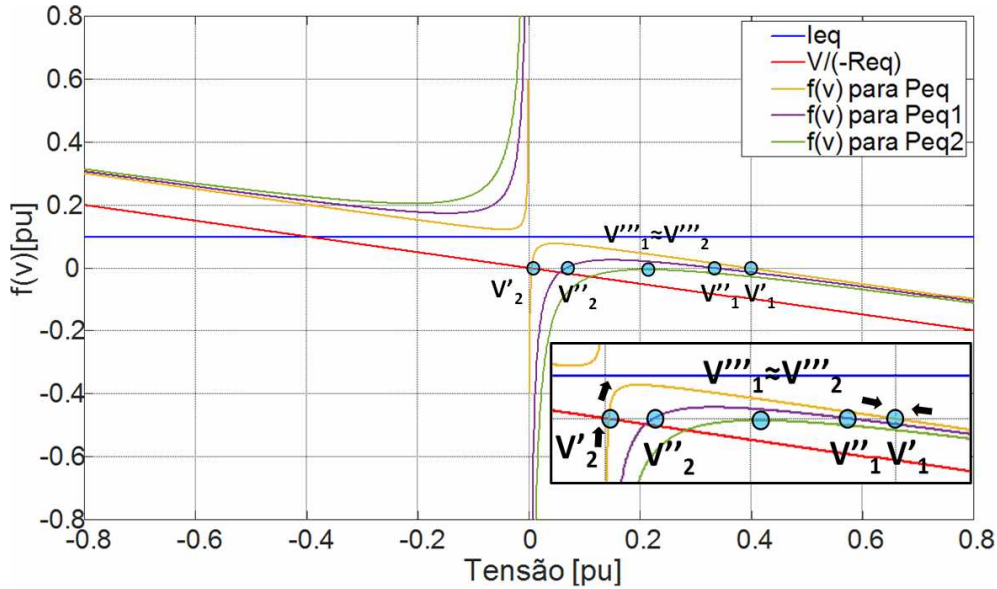


Figura 5.3 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} > 0$ e $\frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$.

Fonte: Acervo do próprio autor.

As curvas no lado esquerdo do eixo das ordenadas correspondendo a $f(V)$ não representam nenhuma raiz para solução da equação (5.11). Porém, as curvas à direita representam raízes positivas e reais. Percebe-se que, para um valor de P_{eq} mais próximo de zero, a expressão (5.11) possui duas raízes positivas e reais. Neste sentido, é interessante perceber que mesmo sendo positivas, somente a raiz mais distante de zero dada por “ V_1 ” é uma solução estável para a MR CC.

Isso ocorre porque “ V_1 ” representa um ponto atrator no sistema. Em outras palavras, sempre que a tensão tender a se afastar deste valor, seja para um ponto mais positivo (maior consumo de potência) ou menos positivo (menor consumo de potência), o sistema tende a acomodar a tensão novamente em “ V_1 ”. Já o ponto “ V_2 ”, mesmo sendo positivo, tem o efeito de repulsor, ou seja, sempre que a tensão chegar próximo desse ponto, a tensão do barramento CC da MR tende a ser deslocado para as lateralidades de “ V_1 ”. Esse comportamento é indicado na Figura 5.3 e se estende aos demais pontos.

Para a situação em que P_{eq} estiver mais próximo de $\frac{-R_{eq}I_{eq}^2}{4}$, a expressão (5.11) tende a possuir raízes distantes de zero e $V_1 \cong V_2$.

A terceira condição de operação, dada por $P_{eq} = \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$ e $I_{eq} > 0$ e representada na Figura 5.4, considera a condição de um único valor P_{eq} negativo. Percebe-se que para essa condição a expressão (5.11) possui raízes iguais e maiores que zero, ou seja, $V_1 = V_2 = \frac{R_{eq} I_{eq}}{2} > 0$.

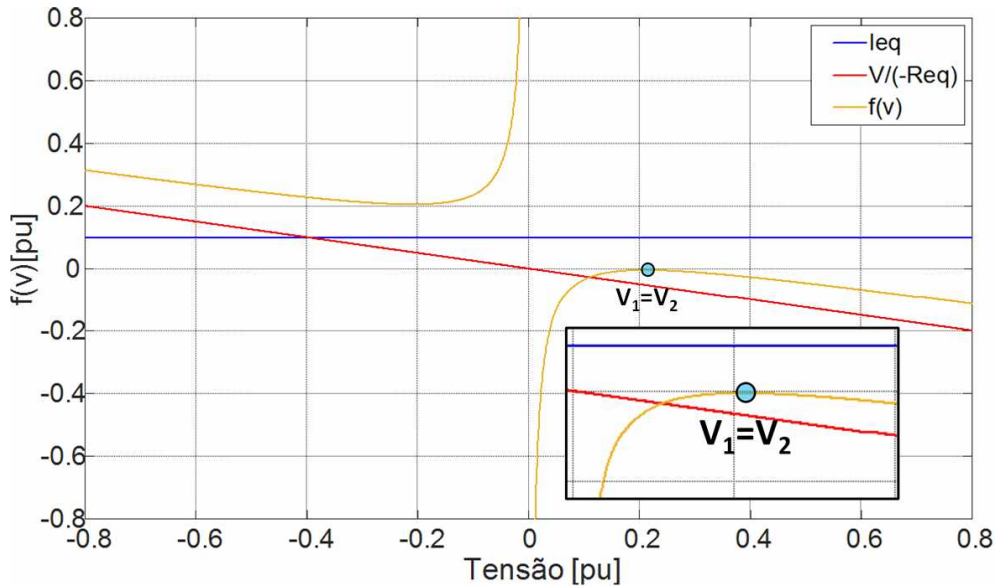


Figura 5.4 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} > 0$ e $P_{eq} = \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Esse ponto único $V_1 = V_2$ representado na Figura 5.4 deve ser evitado sempre que possível, em razão de ser uma condição de operação muito próxima do ponto no qual a tensão não é mais estável, ou seja, esta é a potência equivalente mínima do sistema dada por P_{eq_min} . Desta forma, pode afirmar que o barramento da MR CC se torna instável para qualquer $P_{eq} < \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$.

A Figura 5.5 representa a quarta condição possível de operação da MR CC. Semelhante à primeira condição de operação, também há duas raízes: uma positiva “ V_1 ” e outra negativa “ V_2 ”. As condições são distintas pelo fato que, ao se considerar $I_{eq} < 0$, admite-se que a corrente flui do barramento CC para os elementos armazenadores.

A quinta condição de operação, correspondente a $\frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4} < P_{eq} \leq 0$ e $I_{eq} < 0$, e a sexta condição de operação, dada por $P_{eq} = \frac{-R_{eq} I_{eq}^2}{4}$ e $I_{eq} < 0$, são apenas soluções teóricas da equação (5.11), não sendo possível que a MR CC opere com tensões negativas. Neste sentido e, em razão

deste trabalho vislumbrar somente a análise dos pontos reais de operação da MR, essas condições não serão abordadas a priori.

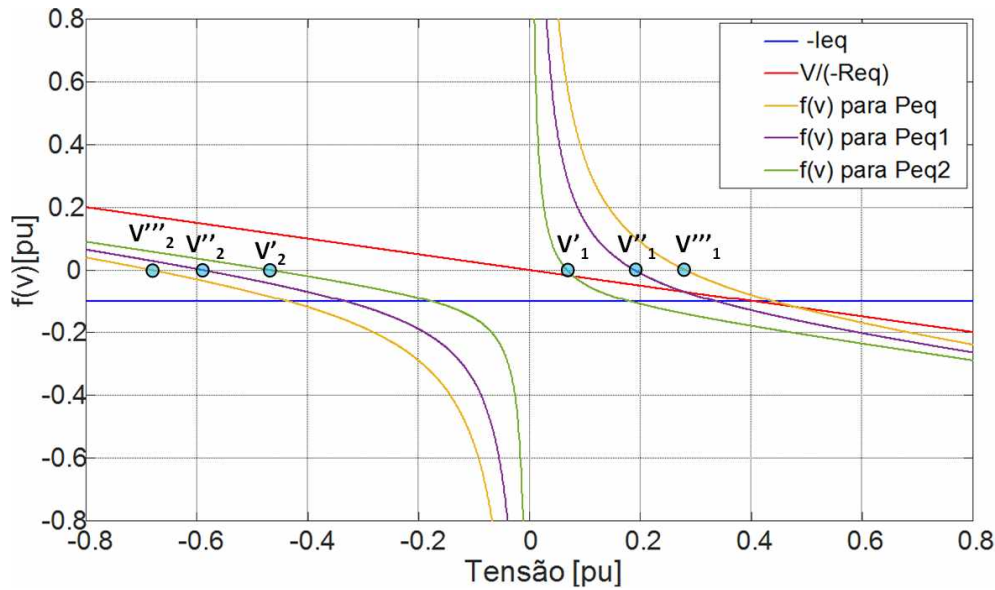


Figura 5.5 – Pontos de operação da MR CC para $I_{eq} < 0$ e $P_{eq} > 0$.

Fonte: Acervo do próprio autor.

5.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentou-se análise matemática de uma MR CC composta por um único barramento. A modelagem proposta reduz o número de equações diferenciais do sistema, mantendo a essência da representação do comportamento não linear das cargas. Essa simplificação permite realizar um estudo analítico não linear sobre todo o sistema, permitindo identificar a relação entre os parâmetros do sistema e a estabilidade.

Além da vantagem supracitada, o modelo proposto pode ser aplicado a qualquer MR CC, inclusive a outras MRs com vários barramentos. Para esse último caso, deve-se considerar nos equacionamentos as relações de transformação impostas pelos conversores bidirecionais, sejam essas estruturas isoladas ou não.

Ainda neste capítulo, desenvolveu-se um estudo gráfico que possibilitou verificar que o ponto de equilíbrio entre fonte e carga é alcançado quando $f(V) = 0$. Nesta condição, a expressão (5.12) mostra como ocorre o balanceamento de corrente do sistema quando há o equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia em termos da potência.

CAPÍTULO 6

ANÁLISE DO DESEMPENHO DA MR CC PROPOSTA

6.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, são abordados os resultados sobre o desempenho da microrrede, a partir da proposta apresentada no Capítulo 4 deste trabalho. Várias situações serão simuladas para análise do modelo da microrrede CC operando em modo ilhado, a saber:

- fluxo de energia no conversor bidirecional IC;
- fluxo de energia nas unidades geradoras;
- fluxo de energia nas unidades armazenadoras;
- análise do fluxo de potência por meio de conexão e desconexão de cargas e fontes.

6.2 - CONVERSOR BIDIRECIONAL IC

Os conversores CC-CC bidirecionais isolados, na maioria dos casos são derivados dos conversores em ponte (*bridge*). A principal vantagem desses conversores é que a utilização de um transformador de alta frequência, o que confere isolamento galvânica entre os barramentos e permite uma maior variação dos valores de tensão primária e secundária [148].

Apesar de o alto custo ser uma desvantagem, relativo ao número de interruptores e ao transformador, esses conversores podem ser projetados para operar em potências mais elevadas, isto é, maiores que 1 kW, ainda com rendimento consideravelmente elevado. Como a frequência da tensão no transformador é o dobro da frequência de comutação, as dimensões dos filtros de entrada e saída podem ser reduzidos [148].

Dentre as topologias de conversores isolados, o conversor DAB mostrado na Figura 6.1 se destaca por apresentar menores esforços de corrente e tensão, tornando essa topologia adequada para aplicações em altas potências[149].

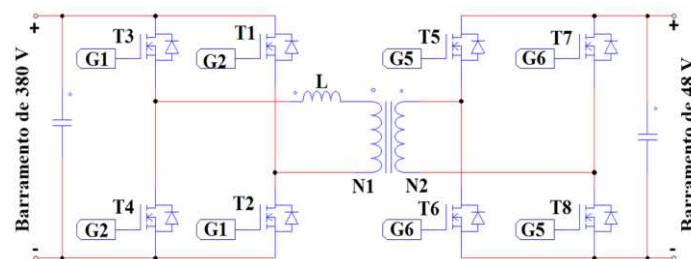


Figura 6.1 – Topologia *dual active bridge* (DAB) utilizada nas simulações.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Uma vantagem apresentada pelo conversor DAB é o controle de deslocamento de fase (*phase-shift*) que estabelece uma defasagem entre as tensões do primário e secundário do transformador.

Isso é possível controlando-se o ângulo de disparo δ de uma das pontes do conversor. Dependendo do valor desse ângulo, é possível controlar o sentido do fluxo de potência [149]. Outro aspecto interessante é a redução das perdas por comutação uma vez que é possível obter comutação suave nos interruptores do conversor utilizando esta técnica.

Diante das vantagens apresentadas pela topologia DAB, neste trabalho utilizou-se o conversor DAB como IC entre os barramentos CC da MR proposta. Em razão da grande quantidade de trabalhos que já exploraram a topologia do DAB, neste trabalho não serão apresentados detalhes como equacionamentos e etapas de operação, visto que este não é o objeto principal de estudo desta tese. A Tabela 6.1 apresenta um resumo com as principais vantagens e desvantagens da topologia DAB.

Tabela 6.1 – Características das baterias recarregáveis.

Fonte: adaptado de [149].

Conversor <i>Dual Active Bridge</i> (DAB)	
Vantagens	Desvantagens
Os esforços de tensão nos interruptores são limitados ao nível de tensão do barramento CC.	Dependendo das condições de projeto, apresenta perdas de comutação em condições de pouca carga.
Os esforços de corrente são iguais em todos os interruptores.	Controle sensível a variações de ângulos de defasagem.
Não são necessários elementos passivos para a obtenção de comutação não dissipativa.	
Facilidade de implementação do controle do fluxo de potência.	
Facilidade de implementação do controle para comutação não dissipativa.	

6.3 - ANÁLISE DA OPERAÇÃO IC NA MR CC PROPOSTA

A MR CC proposta deve operar para uma carga total de 16,81 kW, sendo que 11,08 kW estão associados ao barramento de 48 V e 5,73 kW estão conectados ao barramento de 380 V. Conforme foi apresentado no capítulo 4, deve haver uma cooperação entre as fontes e os elementos armazenadores, de forma que a demanda seja atendida e ocorra a manutenção da tensão nos barramentos da MR.

Neste sentido, o IC é fundamental para o funcionamento da MR CC de dois barramentos. A função do IC é basicamente transferir energia de um barramento para o outro, de forma que haja um equilíbrio entre potência total consumida e oferta. Desta forma, ocorrerá o fluxo de energia para o barramento que tiver maior demanda. Por exemplo, se a demanda do barramento de 48 V for maior

que a demanda do barramento de 380 V, além de existir um excedente no barramento de 380 V, ocorrerá um fluxo de potência do barramento de 380 V para o de 48 V.

Para a simulação do conversor DAB, será utilizado o *software* PSIM®, que simula o comportamento de circuitos mais próximos dos obtidos experimentalmente. O controle dos interruptores deve ser realizado com um deslocamento angular entre os disparos dos semicondutores das pontes primárias e secundárias. A Figura 6.1 mostra o esquema do circuito do conversor utilizado na simulação.

O controle dos interruptores no primário é realizado através da modulação PWM (*pulse width modulation* – modulação por largura de pulso) fixa, por meio da comparação entre uma onda triangular de frequência igual à frequência de comutação (25 kHz) e uma tensão constante de módulo igual a $1-D$, sendo que a ponte T2-T3 estará 180° defasada da ponte T1-T4. O circuito utilizado para o comando da ponte do barramento de 380 V é apresentado na Figura 6.2. Na Figura 6.3, são ilustrados os sinais PWM para os interruptores T2-T3 e T1-T4 e controle da tensão no barramento de 380 V da MR CC.

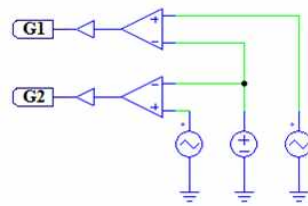


Figura 6.2 – Circuito de controle da ponte do barramento de 380 V.

Fonte: Acervo do próprio autor.

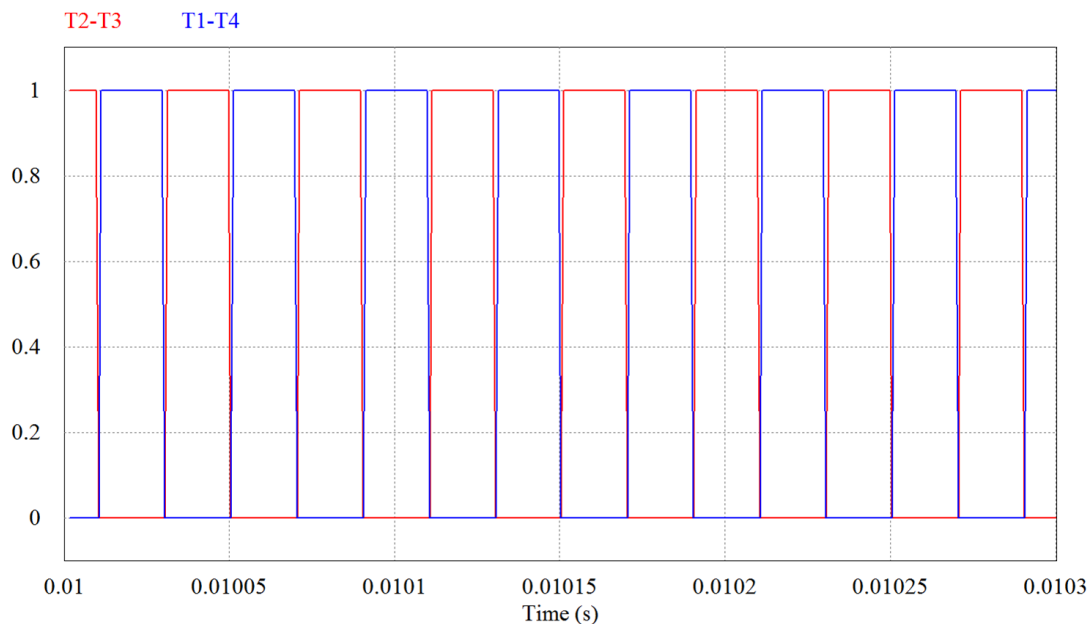


Figura 6.3 – Sinais de comando G1 e G2.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Para controlar a ponte do barramento de 48 V, utilizou-se o dispositivo *alpha controller* para estabelecer o defasamento angular necessário para a transferência de potência. A entrada PWM é acionada pelo mesmo controle estabelecido pela ponte primária. O acionamento será realizado por uma entrada tipo degrau. O ângulo de disparo é o parâmetro de controle de saída do conversor (δ , medido em graus). Dependendo da potência requerida, o ângulo de disparo pode variar, de modo que o conversor processe mais ou menos potência entre os barramentos da MR CC.

