

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ESTUDO DO ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL EM
MICRORREDES BASEADAS EM CONVERSORES
ELETRÔNICOS DE POTÊNCIA**

DARLAN IORIS

FOZ DO IGUAÇU

2021

Darlan Ioris

Estudo do Ilhamento Não Intencional em Microrredes Baseadas em Conversores Eletrônicos de Potência

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual do Paraná como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Elétricos e Computação.

Orientador: Adriano Batista de Almeida

Foz do Iguaçu
2021

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Ioris, Darlan

Estudo do ilhamento não intencional em microrredes baseadas em conversores eletrônicos de potência / Darlan Ioris; orientador Adriano Batista de Almeida. -- Foz do Iguaçu, 2021.

106 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Foz do Iguaçu) -- Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2021.

1. Microrredes. 2. Modelo de RED. 3. Ilhamento. 4. Atraso de tempo. I. Almeida, Adriano Batista de, orient. II. Título.

Estudo do Ilhamento Não Intencional em Microrredes Baseadas em Conversores Eletrônicos de Potência

Darlan Ioris

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida** - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Daniel Motter**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Dr. **Jonas Roberto Pesente**
Itaipu Binacional - ITAIPU

Data da defesa: 08 de Outubro de 2021.

Resumo

O desenvolvimento atual das fontes de energia elétrica está sobretudo baseado no uso dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), os quais abrangem a Geração Distribuída (GD) e os sistemas de armazenamento de energia. As Microrredes (MRs) apresentam-se como uma alternativa atraente para superar os desafios na integração dos REDs ao sistema elétrico tradicional e para garantir confiabilidade e ótimo aproveitamento dos recursos energéticos. As MR podem operar de forma ilhada ou conectada ao sistema elétrico principal. A transição do modo conectado para o modo ilhado, chamada de ilhamento, pode apresentar diversos desafios para a MR, principalmente quando o ilhamento acontecer de forma não intencional.

O presente trabalho utiliza simulações no ambiente Matlab/Simulink para estudar o desempenho dinâmico de uma MR baseada em conversores eletrônicos de potência (CEP) no evento de ilhamento não intencional da MR causado pelo desligamento da rede elétrica principal. Em relação aos estudos já existentes na literatura, são abordadas duas situações no ilhamento não intencional que ainda não foram tema de ampla investigação: a existência de um período de tempo na detecção de ilhamento da MR que leva a um atraso de tempo na execução das ações de controle necessárias para operação ilhada e a existência de cargas externas à MR que podem influenciar no transitório do ilhamento da MR.

Diferentes modelos elétricos dos REDs que compõe a MR e que podem ser utilizados nas simulações são estudados, variando quanto à representação do CEP (chaveado ou por valores médios) e quanto à representação da fonte energética (fonte CC ideal ou modelo da fonte primária), resultando em uma descrição de modelagem de REDs. Os modelos são utilizados para simular ilhamentos da MR com diferentes atrasos de tempo e com duas diferentes estratégias de operação e controle dos REDs com baterias: com alteração do modo de operação (de *grid-feeding* para *grid-supporting*) e sem alteração do modo de operação (continuamente em *grid-supporting*).

Nas simulações com diferentes modelos dos REDs, verifica-se que o modelo com a fonte primária representada e com o CEP modelado por valores médios apresenta menor custo computacional e adequada representação dinâmica para este estudo. As simulações com diferentes atrasos de tempo mostram que a estratégia que necessita alteração de modo de operação apresenta consideráveis desvios de tensão e frequência após o ilhamento devido à ausência temporária de controle, enquanto a estratégia sem alteração apresenta melhor resultado dinâmico, porém, pode levar à ocorrência de sobrecarga nos REDs devido à carga externa.

Palavras-chave: Microrredes, Modelo de RED, Ilhamento, Atraso de tempo .

Abstract

The current development of electric energy sources is mainly based on the use of distributed energy resources (DERs), which include distributed generation (DG) and energy storage systems. Microgrids (MGs) are an attractive alternative to overcome the challenges in integrating DERs into the traditional electrical system and to ensure reliability and optimal use of energy resources. MGs can operate islanded or connected to the main electrical system. The transition from connected to islanded mode, called islanding, can present several challenges for the MG, especially when islanding happens unintentionally.

The present work uses simulations in the Matlab/Simulink environment to study the dynamic performance of a MG based on electronic power converters (EPC) in the event of unintentional islanding of the MG caused by the main grid shutdown. Regarding existing studies in the literature, two situations in unintentional islanding that have not yet been the subject of extensive investigation are addressed: the existence of a period of time in the detection of MG islanding that leads to a time delay in the execution of the necessary control actions for the islanded operation and the existence of loads external to the MG that can influence the transient of the MG islanding.

We studied different electrical models of DERs that make up the MG and that can be used in simulations, varying in the representation of the EPC (switched or by average-value) and in the representation of the energy source (ideal DC source or primary source model), resulting in a description of DER modeling. The models are used to simulate MG islanding with different time delays and with two different operating and control strategies for battery-powered DERs: changing the operating mode (from *grid-feeding* to *grid-supporting*) and without changing the operating mode (continuously in *grid-supporting*).