A Figura 6.4 mostra o circuito de controle de tensão, utilizado para gerar a corrente de referência que será empregada na geração do ângulo de disparo no circuito de controle de corrente da Figura 6.5.

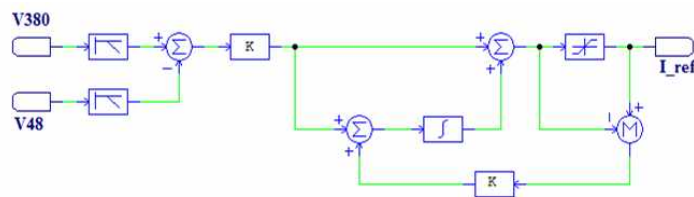


Figura 6.4 – Circuito de controle da tensão.

Fonte: Acervo do próprio autor.

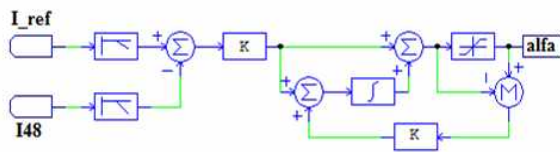


Figura 6.5 – Circuito de controle de corrente.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Após gerado o ângulo de disparo na Figura 6.5, esse parâmetro é empregado utilizado como ângulo de disparo para gerar os sinais PWMs dos interruptores T5-T8 e T6-T7, conforme representado na Figura 6.6. Os sinais em si são representados na Figura 6.7.

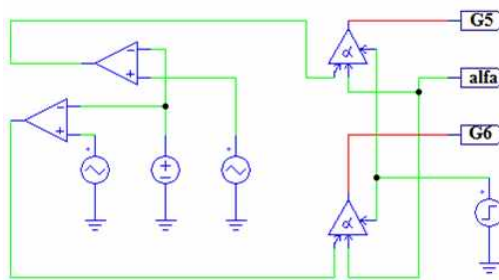


Figura 6.6 – Circuito de controle da ponte do barramento de 48 V.

Fonte: Acervo do próprio autor.

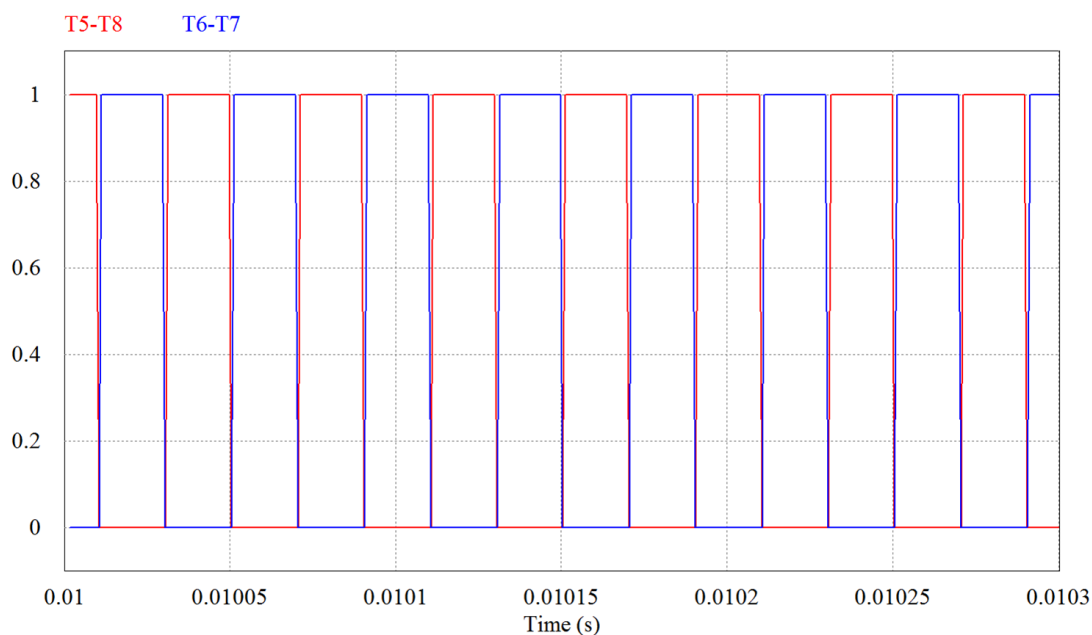


Figura 6.7 – Sinais de comando G5 e G6.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Conforme mencionado, o conversor DAB tem a única e exclusiva função de proporcionar o fluxo de potência entre os barramentos da MR CC, objetivando controlar a tensão de acordo com o nível estabelecido para cada barramento. No intuito de investigar o funcionamento da topologia DAB na MR CC proposta e ainda analisar o comportamento da tensão e corrente na MR, são considerados os cenários definidos na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Cenários para o modo de operação proposto.

Fonte: próprio autor.

Cenário	Carga no Barramento de 48 V [kW]	Carga no Barramento de 380V [kW]	Carga Total Conectada à MR CC [kW]
1	0	0	0
2	11,08	0	11,08
3	11,08	5,73	16,81
4	0	5,73	5,73

Os cenários definidos na Tabela 6.2 são analisados por meio do circuito representado na Figura 6.8. A forma como as cargas são inseridas no sistema da MR CC são representadas na Figura 6.9.

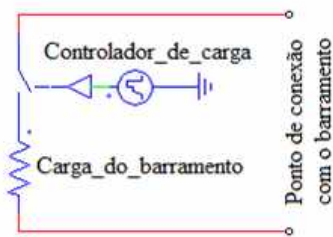


Figura 6.8 – Circuito de controle de carga de cada barramento da MR CC.

Fonte: Acervo do próprio autor.

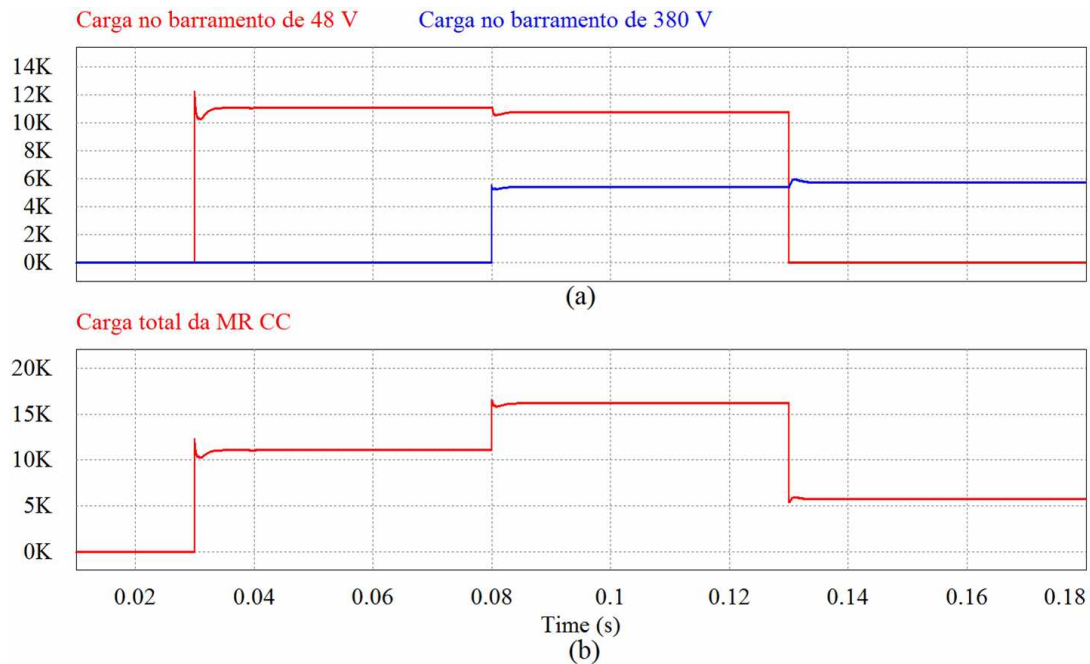


Figura 6.9 – (a) Cargas inseridas em cada barramento e (b) carga total inserida na MR CC.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Em um primeiro instante, em aproximadamente 30 ms, é inserida uma carga de 11,08 kW no barramento de 48 V e o barramento de 380 V não possui nenhuma carga. Entre o intervalo de 30 ms a 80 ms, a MR CC só possui a carga que está conectada ao barramento de 48 V. No instante 80 ms, é inserida uma carga de 5,73 kW no barramento de 380 V. Nota-se que a carga total da MR passa a ser 16,81 kW no intervalo de 80 ms a 130 ms.

No instante 130 ms, a carga do barramento de 48 V é retirada, restando somente a carga do barramento de 380 V no intervalo de 130 ms a 180 ms. Em 180 ms, é retirada a carga do barramento de 380 V e a carga total da MR CC passa a ser nula.

Conforme os cenários de inserção de cargas proposto na Tabela 6.2 e a inserção das cargas de forma escalonada, é possível analisar como ocorre o processamento de potência de um barramento para o outro através do DAB. A Figura 6.10 exemplifica os cinco cenários propostos.

A característica bidirecional do DAB proporciona que ocorra fluxo de potência entre os barramentos, neste sentido, por exemplo, no intervalo de 30 ms a 80 ms, existe carga somente no barramento de 48 V e ocorre a transferência de potência entre os barramentos de 380 V e 48 V. A

potência negativa no barramento de 48 V evidência que o mesmo está absorvendo potência do barramento de 380 V, que possui sinal positivo.

No intervalo de 80 ms a 130 ms, quando é inserida carga no barramento de 380 V, ambos os barramentos possuirão carga, mas o barramento que possuir menor carga fornecerá potência para o barramento com maior carga. Quando a carga do barramento de 48 V é retirada, somente o barramento de 380 V terá carga e, no instante de 130 ms, o barramento de 48 V passa a fornecer energia para o barramento de 380 V, ocorrendo a inversão de sinal do fluxo de potência. A partir do instante de 180 ms, todas as cargas são retiradas dos barramentos e a carga da MR CC passa a ser nula. Esse fato pode ser evidenciado pelo fluxo de potência nulo entre os barramentos.

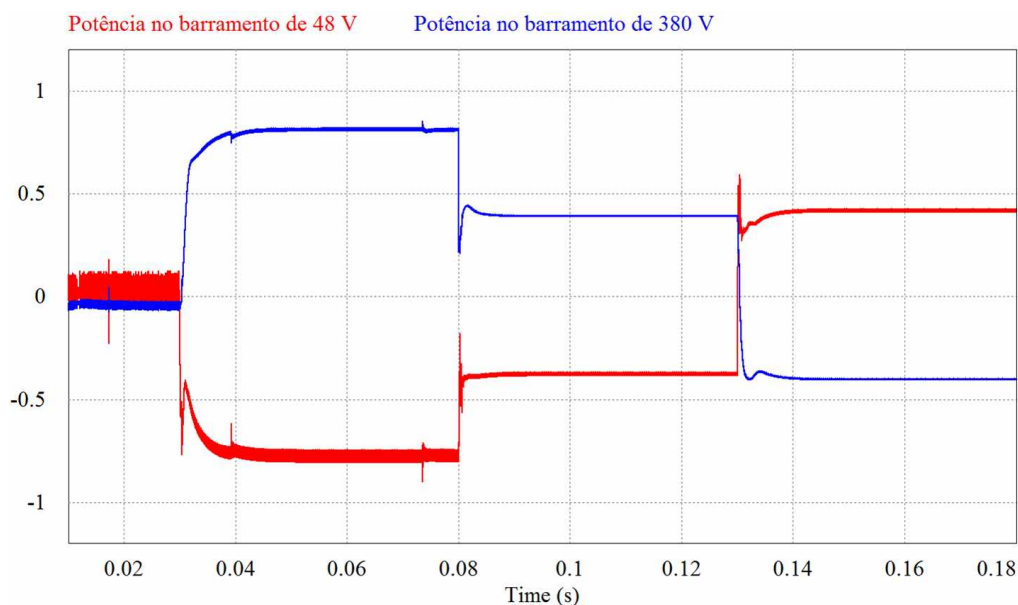


Figura 6.10 – Processamento de potência [p.u.] através do conversor DAB.

Fonte: Acervo do próprio autor.

6.4 - ANÁLISE DA OPERAÇÃO DOS REDS E ELEMENTOS ARMAZENADORES

A MR CC proposta possui dois recursos energéticos distribuídos: o sistema fotovoltaico, que está ligado ao barramento de 48 V; e o sistema eólico, que está associado ao barramento de 380 V. Ambos os sistemas podem ser simulados por meio de blocos estruturais, segundo o modelo físico do arranjo fotovoltaico ou usando fontes de corrente ou tensão controladas. O segundo caso será prioritariamente utilizado neste trabalho, em razão de demandar menor esforço computacional, tornando as simulações mais rápidas e menos complexas.

6.4.1 - ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA PV

6.4.1.1 - SISTEMA FOTOVOLTAICO SIMULADO UTILIZANDO MODELO FÍSICO DO PSIM

O sistema fotovoltaico implementado tem capacidade de 7 kW. No intuito de demonstrar que as respostas das simulações considerando todos os blocos estruturais (módulos fotovoltaicos e conversor) são semelhantes às respostas de um sistema representado por fonte de corrente controlada, neste ponto são abordadas as duas situações mencionadas.

O sistema implementado por meio dos blocos estruturais é composto pelos módulos fotovoltaicos, conversor CC-CC (abaixador ou elevador) e controle do conversor (MPPT ou *droop*). A Figura 6.11 ilustra o bloco representativo do arranjo fotovoltaico utilizado na simulação. Os parâmetros do bloco de simulação do sistema fotovoltaico são representados na Figura 6.12.

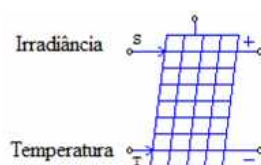


Figura 6.11 – Arranjo fotovoltaico utilizado no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

No intuito de comprovar a capacidade nominal do arranjo fotovoltaico e seus parâmetros, utilizando da ferramenta *Solar Module (physical model)* do software PSIM, determinam-se as curvas $I-V$ e $P-V$ do arranjo, representadas na Figura 6.13.

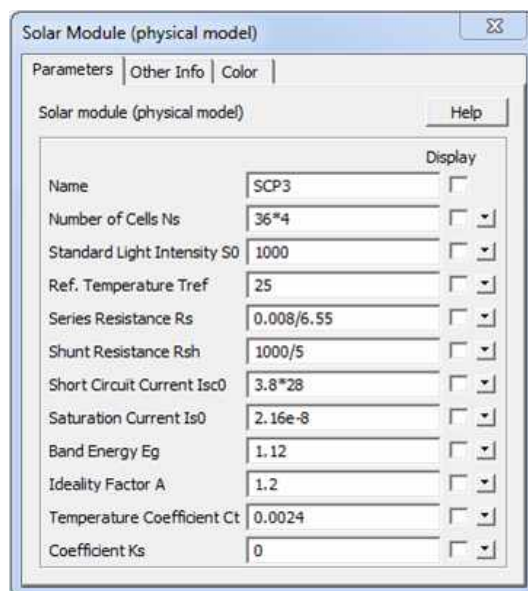


Figura 6.12 – Arranjo fotovoltaico utilizado no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

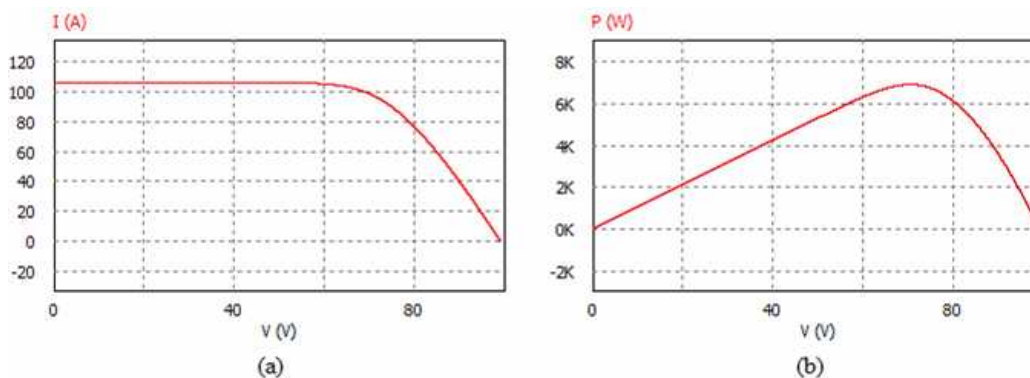


Figura 6.13 – Curvas do arranjo fotovoltaico (a) I - V e (b) P - V .

Fonte: Acervo do próprio autor.

O conversor CC-CC escolhido é a topologia *buck*. O circuito de potência utilizado na simulação é representado na Figura 6.14. O conversor *buck* é controlado segundo duas estratégias de controle, isto é, MPPT ou *droop*.

Neste sentido, quando o controle perceber que a tensão no barramento da MR CC está abaixo do valor nominal, no caso 48 V, assume-se o controle por MPPT, extraíndo a máxima potência do arranjo fotovoltaico para tentar regular a tensão por injeção de potência no barramento. Neste trabalho, utiliza-se o método da condutância incremental como técnica de MPPT, como mostra a Figura 6.15.

Quando o controle observar que a tensão do barramento é 48 V, a estratégia de controle escolhida é o método *droop*, proporcionando somente a regulação da tensão do barramento por meio da inserção de impedâncias virtuais na malha de controle, que geram os sinais PWM do conversor. Os circuitos de controle e potência são mostrados na Figura 6.16.

Conforme foi mencionado anteriormente, a ação do controle do sistema fotovoltaico objetiva regular a tensão do barramento de 48. Neste sentido, o conversor *buck* pode ser controlado pela estratégia de controle MPPT ou *droop*. O que determina a estratégia responsável por gerar os sinais PWM é a tensão do barramento, que é diretamente proporcional à quantidade de potência demandada pelas cargas e fornecida pelas fontes e elementos armazenadores.

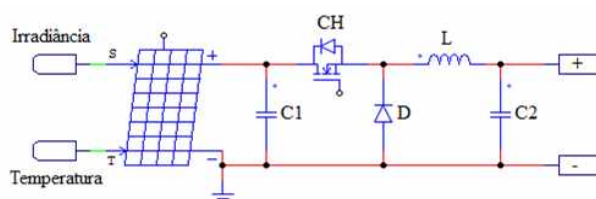


Figura 6.14 – Conversor *buck* e arranjo fotovoltaico simulado no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

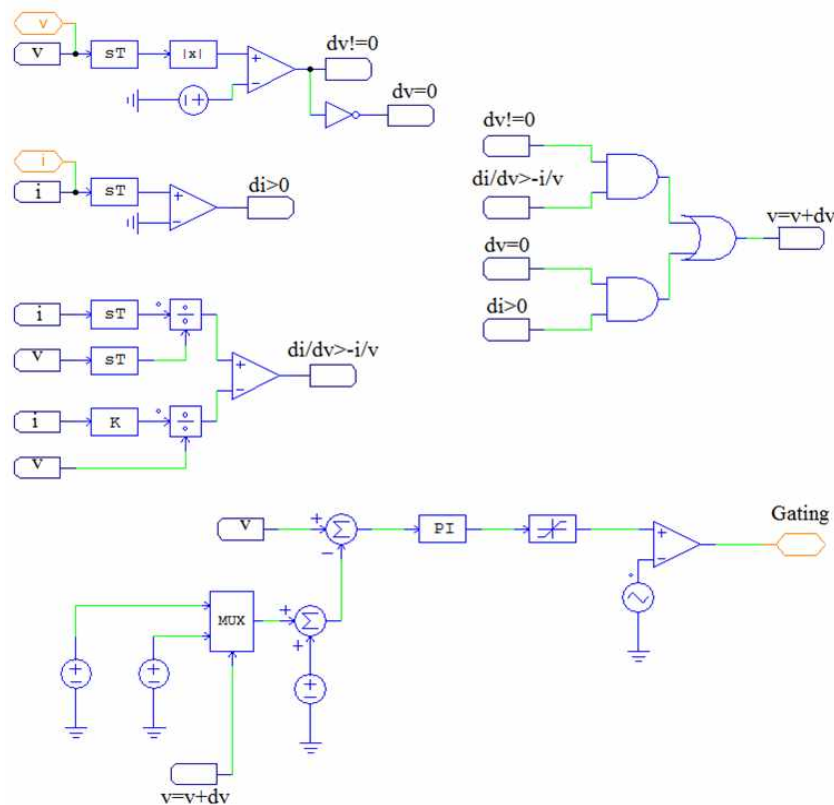


Figura 6.15 – Técnica de MPPT condutância incremental.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Desta forma, antes de representar os sinais PWM do conversor, é preciso mostrar a forma de onda da tensão do barramento CC para entender os momentos em que o conversor é controlado por cada estratégia. A Figura 6.17 (a) mostra o comportamento da tensão do barramento da MR CC, para o cenário de carga da Tabela 6.2. A lógica de controle que determina se o sinal PWM será gerado pelo MPPT ou *droop* é mostrada na Figura 6.17(b). Para representar melhor as grandezas que serão apresentadas, adotaram-se a representação em p.u. para todos os gráficos.

Ao analisar a Figura 6.17 (a) e relacionar com os cenários de carga da Tabela 6.2, percebe-se que a tensão no barramento varia em torno de 1 p.u. No intervalo de 10 ms a 30 ms, o sistema está sem carga e a tensão do barramento CC da MR varia entre 1,01 a 1,035 p.u. Neste caso, o sistema fotovoltaico não está entregando toda a capacidade de potência e o conversor *buck* está sendo controlado pelo *droop*, proporcionando somente a manutenção da tensão do barramento e carregamento dos elementos armazenadores.

A Figura 6.18 (a) e Figura 6.19 (a) mostram que o sinal PWM é gerado pelo controle por *droop*.

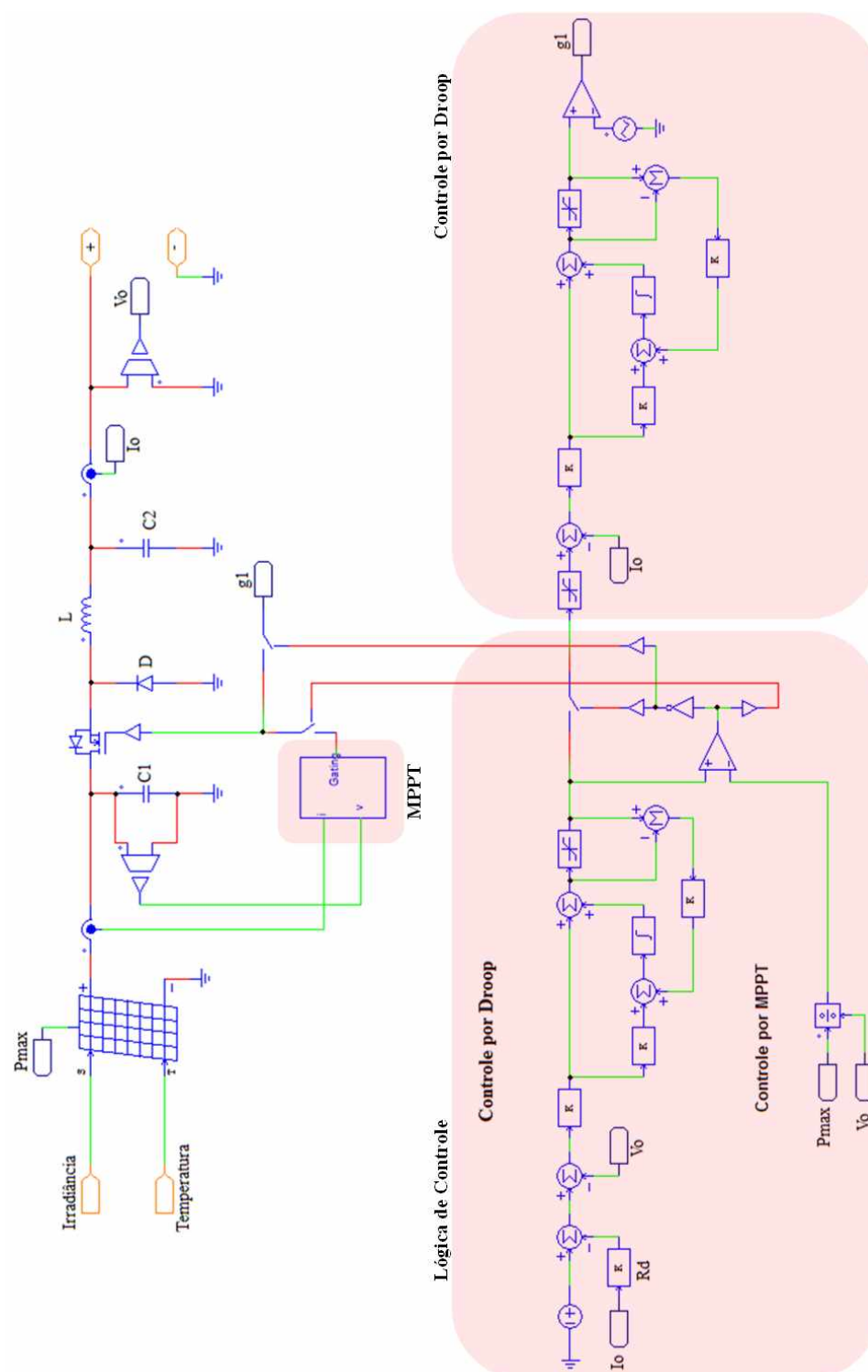


Figura 6.16 – Sistema fotovoltaico simulado no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

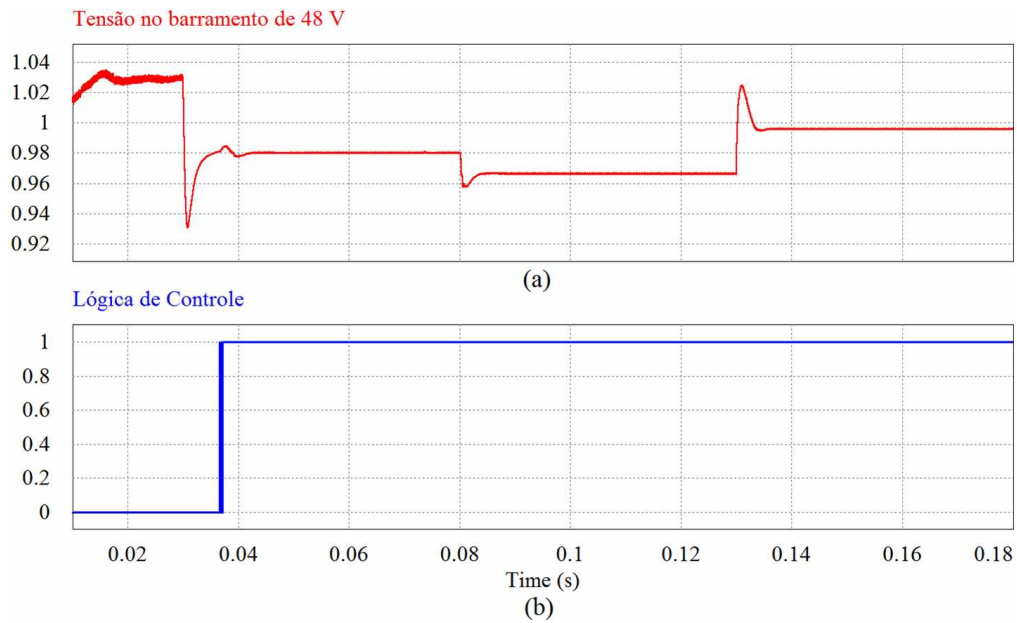


Figura 6.17 – (a) Tensão no barramento de 48 V e (b) lógica de controle.

Fonte: Acervo do próprio autor.

A Figura 6.19(a) mostra o sinal do PWM gerado pelo controle por *droop* no intervalo de 10 ms a 12 ms. Percebe-se que o MPPT também está gerando um sinal PWM que está na maior parte do tempo em nível lógico alto na Figura 6.19 (b). No entanto, em razão da lógica de controle da Figura 6.16, o interruptor do conversor *buck* será comandado somente pelo sinal PWM gerado pelo *droop*.

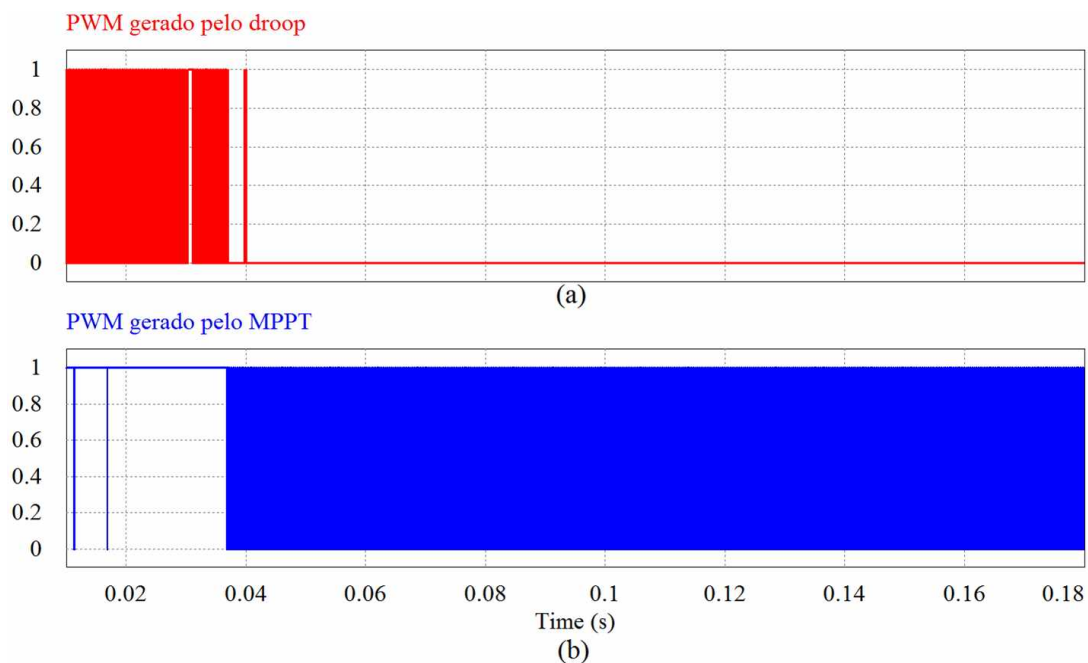


Figura 6.18 – (a) Sinal PWM gerado pelo controle por *droop* e (b) sinal PWM gerado pelo controle por MPPT.

Fonte: Acervo do próprio autor.

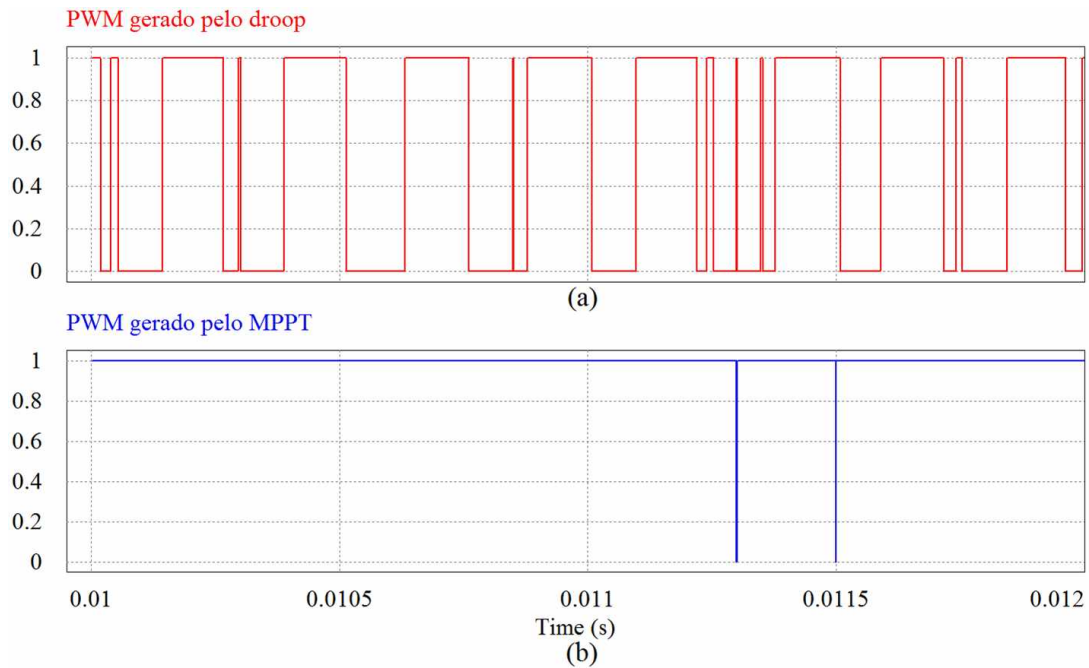


Figura 6.19 – Carga nula conectada ao barramento de 48 V: (a) sinal PWM gerado pelo controle por *droop* e (b) sinal PWM gerado pelo controle por MPPT.

Fonte: Acervo do próprio autor.

No instante 30 ms, é inserida uma carga e percebe-se na Figura 6.17 (a) que a tensão no barramento é reduzida para 0,98 p.u. O controle identifica que a tensão do barramento foi reduzida e, segundo a lógica de controle da Figura 6.16, o controle por *droop* já não é suficiente. Neste momento, o sinal PWM no interruptor do conversor passa a ser gerado pelo MPPT. Assim, a Figura 6.20 (b) representa os pulsos PWM gerados pelo MPPT.

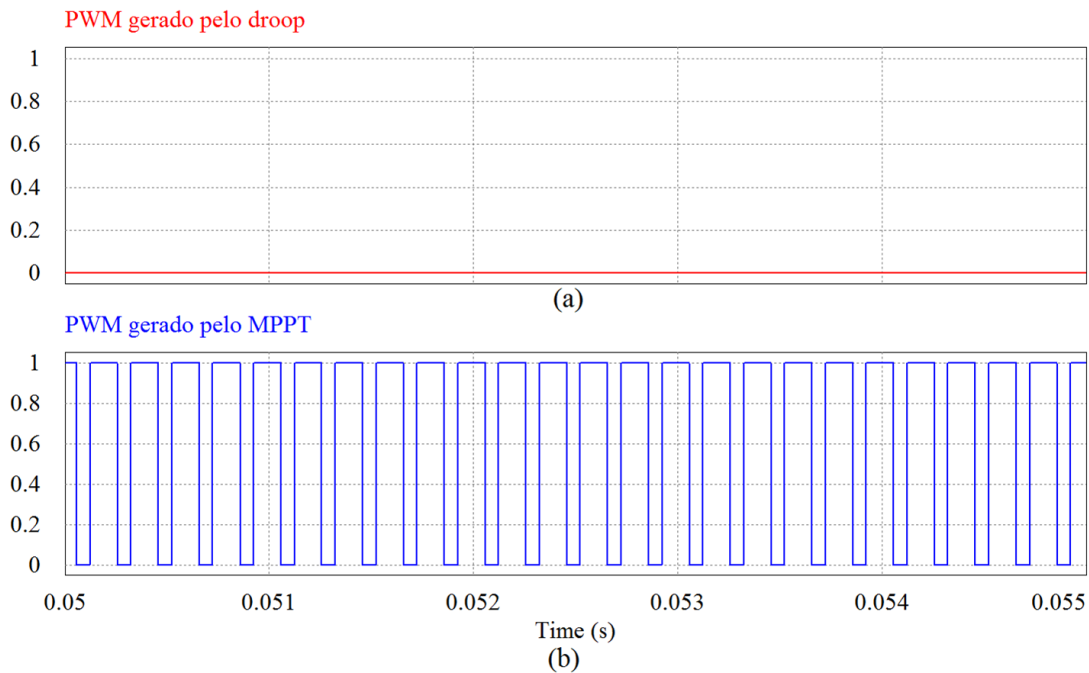


Figura 6.20 – Carga de 11,08 kW conectada ao barramento de 48 V: (a) sinal PWM gerado pelo controle por *droop* e (b) sinal PWM gerado pelo controle por MPPT.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Ao analisar a Figura 6.20 (a), percebe-se que o sinal PWM gerado pelo *droop* está a todo instante em nível lógico baixo. Isso ocorre porque o bloco de controle por *droop* da Figura 6.16 não recebe nenhum sinal. Essa situação não ocorre para o PWM do MPPT da Figura 6.19 (b).