In simulations with different DER models, it appears that the model with the primary source represented and the EPC modeled by average-value has lower computational cost and adequate dynamic representation for this study. The simulations with different time delays show that the strategy changing the operating mode has considerable voltage and frequency deviations after islanding due to the temporary lack of control, while the strategy without changing the operating mode has a better dynamic result. However, it can lead to the occurrence of overload in DERs due to the external load.

Keywords: Microgrids, DER model, Islanding, Time delay .

Ao colega e amigo, Gustavo André Barbado Farias,
in memoriam, de quem busquei conhecimentos
e ideias como referências para este trabalho.

Agradecimentos

À minha esposa, Lívia, pelo companheirismo, apoio, compreensão e ajuda durante todos os dias dedicados a este trabalho.

À minha mãe, Ledir, que sempre dedicou todos os seus esforços para minha educação e me ensinou a ser perseverante e dedicado a qualquer objetivo.

Ao meu orientador, Adriano, pela dedicação, apoio e conhecimento empregados no desenvolvimento deste trabalho.

Aos demais professores e colegas, pelo aprendizado, amizade e churrascos.

À UNIOESTE, pela oportunidade e estrutura necessários para desenvolver este trabalho.

À Itaipu Binacional, por apoiar e fornecer condições para que eu pudesse me dedicar ao Mestrado.

Sumário

Lista de Figuras	10
Lista de Tabelas	12
1 Introdução	17
2 Microrredes	21
2.1 Conceito	21
2.2 Características e Operação	22
2.3 Estrutura	23
2.4 Controle Hierárquico	27
2.5 Controle Primário	30
2.5.1 Controle <i>Droop</i> de Potência	31
2.5.2 Impedância Virtual	34
2.6 Conclusão	35
3 Ilhamento de Microrredes	36
3.1 Introdução	36
3.2 Tipos de Ilhamento	36
3.3 Objetivos de controle em modo ilhado e conectado	37
3.4 Chaveamento de controles no ilhamento	38
3.5 O ilhamento não intencional por desligamento da rede principal	40
3.5.1 Atraso de tempo no ilhamento	40
3.5.2 Ilhamento com carga externa	40
3.6 Estudos sobre ilhamento de MRs	42
3.7 Conclusão	44
4 Modelos dos REDs	45
4.1 Introdução	45
4.2 Sistema de Conversão de Potência CC/CA	46
4.2.1 Conversor Eletrônico de Potência CC/CA	46

4.2.2	VSC Controlado por Corrente	48
4.2.3	VSC Controlado por Tensão	50
4.2.4	Filtro do VSC	51
4.2.5	Controles Internos	51
4.2.6	Modos de Operação do conversor CC/CA	55
4.2.7	Topologia de Controle Primário do Conversor	59
4.3	Fontes Primárias e Sistema de Conversão CC/CC	61
4.3.1	Modelo do BESS	61
4.3.2	Modelo do Sistema Fotovoltaico	65
4.4	Conclusão	70
5	Simulações e Resultados	71
5.1	Introdução	71
5.2	Topologia da Microrrede	72
5.3	Ensaio 01 - Avaliação dos modelos dos REDs e do Controle Primário	75
5.3.1	Comparação da Resposta dos Modelos dos REDs	75
5.3.2	Resposta do Controle Primário	80
5.4	Ensaio 02 - Ilhamento não intencional com troca de modo de operação dos BESSs	82
5.5	Ensaio 03 - Ilhamento com diferentes atrasos de tempo entre abertura do PCC e troca de modo de operação	85
5.6	Ensaio 04 - Ilhamento com operação contínua dos BESSs em <i>grid-supporting</i> e sem troca de modo de operação	88
5.7	Comparação entre os ensaios com e sem troca de modo de operação	91
5.8	Conclusão	95
6	Conclusão	97
6.1	Publicações	98
	Referências Bibliográficas	100
A	Apêndice	106