O interruptor do conversor *buck* permanece recebendo o sinal PWM do MPPT enquanto existir demanda por potência suficiente para drenar a máxima potência que o sistema fotovoltaico pode fornecer. É importante salientar que mesmo nos instantes que a carga do barramento de 48 V for desconectada, o sistema fotovoltaico poderá continuar operando em MPPT caso exista demanda no barramento de 380 V.

A Figura 6.21 (a) e a Figura 6.21 (b) mostram as variações de potência e corrente gerada pelo sistema fotovoltaico em função do modo de operação do controle para os cenários de carga da Tabela 6.2. Nota-se variações em torno de 1 p.u. e, nos momentos em que ocorrem variação de carga, o sistema apresenta picos em função da dinâmica do controle e do fluxo de potência no barramento de 48 V. Em razão da dinâmica do sistema da MR CC que é composto por cargas, fontes e elementos armazenadores, é natural ocorrer picos de corrente, tensão e potência nos momentos que ocorrem variações de carga e geração.

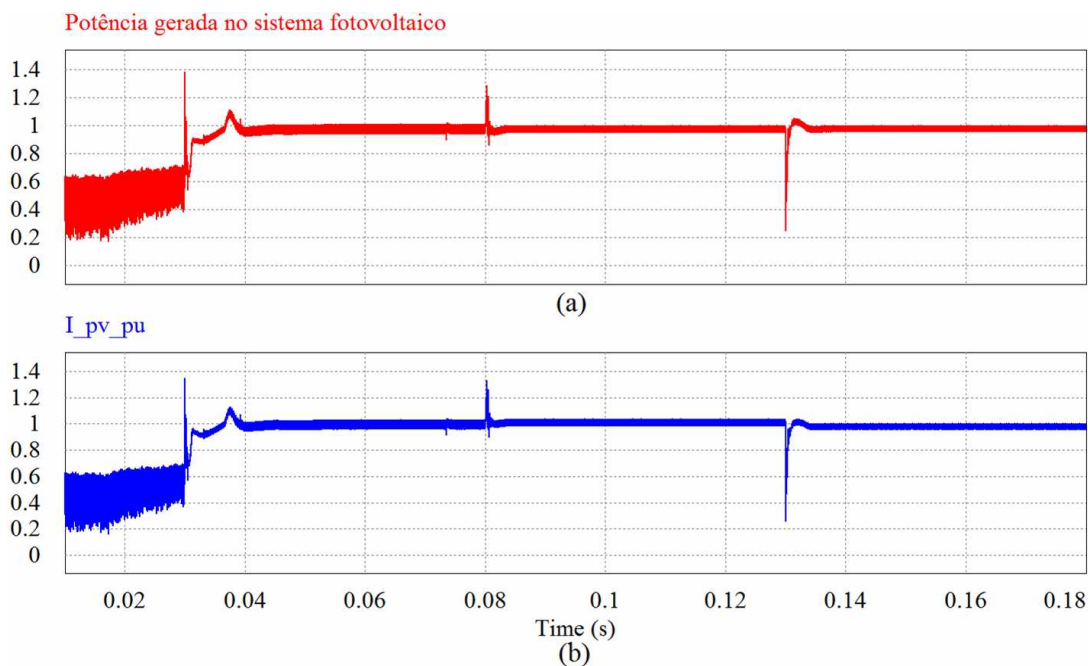


Figura 6.21 – (a) potência gerada pelo sistema fotovoltaico; (b) corrente do sistema fotovoltaico.

Fonte: Acervo do próprio autor.

6.4.1.2 - SISTEMA FOTOVOLTAICO SIMULADO UTILIZANDO FONTE DE CORRENTE CONTROLADA

Na subseção anterior, fez-se um estudo do sistema fotovoltaico composto por arranjo fotovoltaico, conversor CC-CC e estratégia de controle por MPPT ou *droop*. Nesta subseção, objetiva-se apresentar um sistema simplificado que será utilizado nas simulações, no intuito de

simplificar a implementação e reduzir os esforços computacionais, haja vista que a MR CC é composta por vários outros subsistemas e simular todos ficaria impraticável.

A partir desta subseção, os subsistemas da MR CC serão implementados por modelos simplificados através de fontes de corrente controlada. A Figura 6.22 representa o modelo do sistema fotovoltaico simulado por fonte de corrente controlada.

Nesta subseção, não serão explorados os resultados com maior riqueza de detalhes, haja vista que ao comparar as respostas do sistema fotovoltaico aqui proposto, percebe-se grande semelhança com o subsistema abordado na Figura 6.16. Os resultados aqui apresentados visam comprovar que, mesmo simplificando o sistema fotovoltaico, assim como todos os outros elementos da MR CC, as respostas são semelhantes, não causando nenhum prejuízo nas análises do fluxo de potência na MR CC operando em controle distribuído.

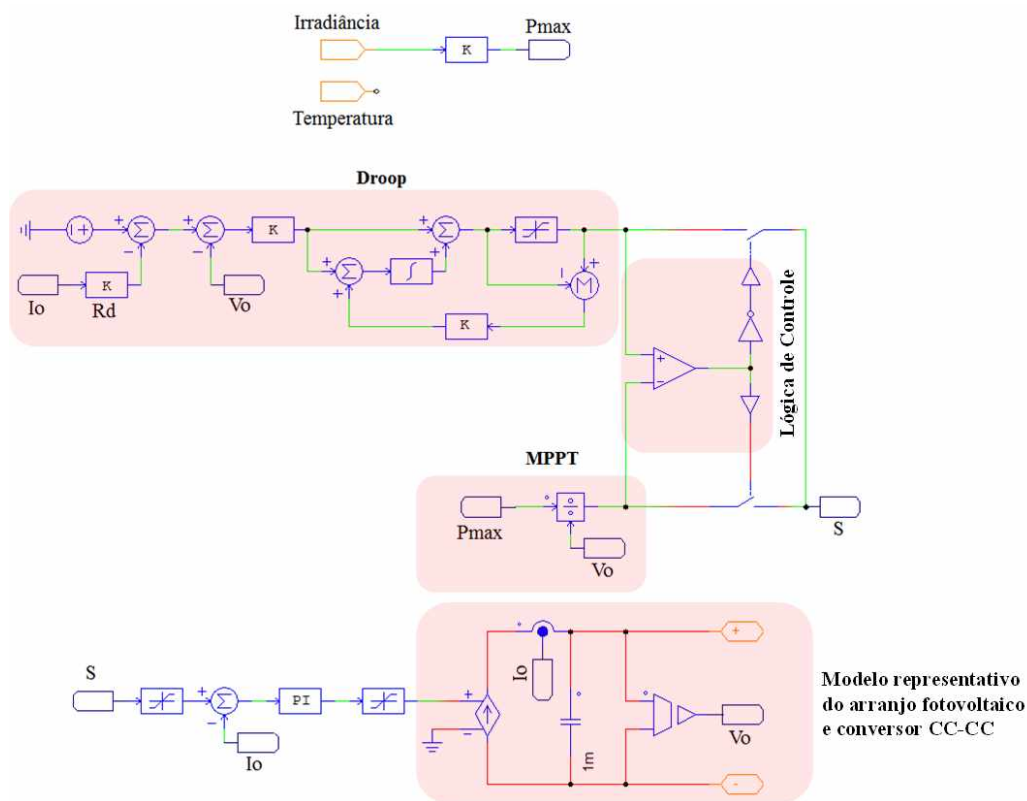


Figura 6.22 – Modelo do sistema fotovoltaico simulado no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Ao simular a MR CC utilizando o modelo da Figura 6.22 e o cenário de carga da Tabela 6.2, a tensão do barramento de 48 V da MR é representada pela Figura 6.23 (a). Nota-se que o comportamento da tensão é semelhante àquele da Figura 6.17 (a), possibilitando constatar que o modelo do sistema fotovoltaico utilizado na Figura 6.22 apresenta resposta semelhante àquela da Figura 6.16.

A resposta do sinal lógico do controle da Figura 6.22, que determina se o modelo operará em MPPT ou *droop* é mostrada na Figura 6.23(b). Os sinais de controle por *droop* e MPPT são mostrados nas Figura 6.24 (a) e Figura 6.24 (b), respectivamente.

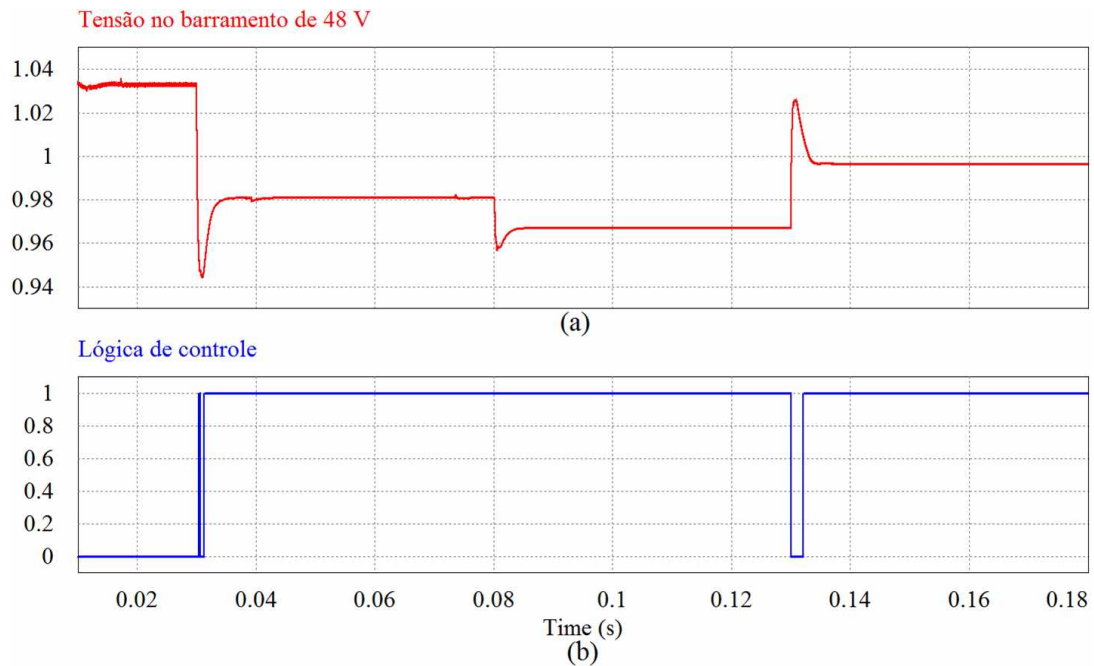


Figura 6.23 – Resposta do modelo do sistema fotovoltaico: (a) tensão no barramento de 48 V e (b) lógica de controle.

Fonte: Acervo do próprio autor.

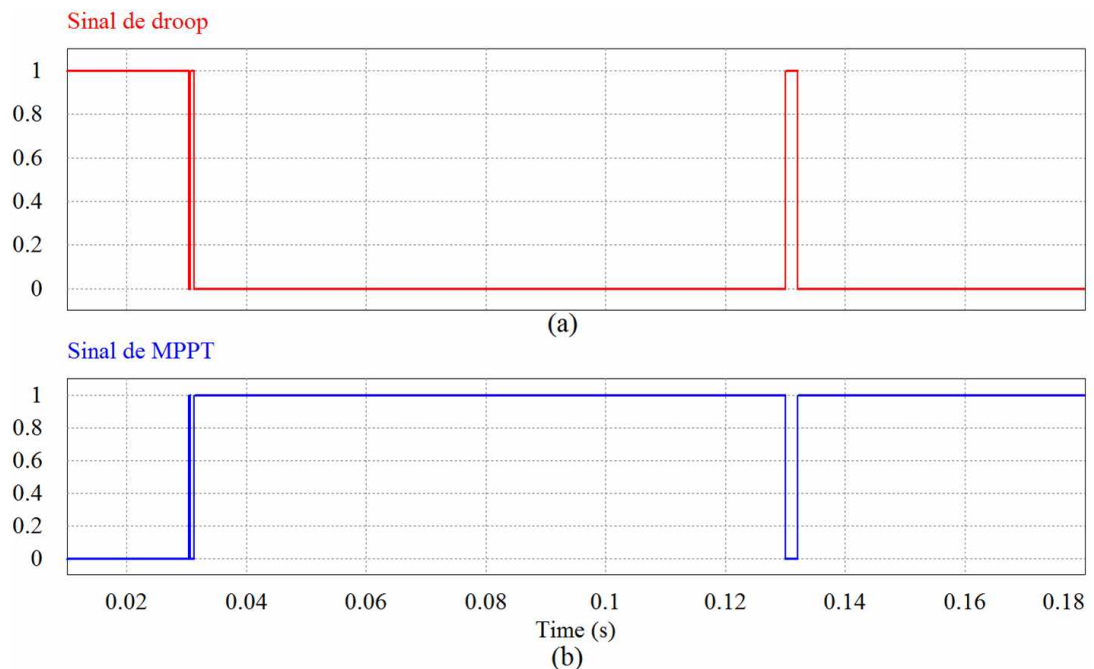


Figura 6.24 – Resposta do modelo do sistema fotovoltaico: (a) sinal que habilita o controle por *droop* e (b) sinal que habilita o controle por MPPT.

Fonte: Acervo do próprio autor.

As respostas do sistema representado pelo modelo do sistema fotovoltaico da Figura 6.22, apresentam menos oscilações em função da dinâmica de controle do circuito mais complexo da Figura 6.16. Esse fato pode ser constatado ao se comparar potência gerada no sistema fotovoltaico da Figura 6.25 (a) e a corrente do sistema fotovoltaico da Figura 6.25 (a) com a Figura 6.21 (a) e a Figura 6.21 (b).

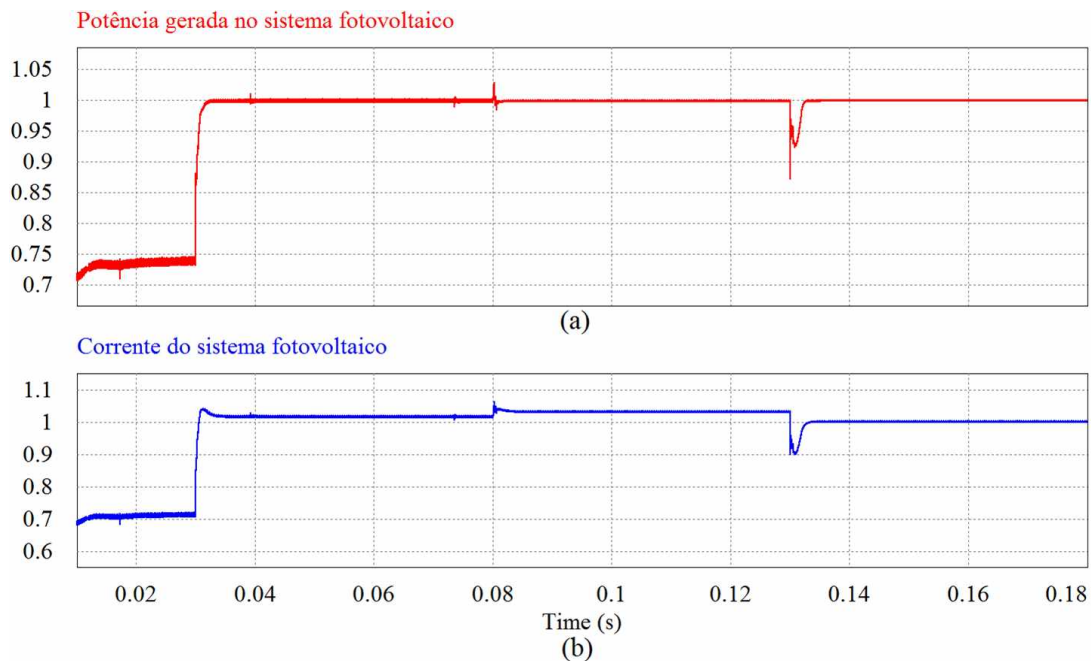


Figura 6.25 – Resposta do modelo do sistema fotovoltaico: (a) potência gerada pelo sistema fotovoltaico e (b) corrente do sistema fotovoltaico.

Fonte: Acervo do próprio autor.

6.4.2 - ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO

O sistema eólico implementado tem capacidade de 7 kW. Conforme foi mostrado na Figura 3.5, o sistema está conectado ao barramento de 380 V da MR CC. O modelo simplificado do sistema simulado é mostrado na Figura 6.26. Antes de analisar o comportamento do circuito, é necessário entender o comportamento da tensão do barramento de 380 V, Figura 6.27(a), haja vista que a mesma é influenciada pelo modo de operação e o controle proposto em MPPT e *droop*.

Assim como no sistema fotovoltaico, onde o modo de operação do controle depende da tensão do barramento de 48 V, no sistema eólico o parâmetro da MR CC que irá determinar o modo de operação do controle é a tensão do barramento de 380 V. Para realizar a análise dos modos de operação do controle, são considerados os cenários de carga da Tabela 6.2.

Ao analisar a Figura 6.27(a), percebe-se que no intervalo de 10 ms a 30 ms o sistema está sem carga e a tensão do barramento CC da MR é 1,03 p.u. Neste intervalo, o sistema eólico não está entregando toda a capacidade de potência e o controle da tensão é feito pelo *droop*, proporcionando somente a manutenção da tensão do barramento e carregamento dos elementos armazenadores. A

Figura 6.27 (b) e Figura 6.28 (a) mostram o sinal de controle do sistema e o sinal de *droop*, respectivamente.