Lista de Figuras

Figura 2.1:	Estrutura geral de uma MR.	24
Figura 2.2:	Estrutura e componentes de uma MR de energia elétrica.	25
Figura 2.3:	Topologia do Controle Hierárquico.	28
Figura 2.4:	Modelo simplificado de um inversor conectado à uma barra CA.	31
Figura 2.5:	Funções do controle <i>droop</i> P e Q.	33
Figura 3.1:	Topologia genérica de MR com REDs despacháveis e não despacháveis.	37
Figura 3.2:	Objetivos de controle dos REDs despacháveis e não despacháveis nos modos de operação da MR.	38
Figura 3.3:	Sequência de eventos nos ilhamentos não intencionais: a) Ilhamento por ação da MR, b) Ilhamento por desligamento da rede principal.	41
Figura 3.4:	Topologia da Microrrede ilhada com cargas externas.	41
Figura 4.1:	Topologia do RED com fonte primária ideal.	45
Figura 4.2:	Topologia do RED com modelo completo do lado CC.	46
Figura 4.3:	VSC trifásico de dois níveis.	47
Figura 4.4:	Topologia VSC controlado por corrente no <i>frame dq0</i>	48
Figura 4.5:	Diagrama funcional do SFR-PLL.	49
Figura 4.6:	Diagrama funcional do SFR-PLL com MAF adaptativo por frequência.	50
Figura 4.7:	Topologia VSC controlado por tensão no <i>frame dq0</i>	50
Figura 4.8:	Topologia do controle de corrente no <i>frame dq0</i>	53
Figura 4.9:	Topologia do controle de tensão no <i>frame dq0</i>	53
Figura 4.10:	Estratégia anti-windup.	55
Figura 4.11:	Modelo elétrico do modo de operação <i>grid-feeding</i>	55
Figura 4.12:	Topologia do VSC operando no modo <i>grid-feeding</i> com fonte despachável.	56
Figura 4.13:	Topologia do VSC operando no modo <i>grid-feeding</i> com fonte não despachável.	56
Figura 4.14:	Modelo elétrico do modo de operação <i>grid-forming</i>	57
Figura 4.15:	Modelo elétrico do modo de operação <i>grid-supporting</i>	58
Figura 4.16:	Topologia do VSC operando no modo <i>grid-supporting</i>	59
Figura 4.17:	Topologia do controle <i>droop</i> aplicado ao VSC controlado por tensão.	60
Figura 4.18:	Diagramas de implementação dos blocos Controle <i>Droop</i> e Impedância Virtual.	61

Figura 4.19: Bloco de cálculo de potência do controle <i>droop</i>	61
Figura 4.20: Topologia do modelo completo do BESS.	62
Figura 4.21: Conversor CC/CC bidirecional.	63
Figura 4.22: Modelos elétricos da célula de bateria.	64
Figura 4.23: Modelo da bateria.	66
Figura 4.24: Topologia de controle do sistema FV.	67
Figura 4.25: Modelo da célula FV.	67
Figura 4.26: Topologia da matriz FV.	68
Figura 5.1: Topologia da MR implementada para simulações.	73
Figura 5.2: Perfil diário de carga residencial.	74
Figura 5.3: Ensaio 01 - Onda de tensão nos terminais do BESS 01.	77
Figura 5.4: Ensaio 01 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.	78
Figura 5.5: Ensaio 01 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.	79
Figura 5.6: Ensaio 01 - Resposta do controle primário dos BESS 01 e 02.	81
Figura 5.7: Ensaio 02 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.	83
Figura 5.8: Ensaio 02 - Onda de tensão caso 160 <i>ms</i>	84
Figura 5.9: Ensaio 02 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.	85
Figura 5.10: Ensaio 03 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.	86
Figura 5.11: Ensaio 03 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.	87
Figura 5.12: Ensaio 04 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.	89
Figura 5.13: Ensaio 04 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.	90
Figura 5.14: Ensaio 04 - Grandezas elétricas da Carga R11.	91
Figura 5.15: Comparação - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.	92
Figura 5.16: Comparação - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.	93

Lista de Tabelas

Tabela 5.1:	Parâmetros elétricos da rede elétrica principal e da MR.	72
Tabela 5.2:	Parâmetros dos Elementos da MR	74
Tabela 5.3:	Vantagens e desvantagens de cada estratégia de operação dos BESSs.	94
Tabela A.1:	Modelo do BESS - Parâmetros do conversor CC/CA	106
Tabela A.2:	Modelo do BESS - Parâmetros da bateria e do conversor CC/CC	107
Tabela A.3:	Modelo do FV - Parâmetros do conversor CC/CA	107
Tabela A.4:	Modelo do FV - Parâmetros dos módulos FV e conversor CC/CC	108

Lista de Símbolos

$V_t \angle \delta$	Fasor de tensão terminal do inversor
$V_s \angle 0$	Fasor de tensão da barra CA infinita
$Z \angle \theta$	Impedância de saída do conversor mais a impedância da linha
P^*	Referência de potência ativa RED
Q^*	Referência de potência reativa RED
ω^*	Frequência angular nominal da rede elétrica
V^*	Tensão nominal da rede elétrica
P_0	Potência ativa de saída do conversor do RED
Q_0	Potência reativa de saída do conversor do RED
$G_P(s)$	Função de transferência do controle <i>droop</i> P/f
$G_Q(s)$	Função de transferência do controle <i>droop</i> Q/V
m	Ganho do controle <i>droop</i> P/f
n	Ganho do controle <i>droop</i> Q/V
ω_0	Valor de frequência angular calculado pelo controle <i>droop</i> e referência para o controle do VSC
V_0	Valor de amplitude de tensão calculado pelo controle <i>droop</i> e referência para o controle do VSC
ω_{max}	Máxima frequência de regime permanente do conversor atingida pelo controle <i>droop</i>
ω_{min}	Mínima frequência de regime permanente do conversor atingida pelo controle <i>droop</i>
V_{max}	Máxima tensão de regime permanente do conversor atingida pelo controle <i>droop</i>
V_{min}	Mínima tensão de regime permanente do conversor atingida pelo controle <i>droop</i>
P_{max}	Máxima potência ativa fornecida pelo conversor
Q_{max}	Máxima potência reativa fornecida pelo conversor
i_0	Corrente de saída do conversor CC/CA (medida após os filtros)
Z_v	Impedância virtual do conversor
v_0	Tensão de referência gerada pelo controle <i>droop</i>
V_{cc}	Tensão do elo CC dos conversores
$m_{a,b,c}$	Sinais de modulação do VSC em coordenadas a,b,c gerados pelos controles do conversor