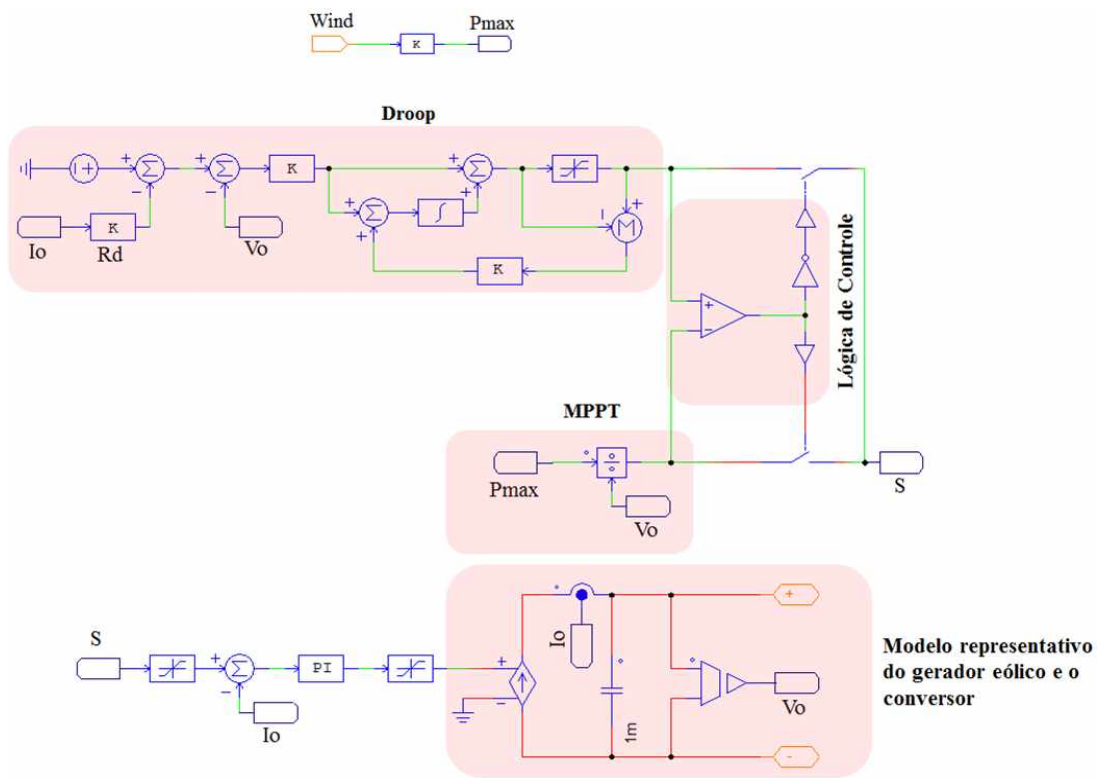


Figura 6.26 – Modelo do sistema eólico simulado no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

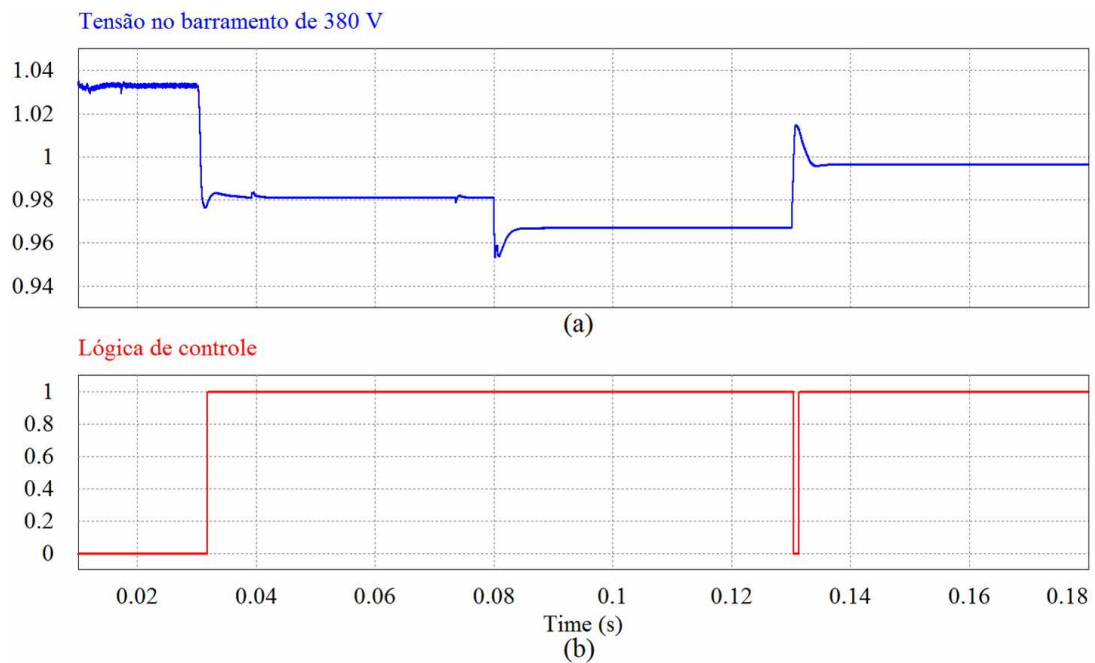


Figura 6.27 – Resposta do modelo do sistema eólico: (a) tensão no barramento de 380 V e (b) lógica de controle.

Fonte: Acervo do próprio autor.

O sinal do MPPT é mostrado na Figura 6.28 (b). O sistema eólico passa a ser controlado pelo MPPT a partir do instante que é inserida uma carga suficiente para causar a redução da tensão nos barramentos da MR CC. Nesse sentido, mesmo que a carga seja inserida no barramento de 48 V, o *déficit* de potência disponível pode ser menor que a demandada, causando o afundamento da tensão nos barramentos.

Por exemplo: quando é inserida uma carga de 11,08 kW no barramento de 48 V em 30 ms, percebe-se na Figura 6.27 (a) uma redução da tensão para aproximadamente 0,98 p.u. Neste momento, a lógica de controle da Figura 6.27(b) assume nível lógico alto, caracterizando que o sistema está operando em modo MPPT.

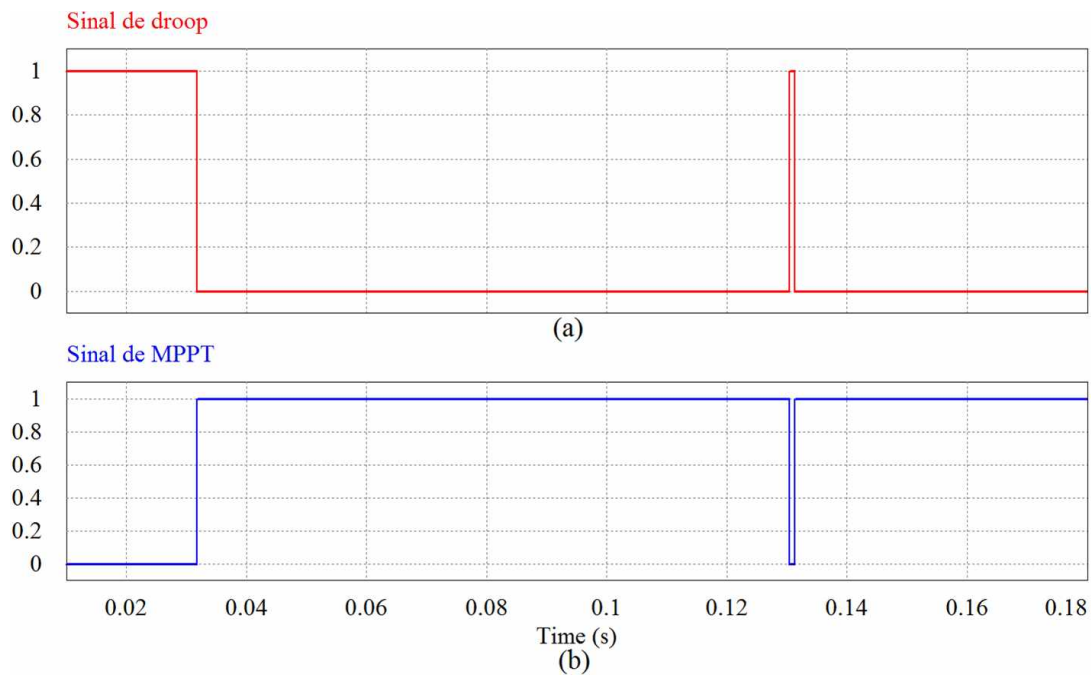


Figura 6.28 – Resposta do modelo do sistema eólico, (a) sinal que habilita o controle por *droop*; (b) sinal que habilita o controle por MPPT.

Fonte: Acervo do próprio autor.

No intervalo de 10 ms a 30 ms o sistema eólico está operando em *droop*, e a potência que está sendo entregue pelo sistema é somente para regular a tensão do barramento, mantendo o equilíbrio entre potência gerada e demandada, Figura 6.29. No entanto, no instante de 30 ms, em que é inserido uma carga no barramento de 48 V, o controle identifica a redução da tensão. Se não ocorrer nenhuma ação de controle, a tensão será drasticamente reduzida e a capacidade do sistema de regular a tensão dos barramentos será inibida, de modo que possivelmente os barramentos entrarão em colapso.

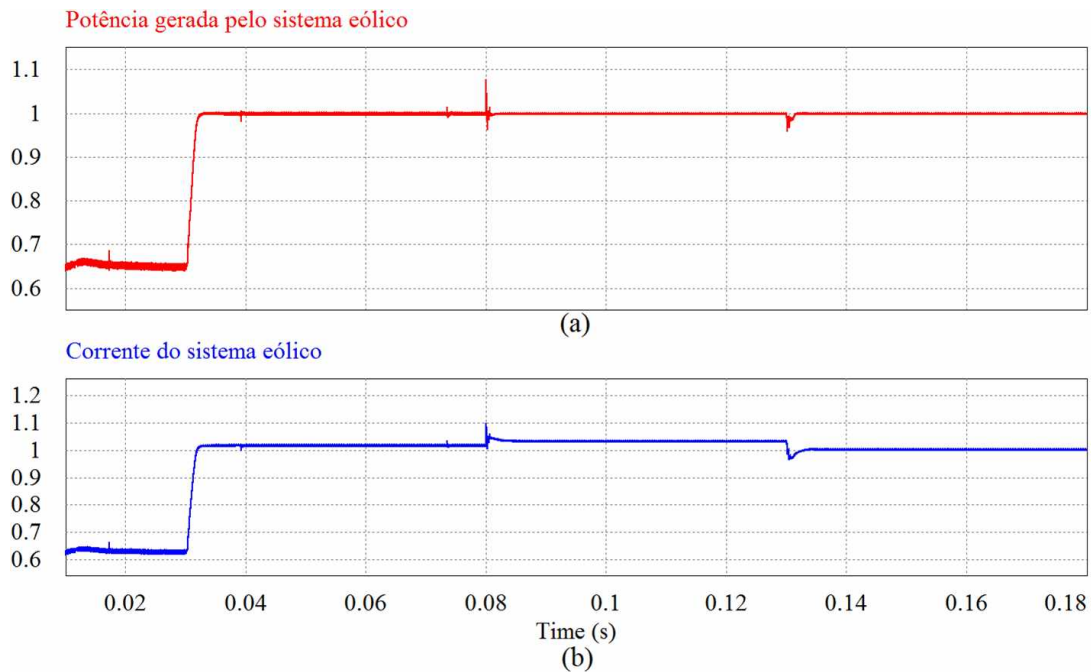


Figura 6.29 – Resposta do modelo do sistema eólico, (a) potência gerada pelo sistema eólico; (b) corrente do sistema eólico.

Fonte: Acervo do próprio autor.

6.4.3 - ANÁLISE DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

O sistema de armazenamento local é um elemento crucial na estrutura de uma microrrede de energia, sendo que ele é responsável por suavizar o comportamento intermitente da geração local, permitindo o funcionamento estável do sistema no modo ilhado. A capacidade de armazenamento é definida em função da autonomia desejada, sendo, portanto, dependente dos requisitos de cada instalação.

O modelo utilizado para simulação do sistema de baterias para ambos os barramentos da MR CC proposta, está representando na Figura 6.30. Diferente dos sistemas de geração fotovoltaica e eólica, os elementos armazenadores utilizam como estratégia de controle da tensão dos barramentos somente o controle por *droop*.

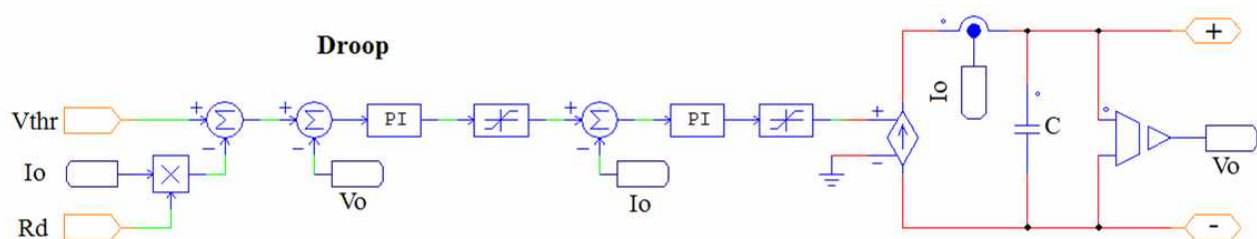


Figura 6.30 – Modelo dos sistemas de armazenamento simulados no PSIM.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Para implementar o controle, utiliza-se como referência a tensão e corrente de saída do sistema de armazenamento os parâmetros de *droop* V-I, sendo $V_{th} = 0,974$ pu da tensão do barramento ao qual o elemento armazenador está conectado, além de se adotar as resistências de

droop $R_{d48} = 0,0129\Omega$ e $R_{d380} = 0,0129\Omega$. Na Figura 6.31, apresenta-se o comportamento da tensão nos barramentos da MR CC e o fluxo de potência nos elementos armazenadores de cada barramento.

No intervalo de 10 ms a 30 ms da Figura 6.31 (a), quando a MR CC não possui carga, a tensão varia entre 1,01 a 1,035 p.u. No entanto, percebe-se que os sistemas de armazenamento estão apresentando comportamento de carga. Essa situação pode ser constatada ao se analisar a Figura 6.31(b) e Figura 6.31(c), nas quais os elementos armazenadores estão drenando energia dos barramentos.

Da mesma forma que os elementos armazenadores funcionam como “carga” para o sistema, nos intervalos em que existe demanda de potência nos barramentos, os elementos armazenadores podem funcionar como fonte de energia. Esse fato pode ser evidenciado no intervalo de 80 ms a 130 ms na Figura 6.31 (b) e na Figura 6.31(c). Neste intervalo, os elementos armazenadores estão fornecendo energia para o barramento.

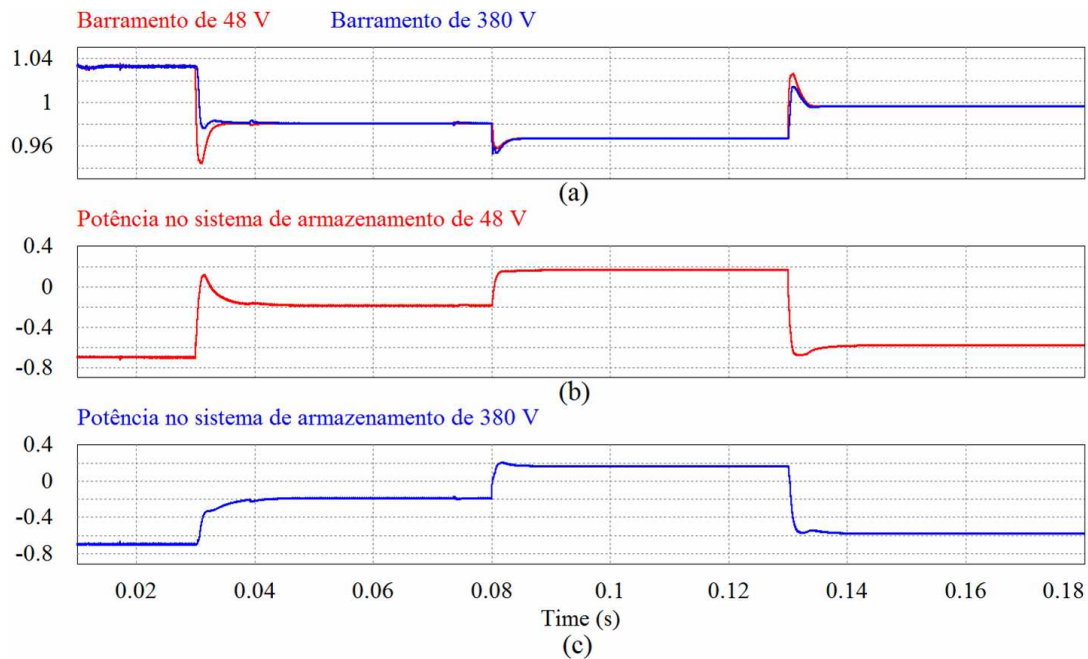


Figura 6.31 – (a) Tensão nos barramentos, (b) fluxo de potência no sistema de armazenamento no barramento de 48 V; (c) fluxo de potência no sistema de armazenamento no barramento de 380 V.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Nesta subseção, não serão abordados com mais detalhes os comportamentos dos elementos armazenadores, haja vista que na próxima seção será apresentada uma abordagem da MR CC operando com fontes, cargas e elementos armazenadores conectados aos barramentos.

6.5 - AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO NÍVEL PRIMÁRIO DE CONTROLE DA MR PROPOSTA

Nas seções anteriores, explanou-se o comportamento dos múltiplos elementos que compõem a MR CC através das simulações individuais de cada modelo implementado. Assim, propõe-se a análise do sistema MR CC e a forma que cada elemento em nível primário de controle pode interferir no comportamento das tensões nos barramentos.

Diante do exposto, pode-se avaliar o comportamento do nível primário de controle da MR em diferentes condições de operação. Para tal análise, assume-se que o projeto dos subsistemas foi realizado de modo a garantir uma operação estável e que atenda às curvas estáticas definidas na Figura 4.10 em regime permanente. Considera-se ainda que a MR esteja operando de forma ilhada e que as cargas foram inseridas conforme o cenário delineado na Tabela 6.2.

Devido ao IC, as cargas inseridas na MR podem ser alimentadas por qualquer fonte, mesmo as que estão em barramentos diferentes. O comportamento do sistema e os parâmetros de potência de cada conversor são ilustrados na Figura 6.32 e quantificados na Tabela 6.3, Tabela 6.4, Tabela 6.5. Para facilitar a comparação entre as grandezas do sistema, adota-se a representação em p.u.