$m_{d,q}$	Sinais de modulação do VSC em coordenadas dq gerados pelos controles do conversor
v_o	Tensão de saída do conversor CC/CA (medida no capacitor do filtro LC(L))
v_t	Tensão de saída do VSC (medida antes dos filtros)
i_L	Corrente de saída do VSC (medida no indutor do filtro LC(L))
$i_{d,q}$	Referências de corrente em coordenadas dq do controlador de corrente do VSC
$i_{d,q}^*$	Saídas do controle de tensão do VSC em coordenadas dq, antes da passagem pelo limitador de corrente
$v_{d,q}$	Referências de tensão em coordenadas dq do controlador de tensão do VSC
T_ω	Largura da janela de tempo sobre a qual é tomada a média do filtro MAF
L_F	Indutância do filtro LC do conversor
L_{F1}	Indutância do filtro LCL do conversor, lado do conversor
L_{F2}	Indutância do filtro LCL do conversor, lado da rede
C_F	Capacitância do filtro LC do conversor
R_F	Resistência do filtro LC(L) do conversor
R_{CF}	Resistência <i>Damping</i> do filtro LC(L) do conversor
τ_i	Constante de tempo do sistema de controle de corrente do conversor
r_{on}	Resistência série das chaves semicondutoras do VSC
K_{pi}	Ganho proporcional do controlador PI do sistema de controle de corrente do VSC
K_{ii}	Ganho integral do controlador PI do sistema de controle de corrente do VSC
K_{pv}	Ganho proporcional do controlador PI do sistema de controle de tensão do VSC
K_{iv}	Ganho integral do controlador PI do sistema de controle de tensão do VSC
K_{iff}	Ganho proporcional de compensação <i>feed-forward</i> de corrente no sistema de controle de tensão do VSC
K_v	Ganho do controlador PI do sistema de controle de tensão do VSC
K_v	Ganho do controlador PI do sistema de controle de tensão do VSC
ω_{cr}	Frequência de <i>crossover</i> do sistema de controle de tensão do VSC
σ_m	Margem de fase do sistema de controle de tensão do VSC
K_{aw}	Ganho do laço <i>anti-windup</i> do controle de tensão do VSC
ω_c	Frequência de corte do filtro de medição de potência ativa e reativa do VSC
Kv_b	Ganho do controlador PI do sistema de controle de tensão da bateria
Tv_b	Constante de tempo do controlador PI do sistema de controle de tensão da bateria
Ki_b	Ganho do controlador PI do sistema de controle de corrente da bateria
Ti_b	Constante de tempo do controlador PI do sistema de controle de corrente da bateria

d_c	<i>Duty cycle</i> do conversor CC/CC
P_{vsc}	Potência que flui do Elo CC para o VSC
P_{bat}	Potência que flui da bateria para o Elo CC
R_i	Resistência interna da célula de bateria
R_W	Resistência da impedância de Warburg da célula de bateria
C_W	Capacitância da impedância de Warburg da célula de bateria
R_{tc}	Resistência de perdas pela transferência de carga da célula de bateria
C_{dc}	Capacitância de dupla camada da célula de bateria
V_{oc}	Tensão de circuito aberto da célula de bateria
R_{cel}	Resistência equivalente da célula de bateria
N_{cel}	Número de células associadas em série em cada <i>string</i>
N_s	Número de <i>strings</i> associadas em paralelo
$V_{bat_{oc}}$	Tensão de circuito aberto da bateria
R_{bat}	Resistência equivalente interna da bateria
L_{chop}	Indutância do indutor de <i>Chopper</i> do conversor CC/CC
R_{chop}	Resistência do indutor de <i>Chopper</i> do conversor CC/CC
R_s	Resistência série da célula FV
R_{sh}	Resistência paralela da célula FV
V_c	Tensão de saída da célula FV
I_c	Corrente de saída da célula FV
P_{Pmax}	Potência de pico do painel FV
V_P	Tensão de saída do painel FV
I_P	Corrente de saída do painel FV
N_{ps}	Número de painéis FV associados em série em cada <i>string</i>
P_{fv}	Potência fornecida pela matriz FV
V_{fv}	Tensão de saída da matriz FV
I_{fv}	Corrente de saída da matriz FV
Kp_{fv}	Ganho do controlador PI do sistema de controle da tensão V_{cc} no modelo FV
$ Tp_{fv}$	Constante de tempo do controlador PI do sistema de controle da tensão V_{cc} no modelo FV
Kq_{fv}	Ganho do controlador PI do sistema de controle de potência ativa do VSC no modelo FV
Tq_{fv}	Constante de tempo do controlador PI do sistema de controle de potência ativa do VSC no modelo FV

Lista de Siglas e Abreviaturas

BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CEP	Conversor Eletrônico de Potência
CSC	<i>Current-Source Converter</i>
ESS	<i>Energy Storage Systems</i>
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
IGBT	<i>Insulated-gate Bipolar Transistor</i>
MAF	<i>Moving Average Filter</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrrede
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase-locked Loop</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RED	Recurso Energético Distribuído
RER	Recurso Energético Renovável
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VSC	<i>Voltage-Source Converter</i>

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos de potência foram desenvolvidos ao longo de várias décadas a partir da geração de energia elétrica centralizada em grandes usinas, tipicamente hidrelétricas, nucleares e termelétricas movidas a combustíveis fósseis e seus derivados, com linhas de transmissão e sistemas de distribuição interligando as usinas de geração aos consumidores finais.

Já nas últimas décadas, o desenvolvimento energético tem sido fortemente baseado na Geração Distribuída (GD) de energia, o que significa que as unidades de geração de energia são pequenas e situadas próximas aos consumidores, sendo esta uma alternativa eficiente, confiável e ambientalmente correta em comparação ao sistema de energia elétrica tradicional (Alanne & Saari, 2006).

A GD pode ser definida como uma fonte de energia que é conectada diretamente à rede de distribuição ou depois do medidor de energia do consumidor (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans & D'haeseleer, 2005). De uma maneira mais geral, a GD pode ser considerada no conceito mais amplo de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), o que inclui não apenas GD mas também armazenamento de energia e cargas responsivas (Lopes, Moreira & Madureira, 2006).

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos REDs, justificada principalmente pela redução nos custos, maior disseminação das tecnologias e pelo papel mais ativo dos consumidores. Dentre os diferentes REDs, a GD tem papel de destaque, sendo uma modalidade de geração que cresce exponencialmente no país (MME/EPE, 2021a). Segundo projeção da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em 2030, a capacidade instalada de GD no Brasil pode alcançar de 16,8 GW, no pior cenário, até 24,5 GW, no melhor cenário. Estima-se que o número de consumidores com GD seja de 2 a 3 milhões e que a fonte solar fotovoltaica seja responsável por 93% do total de capacidade instalada de GD (MME/EPE, 2021b).

No Brasil, o uso de baterias em unidades consumidoras ainda é pouco difundido em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro. Contudo, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia e grande expansão no mercado externo, já existe projeções e estudos da entrada destes equipamentos para o horizonte de 2030, nas quais se enxergam possibilidades de uso de baterias em unidades consumidoras principalmente para o aumento do autoconsumo da microgeração distribuída e deslocamento do consumo

do horário da ponta para fora de ponta (MME/EPE, 2021b).

Estes dados evidenciam a mudança de paradigma que ocorre no setor de geração de energia elétrica e a necessidade de estudos a respeito da operação, normatização e planejamento destas novas fontes de energia integradas ao sistema elétrico convencional.

A integração dos RED à rede e a sua ampla utilização de equipamentos de eletrônica de potência tem feito com que as redes se tornem cada vez mais distribuídas, inteligentes e flexíveis (Guerrero, Vasquez, Matas, De Vicuña & Castilla, 2011). No entanto, muitos desafios técnicos ainda precisam ser superados para garantir que os atuais níveis de confiabilidade não sejam significativamente afetados e que os potenciais benefícios da GD sejam aproveitados (Olivares, Mehrizi-Sani, Etemadi, Cañizares, Iravani, Kazerani, Hajimiragha, Gomis-Bellmunt, Saeedifard, Palma-Behnke, Jiménez-Estévez & Hatziargyriou, 2014). Os principais atributos a serem alcançados são a confiabilidade e sustentabilidade na operação, gerenciamento e integração dos REDs no sistema elétrico de potência. Frente a este cenário, as Microrredes (MRs) apresentam-se como uma alternativa muito atraente para superar os desafios na integração dos REDs (Olivares et al., 2014; Bidram & Davoudi, 2012).

O conceito de MR foi definido em Lasseter (2001) e Lasseter (2002) como um agrupamento de geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas que são vistos pela rede como uma entidade elétrica e econômica única, através de uma interface flexível e controlável que conecta a MR à rede principal. A MR pode operar totalmente separada do sistema de distribuição principal (ilhada) ou conectada a ele, diferindo dos sistemas elétricos isolados existentes pelo fato de que a conexão e desconexão à rede elétrica principal é um evento regular. Quando operando ilhada, a MR deve fornecer energia elétrica de forma ininterrupta com confiabilidade e qualidade aos seus consumidores. (Green & Prodanović, 2007). Em função destas características, as MRs são consideradas como parte integrante dos futuros sistemas de energia moldados por redes elétricas inteligentes (Lidula & Rajapakse, 2011).