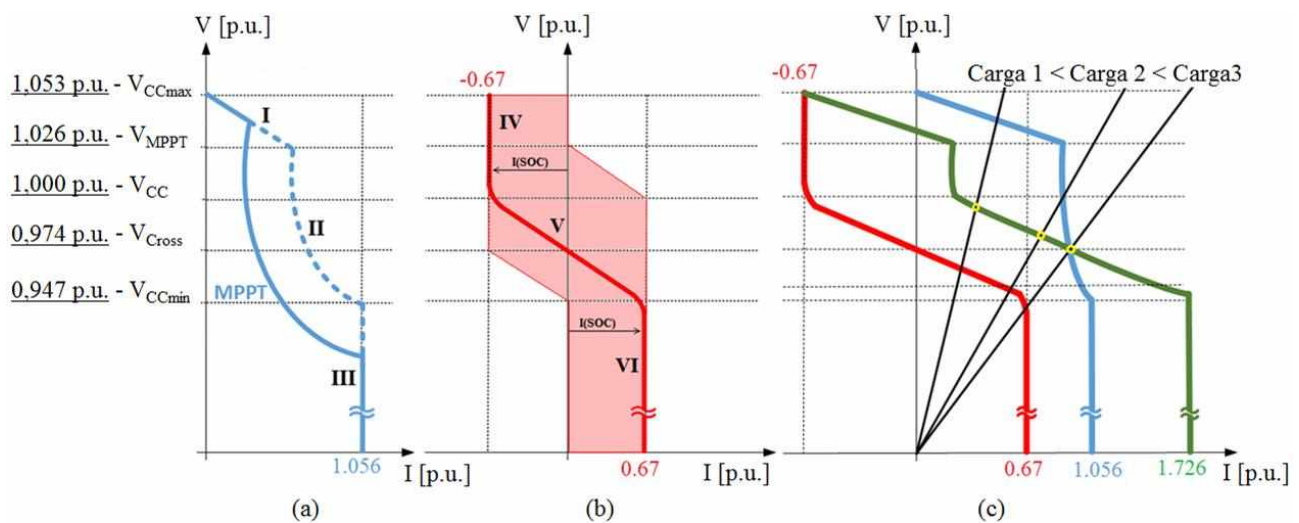


Figura 6.32 – (a) Regiões da curva de droop para fonte alternativa de energia. (b) Carga de droop do sistema de armazenamento. (c) Curva resultante para os pontos de operação determinados pelas cargas.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Na Figura 6.32(c), é representada a tensão e o ponto de operação para as fontes renováveis, e os elementos armazenadores em função das cargas inseridas no sistema. A curva em verde é a resultante obtida a partir das curvas em azul (RRC) e vermelho (ESC). O ponto em que a curva de carga intercepta a curva resultante é o ponto de operação momentâneo para o sistema.

Tabela 6.3 – Parâmetros da curva de droop V-I do Interlink Converter.

Barra1		[p.u.]	Barra 2	
$V_{cc,48}$ [V]	50,52	1,053	400	$V_{cc,380}$ [V]
$V_{Cross,48}$ [V]	48	1	380	$V_{Cross,380}$ [V]
$V_{Cross,48,min}$ [V]	45,47	0,947	360	$V_{Cross,380,min}$ [V]
$I_{48,rated}$ [A]	153,95	1,056	19,45	$I_{380,rated}$ [A]
$R_{d,48}$ [Ω]	0,0164	0,0501	1,028	$R_{d,380}$ [Ω]

Tabela 6.4 – Parâmetros da curva de droop V-I dos ESCs.

ESC 1		[p.u.]	ESC 2	
$V_{cc,1}$ [V]	48	1	380	$V_{cc,2}$ [V]
$V_{Cross,1}$ [V]	46,74	0,974	370	$V_{Cross,2}$ [V]
$V_{cc,48,min}$ [V]	45,47	0,947	360	$V_{cc,2,min}$ [V]
$I_{Stor1,rated}$ [A]	97,9	0,67	12,37	$I_{Stor2,rated}$ [A]
$R_{d,3}$ [Ω]	0,0129	0,0388	0,808	$R_{d,4}$ [Ω]

Tabela 6.5 – Parâmetros da curva de droop V-I dos RRCs.

RRC PV		[p.u.]	RRC WT	
$P_{max,pv}$ [W]	7000	-	7000	$P_{max,wt}$ [W]
$V_{cc,1,max}$ [V]	50,52	1,053	400	$V_{cc,2,max}$ [V]
$V_{cc,1}$ [V]	48	1	380	$V_{dc,2}$ [V]
$I_{base,1}$ [A]	145,83	1	18,42	$I_{base,2}$ [A]
$V_{cc,1,min}$ [V]	45,47	0,947	360	$V_{cc,2,min}$ [V]
$V_{MPPT,1}$ [V]	49,26	1,026	390	$V_{MPPT,2}$ [V]
$I_{MPPT,1}$ [A]	142,1	0,974	17,95	$I_{MPPT,2}$ [A]
$I_{pv,rated}$ [A]	153,95	1,056	19,45	$I_{wt,rated}$ [A]
$R_{d,1}$ [Ω]	0,0089	0,0277	0,5571	$R_{d,2}$ [Ω]

Conforme o cenário delineado na Tabela 6.2 e os parâmetros apresentados na Tabela 6.3, Tabela 6.4, Tabela 6.5, realizou-se uma simulação computacional no software PSIM® para avaliar o comportamento das unidades integrantes da MR CC, juntamente com a influência do fluxo de potência nos níveis de tensão dos barramentos CC.

A Figura 6.33 representa o sistema simulado. Para testar a operacionalidade do sistema proposto, definiu-se que o valor da carga 1 será 11,08 kW em 48 V e a carga 2 será 5,73 kW em 380 V. Para analisar os resultados de simulação do circuito representados na Figura 6.33, as análises são divididas em quatro zonas distintas e delineadas conforme a Tabela 6.2. Para simplificar o entendimento, as representações das grandezas com exceção do perfil de carga são dadas em p.u.

A Figura 6.34 (a) representa o perfil de tensão para os barramentos de 48 V e 380 V respectivamente. Observa-se que nos quatro casos avaliados a MR CC não apresenta oscilações sustentadas nas tensões dos barramentos, o que indica um ciclo limite introduzido pela carga CPL, não se notam oscilações durante os transitórios, o que corrobora com as proposições matemáticas apresentadas no Capítulo 5.

Conforme era esperado, a tensão do barramento sofre variações em função da demanda de cargas na Figura 6.34(a). Percebe-se que no intervalo de 10 ms a 30 ms na zona I são registrados os maiores valores de tensão nos barramentos, sendo 1,035 p.u. no barramento de 48 V e 1,029 p.u. no barramento de 380 V. Isso é atribuído à ausência de carga no respectivo intervalo na Figura 6.34(b), o que é representado no cenário 1 da Tabela 6.2.

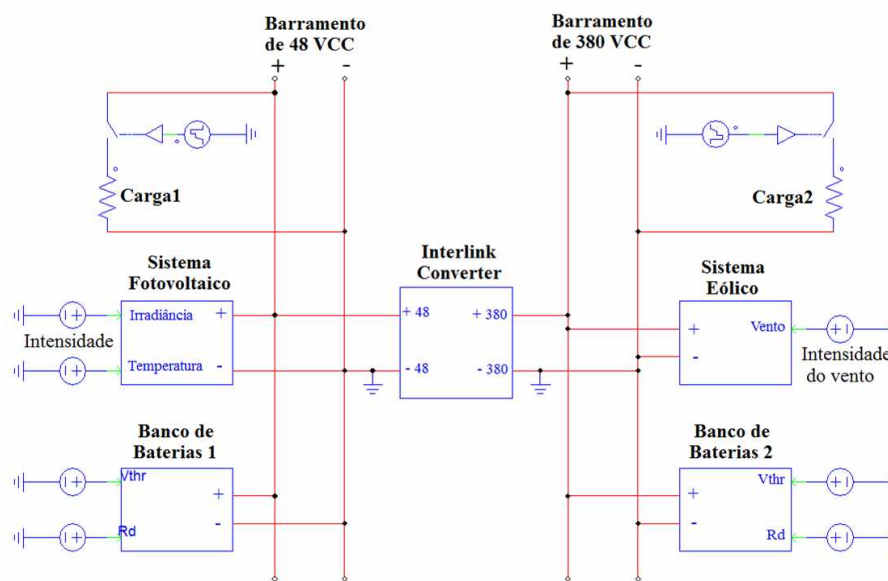


Figura 6.33 – MR CC de dois barramentos interconectados por um IC.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Analisando a Figura 6.35 e Figura 6.36, percebe-se que na zona 1, mesmo com a ausência de demanda nos barramentos, os sistemas PV e WT estão fornecendo potência para regular a tensão do barramento e manter os elementos armazenadores carregados. Neste ponto, é importante ressaltar que a potência fornecida pelos respectivos sistemas não é o valor nominal. Desta forma, é perceptível que ambos estão sendo controlados por *droop* na Figura 6.35(b) e na Figura 6.36(b). Nesse caso, os elementos armazenadores estão absorvendo o excedente de potência e operando no modo tensão. Nesta zona de operação, não existe fluxo expressivo de potência no IC.

Ainda na Figura 6.34(a), o caso mais crítico de subtensão ocorre durante a transição da zona I para a zona II, onde se percebe um afundamento bem pronunciado da tensão do barramento de 48 V em razão da demanda de 11,08 kW no respectivo barramento. O valor registrado é de 0,944 p.u. No entanto, o valor é próximo ao cálculo de 0,947 p.u. conforme é previsto na Tabela 6.3, na Tabela 6.4 e na Tabela 6.5.

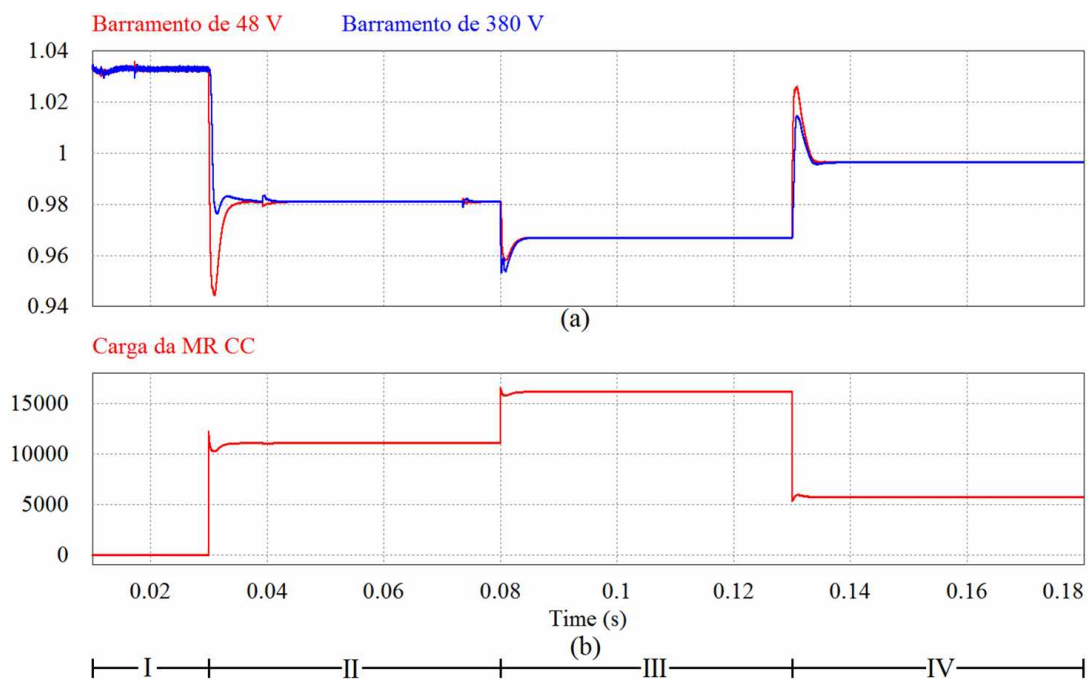


Figura 6.34 – (a) Tensão nos barramentos da MR CC e (b) demanda de potência para o cenário da Tabela 6.2.

Fonte: Acervo do próprio autor.

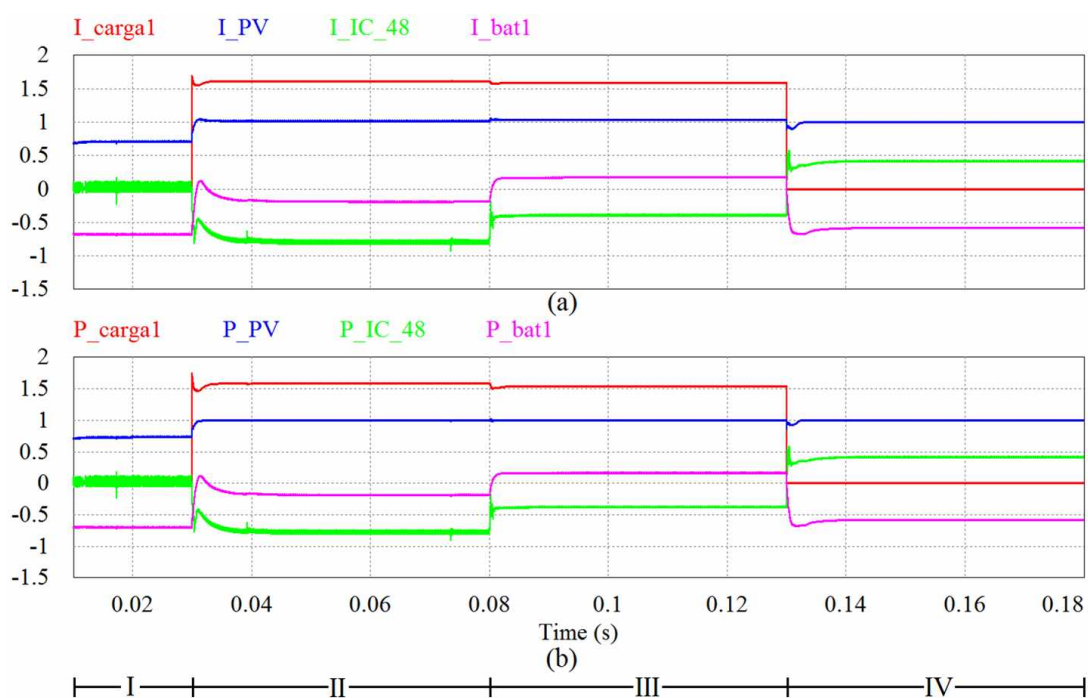


Figura 6.35 – Barramento de 48 V: (a) corrente nos elementos conectados e (b) fluxo de potência no barramento.

Fonte: Acervo do próprio autor.

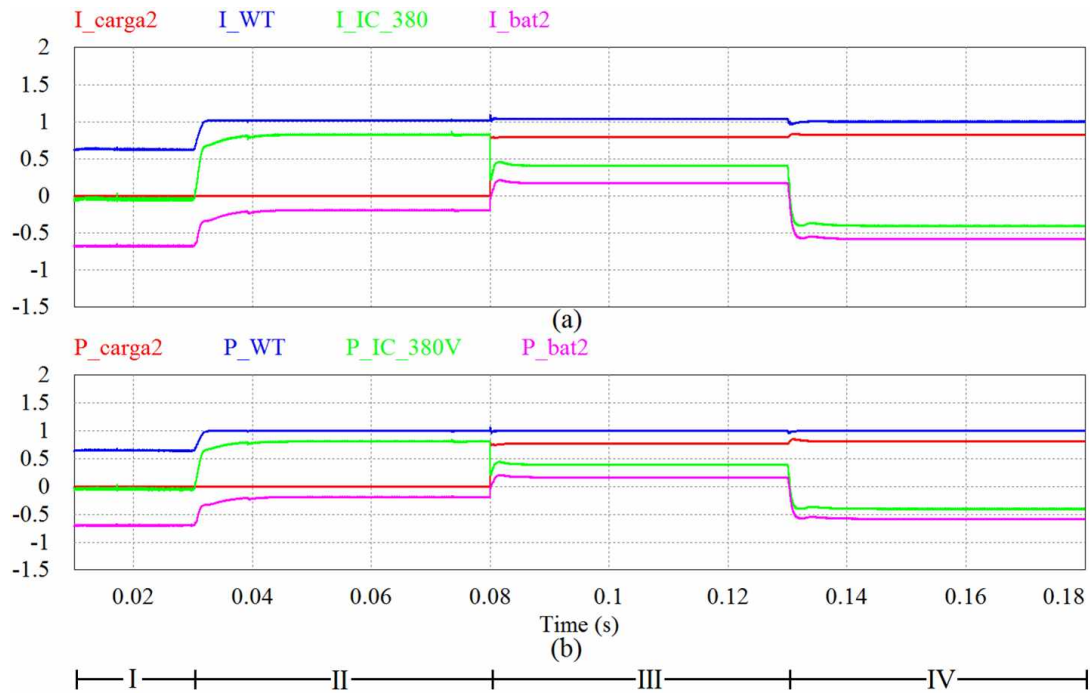


Figura 6.36 – Barramento de 380 V: (a) corrente nos elementos conectados e (b) fluxo de potência no barramento.

Fonte: Acervo do próprio autor.

Na respectiva transição, o barramento de 380 V apresentou tensão de 0,979 p.u. Isso se deve ao fato de que nesse cenário não ocorre a inserção de carga no barramento de 380 V. Após a inserção da primeira carga de 11,08 kW no barramento de 48 V, conforme previsto no cenário 2 da Tabela 6.2, as tensões dos barramentos de 48 V e 380 V se estabilizam em 0,981 p.u. e 0,981 p.u., respectivamente.

Analisando a Figura 6.35 e Figura 6.36, percebe-se que na zona 2, em função da carga inserida no barramento de 48 V, as fontes PV e WT entram em modo de controle por MPPT de forma cooperativa na tentativa de restaurar a tensão dos barramentos. A operação em MPPT pode ser percebida observando o gráfico de potência dos elementos geradores, onde os mesmos estão operando em 1 p.u. Ainda nesse caso, percebe-se que os elementos armazenadores de ambos os barramentos passam a absorver somente o excedente de potência gerada pelos sistemas PV e WT. Esse fato é caracterizado pelos fluxos negativos da corrente e da potência na zona 2 da Figura 6.35 e da Figura 6.36.

Ainda na zona 2, é possível perceber que em razão de não haver carga no barramento de 380 V, o excedente de potência é transferido para o barramento de 48 V. Esse fluxo de energia entre os barramentos pode ser constatado na Figura 6.35 e Figura 6.36, onde na zona 2 a corrente e a potência do IC no barramento de 48 V são negativas, enquanto que no barramento de 380 V são positivas.