Muitos estudos na área de MRs vêm sendo conduzidos, podendo-se destacar como principais áreas de estudos o controle e o gerenciamento de MRs. Nos estudos de controle de uma MR, busca-se propor e definir filosofias de controle que permitam que uma MR opere de forma confiável e estável.

Os estudos de gerenciamento da MR na operação conectada visam otimizar elétrica e economicamente os recursos da MR, sendo a MR gerenciável por um nível mais alto de operação do sistema elétrico ao qual a MR estiver interligada. O gerenciamento da MR na operação ilhada busca utilizar os recursos da MR para manter o fornecimento de energia com qualidade (Green & Prodanović, 2007; Katiraei, Iravani, Hatziargyriou & Dimeas, 2008). Dentro dos estudos de controle de MRs, as estratégias de controle para a operação ilhada da MR apresentam diversos desafios, uma vez que nesta condição a própria MR deve ser capaz de controlar e gerenciar suas grandezas elétricas e fornecimento de energia. A principal estratégia tem sido a utilização do controle hierárquico, o qual divide as funções de controle em primário, secundário e terciário

(Guerrero, de Vicuna, Matas, Castilla & Miret, 2004; Li & Kao, 2009).

A transição da operação da MR entre a operação conectada e ilhada, e vice-versa, também é uma área de importante estudo, uma vez que o desempenho do controle durante o ilhamento é essencial para manter a MR em operação ilhada e garantir o fornecimento ininterrupto de energia às cargas, e que a capacidade da MR se reconectar à rede elétrica sem grandes distúrbios é fundamental para garantir o retorno à operação normal conectada após um período de operação ilhada (Katiraei, Iravani & Lehn, 2004; Olivares et al., 2014). O presente trabalho irá explorar o estudo da operação da MR durante a transição de modos, focando especificamente no processo de ilhamento da MR. Este estudo será conduzido através de simulações que serão utilizadas para a análise dinâmica da MR no ilhamento, avaliando diferentes cenários e controles adotados. O controle primário é o responsável pela estabilização da MR após o ilhamento, sendo, portanto, o nível de controle utilizado neste trabalho.

Em relação aos estudos já existentes na literatura, os cenários apresentados neste trabalho abordam duas situações importantes que podem ocorrer no ilhamento e que ainda não foram tema de ampla investigação:

- a existência de um período de tempo de detecção da ocorrência de ilhamento da MR que leva a um atraso de tempo na execução das ações de controle necessárias para operação ilhada;
- a existência de cargas externas à MR que podem influenciar a MR no transitório do ilhamento.

A partir destas situações, também será abordada a possibilidade de operação contínua dos REDs no mesmo modo de operação, sem necessidade de alteração de modo de controle dos REDs. Esta possibilidade será simulada e comparada com o cenário que requer troca de modo de controle.

Diante do exposto, este trabalho tem como objetivo geral estudar, através de simulações, o desempenho dinâmico de uma MR baseada em conversores eletrônicos no evento de ilhamento não intencional da MR causado pelo desligamento da rede elétrica principal.

Para atingir o objetivo geral definiu-se os seguintes objetivos específicos:

- Realizar um levantamento bibliográfico dos principais trabalhos que abordam o tema de ilhamento de MRs, identificando situações e cenários de ilhamento importantes que possam ser abordados para estudo;
- Modelar uma MR e os REDs que a compõe, através de modelos existentes na literatura, para obter um modelo de teste a ser utilizado no ambiente de simulação Matlab/Simulink;
- Definir, dentre os modelos estudados, o modelo mais adequado para ser utilizado neste estudo e validar a operação do controle primário dentro deste modelo;

- Simular o processo de ilhamento para diferentes atrasos de tempo e analisar a resposta dinâmica da MR, verificando o comportamento dinâmico das grandezas elétricas da MR e dos REDs e identificando comportamentos que poderiam comprometer a continuidade operativa dos REDs e de toda a MR;
- Comparar o desempenho dinâmico da MR no ilhamento em um caso em que ocorre a alteração de modo de operação dos REDs com outro caso em que os REDs operam continuamente no mesmo modo.

Busca-se que o desenvolvimento deste trabalho e os resultados obtidos sirvam para o aprofundamento do estudo do ilhamento de MR compostas somente por dispositivos de eletrônica de potência, levando em consideração situações e limitações reais, como atrasos de tempo e cargas externas, que possam interferir significativamente na operação da MR. Também espera-se que o capítulo sobre MRs e o controle hierárquico e, em especial, o capítulo dos modelos dos REDs sejam uma fonte de estudo e fundamentação teórica para a modelagem de REDs e MRs em trabalhos futuros.

Com o objetivo de fundamentar os principais temas deste trabalho, os capítulos iniciais estão divididos da seguinte forma: o Capítulo 2 trata da definição, conceito, principais características e fundamentos de operação e controle de MRs, além de abordar a estratégia do controle hierárquico da MR, com foco no controle primário. Dentro do controle primário, é estudado o método de controle por *droop*. O Capítulo 3 apresenta os conceitos e definições do ilhamento, os desafios e problemas que podem ocorrer no ilhamento da MR, especificamente no caso do ilhamento não intencional, e um levantamento bibliográfico de trabalhos sobre o tema. Também introduz o problema central estudado, o ilhamento da MR por desligamento da rede principal com atraso de tempo e presença de cargas externas.

Para estudar o problema apresentado no Capítulo 3 através de simulações é necessário modelar a MR e os REDs que a compõe. Desta forma, o Capítulo 4 é dedicado aos modelos elétricos dos REDs, abrangendo modelos dos conversores eletrônicos, sistemas de controle, e fontes primárias. Também são abordados os modos de operação dos conversores e sua aplicação no controle primário. As simulações do problema apresentado, com utilização dos modelos de REDs discutidos, são apresentadas no Capítulo 5. Nele, é definido o melhor modelo a ser utilizado, validada a atuação do controle primário e simulados cenários do problema do ilhamento da MR. Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho.

Capítulo 2

Microrredes

A operação de MRs é a área de estudo principal deste trabalho, portanto é necessária uma discussão sobre as MRs e os elementos de controle utilizados em sua operação. Este capítulo é dedicado a tratar da definição, conceito, principais características e fundamentos de operação e controle de MRs, conforme definidos e discutidos na literatura. A estratégia do controle hierárquico da MR será apresentada, com foco no controle primário.

A Seção 2.1 apresenta o conceito e a Seção 2.2 apresenta as principais características e formas de operação de uma MR. A Seção 2.3 mostra a estrutura básica das MRs, junto a uma descrição dos elementos que as compõem. O controle de MRs é discutido na Seção 2.4 através do conceito de controle hierárquico. Dentro do controle hierárquico, o controle primário é o nível de controle a ser utilizado neste trabalho, portanto a Seção 2.5 apresenta um estudo do controle primário, com foco no método de controle *droop*. O capítulo é concluído na Seção 2.6 com uma discussão de como os tópicos apresentados serão aplicados neste trabalho.

2.1 Conceito

O conceito de MR foi primeiramente introduzido por Lasseter (2001) como um conjunto de microfones, sistemas de armazenamento de energia e cargas que são vistas pela rede elétrica como uma entidade única, podendo ser controlada por um controle centralizado. O fundamento do conceito de MR é a ideia de se ter uma interface flexível e controlável entre a MR e o sistema elétrico de grande porte. Esta interface provê tanto um ponto de conexão elétrica entre a MR e o sistema elétrico quanto uma região de interação econômica ambos, através do intercâmbio de energia.

Em Lasseter (2002) este conceito é ampliado para além da energia elétrica, definindo que o conceito de MR assume um conjunto de cargas e microfones operando como um sistema único controlável que fornece energia elétrica e térmica para sua área local.

Autores posteriores mostram que o conceito de MR é uma alternativa muito atraente para superar os desafios de integrar REDs, incluindo fontes de energia renováveis, aos sistemas de energia elétrica. Definem as MRs como pequenos sistemas elétricos que contém cargas,

geradores distribuídos e dispositivos de armazenamento de energia interconectados dentro de limites elétricos bem definidos, cuja operação pode ser conectada com a rede principal ou como uma rede elétrica autônoma separada totalmente do sistema de distribuição principal. As MRs diferem dos sistemas elétricos isolados existentes pela possibilidade de fazer a conexão e a desconexão com a rede elétrica principal e de este ser um evento comum. A conexão é realizada em um único ponto de conexão comum entre a MR e a rede elétrica principal, o PCC (*Point of Common Coupling*). MRs podem atender a diferentes tipos de usuários de energia elétrica e/ou térmica, através de uma variedade de consumidores, como, por exemplo, condomínios residenciais, entidades comerciais e parques industriais. Além disso, devem possuir arquiteturas de controle e proteção que operem de forma coordenada para permitir que a MR forneça energia elétrica de forma confiável e estável (Green & Prodanović, 2007; Lidula & Rajapakse, 2011; Planas, Gil-De-Muro, Andreu, Kortabarria & Martínez De Alegría, 2013; Olivares et al., 2014; Katiraei et al., 2008; Hirsch, Parag & Guerrero, 2018).

2.2 Características e Operação

Dependendo do tipo e profundidade de penetração dos REDs, das características das cargas, das restrições de qualidade de energia e da forma de participação no mercado de energia, as estratégias operacionais e de controle de uma MR podem ser significativamente diferentes das adotadas pelos sistemas de energia convencionais, sendo as principais razões (Katiraei et al., 2008):

- o regime estacionário e as características dinâmicas dos REDs são diferentes entre si e em relação às unidades geradoras convencionais;
- a rede tende a ser desbalanceada devido à presença de cargas e/ou REDs monofásicos;
- boa parte da energia provém de fontes não despacháveis;
- unidades de armazenamento de energia de curto e longo prazo podem desempenhar um papel importante no controle e operação da MR;
- níveis específicos de qualidade de energia ou prioridade de atendimento podem ser requeridos à MR por algumas cargas específicas;
- além do fornecimento de energia elétrica, MRs podem também ser responsáveis pela geração e suprimento de energia térmica para suas cargas.