É importante destacar que, embora a tensão esteja abaixo de 1 p.u., verifica-se uma boa regulação de tensão por parte do controle primário das unidades geradoras, realizado por meio do MPPT e *droop*. No caso das unidades armazenadoras, atua apenas o controle por *droop*.

Na transição da zona 2 para a zona 3, registrou-se a situação mais crítica de afundamento de tensão para o barramento de 380 V de 0,954 p.u. A tensão no barramento de 48 V para o respectivo ponto crítico é 0,958 p.u. A zona 3 é representada pelo cenário 3 da Tabela 6.2, no período entre 80 ms a 130 ms, situação na qual é observada a maior demanda na MR CC de cerca de 16,81 kW, conforme a Figura 6.34(b).

Na zona 3, em razão da demanda e objetivando regular a tensão dos barramentos dentro dos limites apresentados na Tabela 6.3, Tabela 6.4, Tabela 6.5, os sistemas PV e WT são controlados pelo MPPT e ainda é necessária a colaboração dos elementos armazenadores, que passam a operar no modo corrente, deixando a MR sem nenhuma unidade em modo tensão para regular o barramento.

Para esse caso, os elementos armazenadores passam a fornecer energia para os barramentos da MR CC. Esse fato pode ser constatado na zona 3 da Figura 6.35 e Figura 6.36, onde se percebe que os fluxos de corrente e potência dos elementos armazenadores passam a ser positivos. Em razão da capacidade de potência dos barramentos serem iguais, mas a demanda do barramento de 48 V ainda ser maior que a do barramento de 380, observa-se na zona 3 da Figura 6.35 e Figura 6.36 que o barramento de 48 V está absorvendo o excedente de potência do barramento de 380 V através do IC.

A última transição para o sistema em análise ocorre entre as zonas 3 e 4, sendo que de acordo com o cenário 4 da Tabela 6.2 ocorre redução da demanda para 5,73 kW conforme a Figura 6.34 (b). Nesta transição, percebe-se uma elevação das tensões dos barramentos de aproximadamente 1,025 p.u. e 1,014 p.u. para os barramentos de 48 V e 380 V, respectivamente. Essa elevação ocorre em razão dos sistemas PV e WT estarem operando no MPPT e os elementos armazenadores controlados por *droop* ainda estarem fornecendo energia para o barramento no modo corrente. Como em regime permanente a potência injetada pelos conversores no barramento é superior à consumida pela carga, a tensão aumenta até que os elementos armazenadores possam operar no modo tensão e regular a tensão do barramento em um nível adequado.

Desta forma, uma vez que o controle individual das unidades identifica a existência da sobretensão, as unidades de armazenamento começam a absorver energia do barramento em modo tensão, enquanto as unidades geradoras PV e WT passam a ser controladas por *droop* somente no período transitório.

Em seguida, o controle das unidades geradoras passa a ser feito pelo MPPT em modo corrente para evitar a ocorrência de subtensão nos barramentos. Após o transitório, nota-se que na zona 4 as

tensões dos barramentos são estabilizadas em 0,996 p.u. Na zona 4 da Figura 6.35 e da Figura 6.36, em razão de haver a ausência de carga no barramento de 48 V, o IC passa a transferir energia para o barramento de 380 V, que possui uma carga de 5,73 kW.

6.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentou-se a análise do desempenho da MR CC de dois barramentos por meio de simulação computacional no software PSIM[®]. Inicialmente, analisou-se um sistema fotovoltaico composto pelo painel fotovoltaico, conversor CC-CC e controle do conversor (MPPT e *droop*) e, ao simular o referido sistema, o objetivo é compará-lo com um sistema equivalente modelado por fonte de corrente controlada. Assim, conclui-se que as respostas em simulações são semelhantes, de modo que se propôs utilizar a mesma estratégia de simplificação para todos os demais subsistemas da MR.

Na sequência, foram apresentadas as simulações de cada subsistema a fim de demonstrar o princípio de funcionamento de cada unidade. Neste sentido, todo o sistema MR foi simulado considerando os respectivos modelos em fontes de corrente. A principal vantagem dos modelos propostos é a redução dos esforços computacionais. No entanto, uma desvantagem seria as respostas sem as interferências dinâmicas de cada elemento, mesmo considerando as não idealidades.

Uma vez que todos os subsistemas da MR CC foram detalhados, realizou-se a integração desses subsistemas para análise do sistema MR. A MR CC de dois barramentos interconectados pelo IC apresentou resultados adequados no que tange as simulações. Os parâmetros da MR foram calculados para comparar as respostas das simulações e não foram observadas divergências significativas.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO GERAL

Esta tese de doutorado retratou o estudo e desenvolvimento detalhado de uma proposta de MR CC de dois barramentos, com foco em aplicações de distribuição de energia em ambientes residenciais e comerciais. Buscou-se definir uma arquitetura de dois barramentos que fosse compatível com padrões, normas e outras topologias existentes na literatura, seguindo uma tendência mundial no desenvolvimento de redes inteligentes.

Para essa finalidade, inicialmente definiu-se o estado da arte acerca do tema por meio de um vasto estudo bibliográfico. Observou-se que, mesmo com a ampla gama de pesquisas e publicações de padrões por parte de consórcios e associações como a *EMerge Alliance* e a *REbus Alliance*, ainda existem divergências quanto à arquitetura, estratégias de controle, sistemas de armazenamentos e esquemas de distribuição das MRs.

Outro aspecto muito importante e pouco explorado na literatura são os níveis de tensão nas MRs. As divergências acerca da existência da quantidade de barramentos também são evidentes. No entanto, observam-se proposições que convergem acerca da existência de um barramento de alimentação principal com tensão que varia entre 300 V e 400 V, além de múltiplos barramentos de baixa tensão de 24 V a 48 V, utilizados para alimentação de equipamentos eletrônicos de baixa potência.

Para possibilitar a conexão de equipamentos disponíveis no mercado brasileiro, sem a necessidade de estabelecer uma nova cadeia produtiva, observa-se que trabalhar com um barramento principal de 311 V seria uma alternativa viável, mas se observa uma tendência de normalização em torno do nível de tensão de 380 V. Neste sentido, optou-se por se trabalhar com um barramento principal de 380 V e um auxiliar de 48 V.

A arquitetura do sistema de gerenciamento da MR CC proposta foi discutida ao longo do texto. Estabeleceu-se um sistema de gerenciamento hierárquico, composto por um nível primário de controle distribuído, baseado em sinalização de barramento (*scheduling*). O nível primário utiliza a variação da tensão dos barramentos CC como parâmetro de controle dos subsistemas para definir localmente o modo de operação de cada subsistema. O desempenho da MR CC segundo esta estratégia de controle foi validado por meio de simulações no *software* PSIM®.

Observou-se que, durante a inserção de cargas nos barramentos da MR CC, ocorrem oscilações nas tensões dos barramentos, até que o controle dos subsistemas assumo o modo MPPT e as unidades geradoras passem a operar no modo corrente. Para os casos em que os sistemas PV e WT não conseguem suprir as cargas, as unidades de armazenamento atuam cooperativamente para

regular a tensão do sistema. No entanto, para situações em que a carga excede a capacidade das unidades de geração e armazenamento, é necessário implementar estratégias de desconexão de cargas para manter as tensões nos barramentos e a MR não entrar em colapso.

Embora para as simulações, foram estabelecidos padrões no desenvolvimento da MR CC. Observou-se a necessidade de desenvolver um modelo matemático representativo aplicável a qualquer caso de MR CC, independentemente da quantidade de barramentos, unidades geradoras, sistemas de armazenamentos e tipos de carga. Neste sentido, foram apresentadas neste trabalho proposições matemáticas aplicáveis a qualquer tipo de MR CC.

A modelagem proposta assume o comportamento qualitativo do sistema, enquanto reduz o número de equações diferenciais do sistema, mantendo a essência da representação do comportamento não linear das cargas. Essa simplificação permite realizar um estudo analítico não linear sobre todo o sistema, permitindo identificar a relação entre os parâmetros do sistema e a estabilidade.

Além das vantagens supracitadas, o modelo proposto pode ser aplicado a qualquer MR CC, inclusive a MRs com vários barramentos. Para esse último caso, deve-se considerar nos equacionamentos as relações de transformação impostas pelos conversores bidirecionais, sejam essas estruturas isoladas ou não.

A análise não linear desenvolvida fornece algumas relações entre os parâmetros da MR CC, as quais permitem determinar o comportamento do sistema com a menor quantidade de variáveis possíveis, propiciando diretrizes confiáveis para operação em regiões seguras nos projetos de MRs.

Como propostas de continuidade deste trabalho de tese, têm-se:

1. Estudo de técnicas de estabilidade de tensão para modelo matemático proposto, tais como:
 - Estabilidade para pequenos sinais;
 - Análise do modelo matemático pelo critério de Middlebrook e Čuk;
 - Análise do modelo matemático pelo critério de estabilidade de Routh-Hurwitz.
2. Realizar a validação experimental do controle primário proposto;
3. Desenvolvimento, simulação e implementação de estratégias de controle secundário;
4. Desenvolvimento, simulação e implementação de estratégias de controle, integrando os níveis primário, secundário e terciário de controle.
5. Estudo do comportamento da MR CC em situações de conexão à rede de distribuição;
6. Estudo do comportamento da MR CC em situações de desequilíbrio de fases no sistema trifásico;
7. Estudo dedicado à proteção contra ilhamentos indesejados quando o sistema operar conectado à rede de distribuição;

8. Estudo, desenvolvimento e verificação experimental de topologias de dispositivos de proteção contra faltas e correntes diferenciais e residuais (DR) em corrente contínua;
9. Estudo, desenvolvimento projeto de sistemas de gerenciamento de baterias para aplicação em cada unidade de armazenamento;
10. Realização de estudos de eficiência da MR CC em comparação a sistemas CA convencionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. B. S. dos Reis, Eldis Camargo, *Energia elétrica e sustentabilidade: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais*: Editora Manole, 2015.
- [2] A. Favareto and R. Moralez, *Energia, desenvolvimento e sustentabilidade*: Zouk Editora, 2014.
- [3] F. A. Farret and M. G. Simoes, "Integration of Alternative Sources of Energy: Chapter 15," ed: Wiley, 2016.
- [4] G. Venkataramanan and C. Marnay, "A larger role for microgrids," *IEEE power and energy magazine*, vol. 6, 2008.
- [5] E. d. P. Energética, "Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese, ano base 2015," *Retrieved December*, vol. 6, 2016.
- [6] T. D. C. Huayllas, D. Ramos, and R. Vasquez-Arnez, "Microgrid systems: Current status and challenges," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES*, 2010, pp. 7-12.
- [7] R. H. Lasseter, "Smart distribution: Coupled microgrids," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 1074-1082, 2011. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2114630>.
- [8] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric power systems research*, vol. 57, pp. 195-204, 2001. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8).
- [9] S. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids and active distribution networks*: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [10] Y. Lopes, R. H. F. Franco, D. A. Molano, M. A. dos Santos, F. G. Calhau, C. A. M. Bastos, *et al.*, "Smart grid e iec 61850: Novos desafios em redes e telecomunicações para o sistema elétrico," *XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações*, 2012.
- [11] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy policy*, vol. 33, pp. 787-798, 2005. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>.
- [12] L. Rese, "Modelagem, análise de estabilidade e controle de microrredes de energia elétrica," 2012.
- [13] Y. Lopes, N. C. Fernandes, and D. C. Muchaluat-Saade, "Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação," *Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos*, vol. 33, 2015.
- [14] N. Hatzigargyriou, *Microgrids: architectures and control*: John Wiley & Sons, 2014.
- [15] F. Li, R. Li, and F. Zhou, *Microgrid technology and engineering application*: Elsevier, 2015.
- [16] A. P. N. Tahim, "Controle de microrredes de distribuição de energia elétrica em corrente contínua," 2015.
- [17] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, *et al.*, "Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept," 2002.
- [18] R. F. Coelho, "Concepção, análise e implementação de uma microrrede interligada à rede elétrica para alimentação ininterrupta de cargas CC a partir de fontes renováveis," 2013.
- [19] J. Moia, "Sistema de conversão estática CA-CC bidirecional aplicado à microrredes CC bipolares," 2016.
- [20] S. N. Backhaus, G. W. Swift, S. Chatzivasileiadis, W. Tschudi, S. Glover, M. Starke, *et al.*, "DC Microgrids Scoping Study. Estimate of Technical and Economic Benefits," Los Alamos National Lab.(LANL), Los Alamos, NM (United States)2015.
- [21] P. Karlsson, *DC distributed power systems: analysis, design and control for a renewable energy system*: Univ., 2002.

- [22] W. Li, X. Mou, Y. Zhou, and C. Marnay, "On voltage standards for DC home microgrids energized by distributed sources," in *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International*, 2012, pp. 2282-2286.
- [23] D. Salomonsson, "Modeling, control and protection of low-voltage DC microgrids," KTH, 2008.
- [24] B. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, 2001. <https://doi.org/10.1109/PESW.2001.917020>, pp. 146-149.
- [25] N. Hatziaargyriou, N. Jenkins, G. Strbac, J. P. Lopes, J. Ruela, A. Engler, *et al.*, "Microgrids—large scale integration of microgeneration to low voltage grids," *CIGRE C6-309*, 2006.
- [26] N. D. Hatziaargyriou and A. S. Meliopoulos, "Distributed energy sources: Technical challenges," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, 2002, pp. 1017-1022. <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985163>.
- [27] A. Salam, A. Mohamed, and M. Hannan, "Technical challenges on microgrids," *ARPJ Journal of engineering and applied sciences*, vol. 3, pp. 64-69, 2008.
- [28] E. Shaffer, P. Roeger, and T. Zheleva, "Advanced microgrid concepts and technologies workshop," Army Research Lab Adelphi MD Sensors And Electron Devices Directorate.2013. <https://doi.org/10.21236/ADA585017>.
- [29] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Irvani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE power and energy magazine*, vol. 5, pp. 78-94, 2007.
- [30] M. L. Heldwein, "Microrredes em corrente contínua: qualidade de fornecimento eficiência em futuras redes de distribuição," *Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em*, 2010.
- [31] P. ANEEL, "Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, módulo 1," ed: Módulo 1, 2015.
- [32] P. Myles, J. Miller, S. Knudsen, and T. Grabowski, "430.01. 03 electric power system asset optimization," *Morgantown, WV: National Energy Technology Laboratory*, vol. 20, 2011.
- [33] J. B. Almada, "Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis," Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica). Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2013.
- [34] R. J. Campbell, "Weather-related power outages and electric system resiliency," 2012.
- [35] R. H. Lasseter and P. Paigi, "Microgrid: A conceptual solution," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, pp. 4285-4290. <https://doi.org/10.1109/PESC.2004.1354758>.
- [36] S. Bossart, "Doe perspective on microgrids," in *Advanced Microgrid Concepts and Technologies Workshop*, 2012.
- [37] Z. Ye, R. Walling, N. Miller, P. Du, and K. Nelson, "Facility microgrids Executive Summary," *NREL Innovation for our Energy future, Subcontract Report NREL/SR-560-38019, pp. iii*, 2005.
- [38] C. Schwaegerl, L. Tao, J. P. Lopes, A. Madureira, P. Mancarella, A. Anastasiadis, *et al.*, "Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation," *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*, 2009.
- [39] P. Tenti, A. Costabeber, P. Mattavelli, and D. Trombetti, "Distribution loss minimization by token ring control of power electronic interfaces in residential microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, pp. 3817-3826, 2012. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2161653>.
- [40] F. Guo, Y.-D. Song, and C. Wen, *Distributed Control and Optimization Technologies in Smart Grid Systems*: CRC Press, 2017. <https://doi.org/10.1201/9781315109732>.
- [41] E. Rodriguez-Diaz, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "An overview of low voltage DC distribution systems for residential applications," in *Consumer Electronics-*

- Berlin (ICCE-Berlin), 2015 IEEE 5th International Conference on, 2015, pp. 318-322. <https://doi.org/10.1109/ICCE-Berlin.2015.7391268>.
- [42] T. R. de Oliveira, "Distribuição Local de Energia em Corrente Contínua: Estudo, Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Nanorrede CC Dedicado aos Setores Residencial e Comercial," 2016.
 - [43] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC microgrids—Part II: A review of power architectures, applications, and standardization issues," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 31, pp. 3528-3549, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2464277>.
 - [44] J. Lee, B. Han, and N. Choi, "DC micro-grid operational analysis with detailed simulation model for distributed generation," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2010 IEEE, 2010, pp. 3153-3160.
 - [45] Y. Zhang, H. J. Jia, and L. Guo, "Energy management strategy of islanded microgrid based on power flow control," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1-8.
 - [46] R. S. Balog and P. T. Krein, "Bus selection in multibus DC microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 860-867, 2011. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2094208>.
 - [47] A. C. Gomes, W. H. Maciel, E. M. Vicente, P. S. Vicente, A. S. Morais, F. L. Tofoli, *et al.*, "Development of A Small-Signal Model for The DC-DC Buck Converter Based on The Three-State Switching Cell," *IEEE Latin America*, pp. 1-8., 2018, Aceito para publicação.
 - [48] T. Ise, "Advantages and circuit configuration of a DC microgrid," in *Proc. Symposium on Microgrids*, 2006.
 - [49] D. J. Hammerstrom, "AC versus DC distribution systems did we get it right?," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 2007, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.386130>.
 - [50] A. Engler, O. Osika, M. Barnes, N. Jenkins, and A. Arulampalam, "DB1 Local Micro Source controller strategies and algorithms," *Eur. Comm.*, 2004.
 - [51] M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, *et al.*, "Real-world microgrids-an overview," in *System of Systems Engineering, 2007. SoSE'07. IEEE International Conference on*, 2007, pp. 1-8. <https://doi.org/10.1109/SYSOSE.2007.4304255>.
 - [52] H. Kakigano, Y. Miura, and T. Ise, "Low-voltage bipolar-type DC microgrid for super high quality distribution," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 25, pp. 3066-3075, 2010. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2077682>.
 - [53] J. M. Bosque, H. Valderrama-Blavi, M. Muñoz, X. Maixé, and P. Garcés, "Increased dynamics adaptor to incorporate energy sources in PV-based dc microgrids," in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, 2010, pp. S9-18-S9-24. <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2010.5606525>.
 - [54] G.-R. Yu and J.-S. Wei, "Modeling and Control of a Bi-directional Inverter for DC Microgrids," in *System Science and Engineering (ICSSE), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 425-430. <https://doi.org/10.1109/ICSSE.2011.5961941>.
 - [55] R. Wang, F. Wang, D. Boroyevich, R. Burgos, R. Lai, P. Ning, *et al.*, "A high power density single-phase PWM rectifier with active ripple energy storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 1430-1443, 2011. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2090670>.
 - [56] D. Salomonsson, L. Soder, and A. Sannino, "Protection of low-voltage DC microgrids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, pp. 1045-1053, 2009. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2016622>.
 - [57] K. Techakittiroj, "Electrical plug and outlet for the DC distribution system in buildings," *Conferência Internacional sobre a Sociedade de Robótica e Controle*, pp. 2667-2670, 2008. <https://doi.org/10.1109/ICCAS.2008.4694212>.

- [58] T. B. Soeiro, F. Vancu, and J. W. Kolar, "Hybrid active third-harmonic current injection mains interface concept for DC distribution systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 7-13, 2013. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2209897>.
- [59] C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson, and R. W. De Doncker, "Control and design of dc-grids for offshore wind farms," in *Industry Applications Conference, 2006. 41st IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2006 IEEE*, 2006, pp. 1148-1154. <https://doi.org/10.1109/IAS.2006.256677>.
- [60] F. Mura, C. Meyer, and R. W. De Doncker, "Stability analysis of high-power dc grids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, pp. 584-592, 2010. <https://doi.org/10.1109/TIA.2010.2041095>.
- [61] S. P. Engel, N. Soltau, H. Stage, and R. W. De Doncker, "Dynamic and balanced control of three-phase high-power dual-active bridge DC-DC converters in DC-grid applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 1880-1889, 2013. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2209461>.
- [62] D. Dong, T. Thacker, I. Cvetkovic, R. Burgos, D. Boroyevich, F. Wang, *et al.*, "Modes of operation and system-level control of single-phase bidirectional PWM converter for microgrid systems," *IEEE transactions on Smart grid*, vol. 3, pp. 93-104, 2012. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2167352>.
- [63] D. Salomonsson, L. Soder, and A. Sannino, "An adaptive control system for a DC microgrid for data centers," in *Industry Applications Conference, 2007. 42nd IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2007 IEEE*, 2007, pp. 2414-2421.
- [64] D. Boroyevich, I. Cvetković, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, and F. Lee, "Future electronic power distribution systems a contemplative view," in *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2010 12th International Conference on*, 2010, pp. 1369-1380. <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2010.5510477>.
- [65] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization," *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 58, pp. 158-172, 2011. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>.
- [66] A. Kwasinski and C. N. Onwuchekwa, "Dynamic behavior and stabilization of DC microgrids with instantaneous constant-power loads," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 822-834, 2011. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2091285>.
- [67] S. Anand and B. Fernandes, "Optimal voltage level for DC microgrids," in *IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2010, pp. 3034-3039. <https://doi.org/10.1109/IECON.2010.5674947>.
- [68] A. A. A. Radwan and Y. A.-R. I. Mohamed, "Linear Active Stabilization of Converter-Dominated DC Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, pp. 203-216, 2012. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2162430>.
- [69] A. Mohamed and O. Mohammed, "Connectivity of DC microgrids involving sustainable energy sources," in *Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2011 IEEE*, 2011, pp. 1-8. <https://doi.org/10.1109/IAS.2011.6074338>.
- [70] M. Ton, B. Fortenbery, and W. Tschudi, "DC power for improved data center efficiency," *Lawrence Berkeley National Laboratory*, 2008.
- [71] N. Rasmussen and J. Spitaels, "A quantitative comparison of high efficiency ac vs. dc power distribution for data centers," *white paper*, vol. 127, 2007.
- [72] H. Kakigano, M. Nomura, and T. Ise, "Loss evaluation of DC distribution for residential houses compared with AC system," in *Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International*, 2010, pp. 480-486. <https://doi.org/10.1109/IPEC.2010.5543501>.
- [73] K. Garbesi, "Optimizing energy savings from direct-DC in US residential buildings," 2012.
- [74] R. Weiss, L. Ott, and U. Boeke, "Energy efficient low-voltage DC-grids for commercial buildings," in *DC Microgrids (ICDCM), 2015 IEEE First International Conference on*, 2015, pp. 154-158. <https://doi.org/10.1109/ICDCM.2015.7152030>.

- [75] D. J. Becker and B. Sonnenberg, "DC microgrids in buildings and data centers," in *Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2011 IEEE 33rd International*, 2011, pp. 1-7. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2011.6099725>.
- [76] E. Alliance, "380 Vdc Architectures for the Modern Data Center," *EMerge Alliance, San Ramon, CA, USA*, 2013.
- [77] M. Saeedifard, M. Graovac, R. Dias, and R. Iravani, "DC power systems: Challenges and opportunities," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-7. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589736>.
- [78] R. M. Cuzner and G. Venkataramanan, "The status of DC micro-grid protection," in *Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS'08. IEEE*, 2008, pp. 1-8. <https://doi.org/10.1109/08IAS.2008.382>.
- [79] H. Estes, A. Kwasinski, R. Hebner, F. Uriarte, and A. Gattozzi, "Open series fault comparison in AC & DC micro-grid architectures," in *Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2011 IEEE 33rd International*, 2011, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2011.6099883>.
- [80] M. Noritake, T. Iino, A. Fukui, K. Hirose, and M. Yamasaki, "A study of the safety of the DC 400 V distribution system," in *Telecommunications Energy Conference, 2009. INTELEC 2009. 31st International*, 2009, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2009.5351768>.
- [81] I. E. Commission, "IEC 61643-1: 2005 Low-voltage surge protective device-Part 1: surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems-Requirements and tests," *IEC published*, 2005.
- [82] N. ABNT, "5410: Instalações elétricas de baixa tensão," *Rio de janeiro*, 2004.
- [83] E. A. Standards. (18/09/2018). Available: <https://www.emergealliance.org/Standards/OurStandards.aspx>
- [84] E. ETSI, "300 132-3-1-Environmental Engineering (EE)," *Power supply interface at the input to telecommunications and datacom (ICT) equipment*, pp. 2012-02.
- [85] I. Cvetkovic, "Modeling, Analysis and Design of Renewable Energy Nanogrid Systems," *Virginia Tech*, 2010.
- [86] D. Salomonsson and A. Sannino, "Low-voltage DC distribution system for commercial power systems with sensitive electronic loads," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, pp. 1620-1627, 2007. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2006.883024>.
- [87] K. Hirose, "DC power demonstrations in Japan," in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*, 2011, pp. 242-247. <https://doi.org/10.1109/ICPE.2011.5944592>.
- [88] K. Shenai and K. Shah, "Smart DC micro-grid for efficient utilization of distributed renewable energy," in *Energytech, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1-6.
- [89] T.-F. Wu, Y.-K. Chen, G.-R. Yu, and Y. Chang, "Design and development of DC-distributed system with grid connection for residential applications," in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*, 2011, pp. 235-241. <https://doi.org/10.1109/ICPE.2011.5944591>.
- [90] K. Yukita, K. Ban, Y. Goto, K. Ichiyanagi, K. Hirose, T. Ushirokawa, *et al.*, "Power supply system of DC/AC micro grid system," in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*, 2011, pp. 228-234.
- [91] A. Sannino, G. Postiglione, and M. H. Bollen, "Feasibility of a DC network for commercial facilities," in *Industry Applications Conference, 2002. 37th IAS Annual Meeting. Conference Record of the*, 2002, pp. 1710-1717.
- [92] J.-H. Jung, H.-S. Kim, J.-H. Kim, M.-H. Ryu, and J.-W. Baek, "High efficiency bidirectional LLC resonant converter for 380V DC power distribution system using digital control scheme," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE*, 2012, pp. 532-538.

- [93] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 19, pp. 1184-1194, 2004. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.833453>.
- [94] J. Lago, "Redistribuidor de correntes para redes de distribuição em corrente contínua bipolares," 2012.
- [95] K. Sun, L. Zhang, Y. Xing, and J. M. Guerrero, "A distributed control strategy based on DC bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 3032-3045, 2011. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2127488>.
- [96] J. Schonberger, S. Round, and R. Duke, "Autonomous load shedding in a nanogrid using DC bus signalling," in *IEEE Industrial Electronics, IECON 2006-32nd Annual Conference on*, 2006, pp. 5155-5160. <https://doi.org/10.1109/IECON.2006.347865>.
- [97] B. Singh, B. N. Singh, A. Chandra, K. Al-Haddad, A. Pandey, and D. P. Kothari, "A review of single-phase improved power quality AC-DC converters," *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 50, pp. 962-981, 2003. <https://doi.org/10.1109/TIE.2003.817609>.
- [98] F. Chen, R. Burgos, and D. Boroyevich, "Efficiency comparison of a single-phase grid-interface bidirectional AC/DC converter for DC distribution systems," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*, 2015, pp. 6261-6268.
- [99] H.-S. Kim, M.-H. Ryu, J.-W. Baek, and J.-H. Jung, "High-efficiency isolated bidirectional AC-DC converter for a DC distribution system," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 1642-1654, 2013. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2213347>.
- [100] Y. Hahashi and M. Mino, "High-density bidirectional rectifier for next generation 380-V DC distribution system," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE*, 2012, pp. 2455-2460.
- [101] P. Salonen, P. Nuutinen, P. Peltoniemi, and J. Partanen, "LVDC distribution system protection—Solutions, implementation and measurements," in *Power Electronics and Applications, 2009. EPE'09. 13th European Conference on*, 2009, pp. 1-10.
- [102] H. Kakigano, Y. Miura, T. Ise, T. Momose, and H. Hayakawa, "Fundamental characteristics of DC microgrid for residential houses with cogeneration system in each house," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 2008, pp. 1-8.
- [103] D. Nilsson and A. Sannino, "Efficiency analysis of low-and medium-voltage DC distribution systems," in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, 2004, pp. 2315-2321. <https://doi.org/10.1109/PES.2004.1373299>.
- [104] Y. Ito, Y. Zhongqing, and H. Akagi, "DC microgrid based distribution power generation system," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC 2004. The 4th International*, 2004, pp. 1740-1745.
- [105] V. Sithimolada and P. Sauer, "Facility-level DC vs. typical ac distribution for data centers: A comparative reliability study," in *TENCON 2010-2010 IEEE Region 10 Conference*, 2010, pp. 2102-2107.
- [106] C. Liu, K. Chau, C. Diao, J. Zhong, X. Zhang, S. Gao, *et al.*, "A new DC micro-grid system using renewable energy and electric vehicles for smart energy delivery," in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/VPPC.2010.5728991>.
- [107] F. Bodi and E. H. Lim, "380/400V DC powering option," in *Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2011 IEEE 33rd International*, 2011, pp. 1-8. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2011.6099885>.
- [108] A. Pratt, P. Kumar, and T. V. Aldridge, "Evaluation of 400V DC distribution in telco and data centers to improve energy efficiency," in *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*, 2007, pp. 32-39. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2007.4448733>.
- [109] A. N. d. E. Elétrica, *Atlas de energia elétrica do Brasil*: Aneel, 2002.

- [110] G. W. E. C. GWEC, "Global Wind Report: Annual market update 2015," URL <http://gwec.net/global-figures/graphs/>. [Accessed May 18, 2017], 2014.
- [111] G. W. S. GWEC, "Disponível em: http://www.gwec.net/wpcontent/uploads/2014/02/GWEC-PRstats-2013_EN.pdf," *Acesso em*, vol. 9, p. 2016, 2014.
- [112] K. Rave, S. Teske, and S. Sawyer, "Global Wind Energy Outlook 2012," *Global Wind Energy Council (GWEC), Technical Report*, 2012.
- [113] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, "Power electronics converters for wind turbine systems," *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 48, pp. 708-719, 2012. <https://doi.org/10.1109/TIA.2011.2181290>.
- [114] ANEEL, "Atlas de energia elétrica do Brasil," ed: Aneel, Brasília, 2005.
- [115] S. P. Energy, "Global Market Outlook for Solar Power 2017–2021," *Solar Power Report*, 2016.
- [116] V. Tyagi, N. A. Rahim, N. Rahim, A. Jeyraj, and L. Selvaraj, "Progress in solar PV technology: Research and achievement," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 20, pp. 443-461, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.028>.
- [117] J. Conti, P. Holtberg, J. Diefenderfer, A. LaRose, J. T. Turnure, and L. Westfall, "International energy outlook 2016 with projections to 2040," USDOE Energy Information Administration (EIA), Washington, DC (United States). Office of Energy Analysis 2016.
- [118] A. C. d. O. M. Júnior, J. C. L. Júnior, and S. JÚNIOR, "Potencial de Geração de Energia Solar: O Brasil e o Mundo," in *14º Congresso Nacional de Meio Ambiente*, 2017.
- [119] W. F. Pickard, A. Q. Shen, and N. J. Hansing, "Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply–demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1934-1945, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.002>.
- [120] S. Bahramirad and H. Daneshi, "Optimal sizing of smart grid storage management system in a microgrid," 2012.
- [121] A. Sumper, F. Díaz-González, and O. Gomis-Bellmunt, *Energy storage in power systems*: John Wiley & Sons, 2016.
- [122] R. HINRICHS, M. KLEINBACH, and L. REIS, "Energia e Meio Ambiente. 4ª," *LF Flávio Maron Vichi, Trad.) Cengage Learning, São Paulo*, 2010.
- [123] J. Etcheverry, "Sustainable Deployment of Photovoltaics: What's Wrong with the Current Policy and Technology Focus?," *The Electricity Journal*, vol. 25, pp. 24-31, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.02.003>.
- [124] D. Connolly, "A review of energy storage technologies," *Ireland: University of Limerick*, 2009.
- [125] T. B. Lazzarin, "Paralelismo de inversores de tensão," 2012.
- [126] S. Galami, "Power Electronics Converters for Microgrids with Smart Grid Functionality: Digital Implementation of Proportional Resonant Controllers," *Institutt for elkraftteknikk*, 2014.
- [127] P. E. M. J. Ribeiro, "Controle do paralelismo de inversores em sistemas de micro-redes para variados pontos de operação," 2012.
- [128] R. A. F. Ferreira, "Controle de microrredes CC baseado em droop adaptativo de tensão–simulação em tempo real com control-hardware-in-loop," 2015.
- [129] H. Bevrani and T. Ise, *Microgrid dynamics and control*: John Wiley & Sons, 2017.
- [130] X. Lu, J. M. Guerrero, K. Sun, and J. C. Vasquez, "An improved droop control method for dc microgrids based on low bandwidth communication with dc bus voltage restoration and enhanced current sharing accuracy," *IEEE Trans. Power Electron*, vol. 29, pp. 1800-1812, 2014. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2266419>.
- [131] Y. Xia, Y. Peng, H. Hu, Y. Wang, and W. Wei, "Advanced unified decentralised control method with voltage restoration for DC microgrids," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, pp. 861-871, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0433>.

- [132] P. Wang, X. Lu, X. Yang, W. Wang, and D. Xu, "An improved distributed secondary control method for DC microgrids with enhanced dynamic current sharing performance," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 6658-6673, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2499310>.
- [133] P.-H. Huang, P.-C. Liu, W. Xiao, and M. S. El Moursi, "A novel droop-based average voltage sharing control strategy for DC microgrids," *IEEE transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 1096-1106, 2015. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2357179>.
- [134] X. Lu, K. Sun, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and L. Huang, "Double-Quadrant State-of-Charge-Based Droop Control Method for Distributed Energy Storage Systems in Autonomous DC Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, pp. 147-157, 2015. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2352342>.
- [135] M. Mahmoodi, G. Gharehpetian, M. Abedi, and R. Noroozian, "Control systems for independent operation of parallel dg units in dc distribution systems," in *Power and Energy Conference, 2006. PECon'06. IEEE International*, 2006, pp. 220-224. <https://doi.org/10.1109/PECON.2006.346650>.
- [136] Z. Shuai, D. He, J. Fang, Z. J. Shen, C. Tu, and J. Wang, "Robust droop control of DC distribution networks," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, pp. 807-814, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0455>.
- [137] Q.-C. Zhong, "Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1281-1290, 2013. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2146221>.
- [138] Y. Huang and K. T. Chi, "Circuit theoretic classification of parallel connected DC-DC converters," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 54, pp. 1099-1108, 2007. <https://doi.org/10.1109/TCSI.2007.890631>.
- [139] B. T. Irving and M. M. Jovanovic, "Analysis, design, and performance evaluation of droop current-sharing method," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2000. APEC 2000. Fifteenth Annual IEEE*, 2000, pp. 235-241.
- [140] P. Prabhakaran, Y. Goyal, and V. Agarwal, "Novel Nonlinear Droop Control Techniques to Overcome the Load Sharing and Voltage Regulation Issues in DC Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, pp. 4477-4487, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2723045>.
- [141] D. Boroyevich, K. Xing, and F. Lee, "Design of parallel sources in DC distributed power systems by using gain-scheduling technique," in *Power Electronics Specialists Conference, 1999. PESC 99. 30th Annual IEEE*, 1999, pp. 161-165.
- [142] A. Bidram, V. Nasirian, A. Davoudi, and F. L. Lewis, *Cooperative Synchronization in Distributed Microgrid Control*: Springer, 2017. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-50808-5>.
- [143] K. Fleischer and R. S. Munnings, "Power systems analysis for direct current (DC) distribution systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 32, pp. 982-989, 1996. <https://doi.org/10.1109/28.536855>.
- [144] "IEEE Guide for Batteries for Uninterruptible Power Supply Systems," *IEEE Std 1184-2006 (Revision of IEEE 1184-1994)*, pp. 0_1-63, 2006.
- [145] "IEEE Recommended Practice for the Design of DC Auxiliary Power Systems for Generating Systems," *IEEE Std 946-2004 (Revision of IEEE Std 946-1992)*, pp. 1-40, 2005.
- [146] "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems - Redline," *IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991) - Redline*, pp. 1-215, 2007.
- [147] "IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book)," *IEEE Std 399-1997*, pp. 1-488, 1998.
- [148] W. W. A. G. Silva, "Estudo e implementação de um conversor bidirecional como interface na regulação de tensão em barramento cc e carregamento de baterias em um Sistema Nanorrede," *Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte*, 2013.

- [149] F. Krismer, "Modeling and optimization of bidirectional dual active bridge DC-DC converter topologies," ETH Zurich, 2010.