Portanto, os tipos de controle e estratégias de gerenciamento de potência/energia para uma MR são determinados por suas características particulares, com base nos REDs existentes, nos requisitos das cargas e nos cenários operacionais da MR, sendo, portanto, diferente da operação e controle já bem estabelecido de um sistema de potência convencional.

As MRs são delimitadas no PCC, formando uma interface entre a rede elétrica principal (sistema elétrico) e a sua rede interna. Isso possibilita que a MR seja vista de diferentes formas, dependendo do lado considerado. Do lado da própria MR, ela é vista como um sistema de energia autônomo funcionando de forma otimizada para atender aos requisitos do consumidor, baseados em questões como a confiabilidade, capacidade de fornecimento ininterrupto de energia, diminuição de perdas e qualidade de energia. Para o sistema elétrico, a MR pode ser considerada como uma carga única do sistema, porém controlável e despachável, podendo responder para atender às necessidades do sistema. Também deve seguir regras e procedimentos do sistema elétrico, como qualquer outra unidade consumidora ou geradora conectada (Lasseter, 2002; Planas et al., 2013) .

Uma MR é capaz de operar nos modos conectados à rede e ilhado, além de manipular as transições entre esses dois modos. Os modos de operação da MR são:

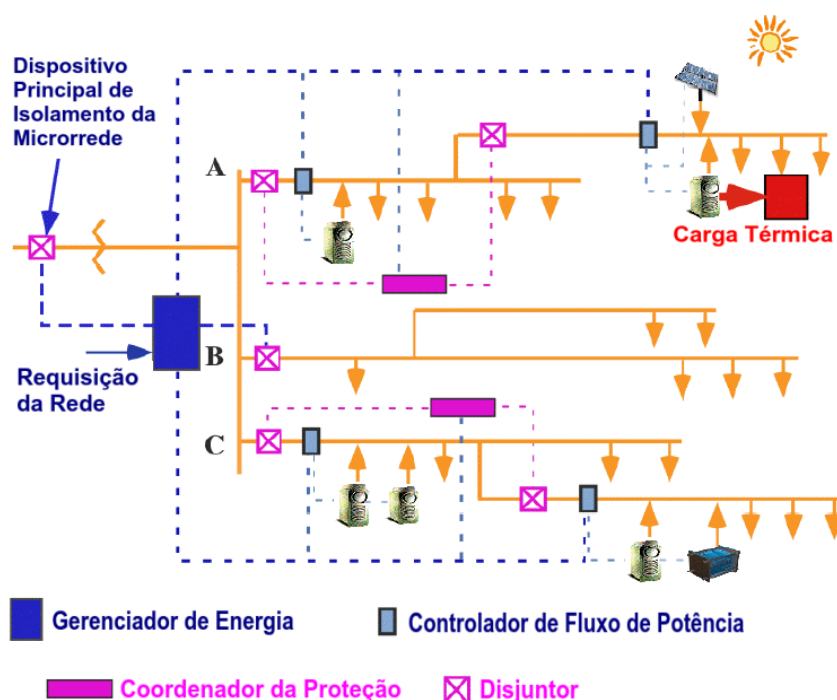
- **Modo conectado:** a frequência e amplitude da tensão são impostos pela rede principal, cabendo à MR gerenciar sua produção e consumo de energia. Caso a geração for menor do que o consumo, a rede principal fornece a energia necessária. Caso haja excesso de energia gerada na MR, esta pode ser negociada com a rede principal.
- **Modo ilhado:** a MR deve ser capaz de gerar energia ativa e reativa suficiente para atender à demanda das cargas locais, manter a estabilidade de frequência e operar dentro dos limites de tensão especificados.

O ilhamento pode ser intencional, como em manutenções programadas ou quando a qualidade de energia degradada da rede principal colocar em risco a operação da MR, ou não intencional, devido à faltas na MR ou na rede principal, falhas de equipamentos ou outros eventos não programados que são desconhecidos da MR. A detecção adequada destes eventos é imperativa para as mudanças necessárias na estratégia de controle e operação adequada da MR. A reconexão da MR à rede principal pode ser feita quando a amplitude e frequência da tensão da rede principal estiver dentro dos limites aceitáveis, sendo necessário um controle de sincronismo na MR para ajustar a amplitude, frequência e ângulo de fase da tensão da MR com a rede principal (Olivares et al., 2014).

2.3 Estrutura

A estrutura de uma MR apresentada em Lasseter (2002) junto à definição de MR é mostrada na Figura 2.1. Esta MR possui um sistema radial de três alimentadores A, B e C e uma variedade de cargas e microfones fornecendo energia elétrica e térmica. Sua conexão ao sistema de distribuição é feita em um único ponto (PCC) através de um dispositivo de isolamento. As microfones utilizadas na MR são pequenas fontes de energia como painéis fotovoltaicos,

microturbinas e células de combustível com interfaces de eletrônica de potência localizadas no lado do consumidor.



Fonte: Adaptado de Lasseter (2002).

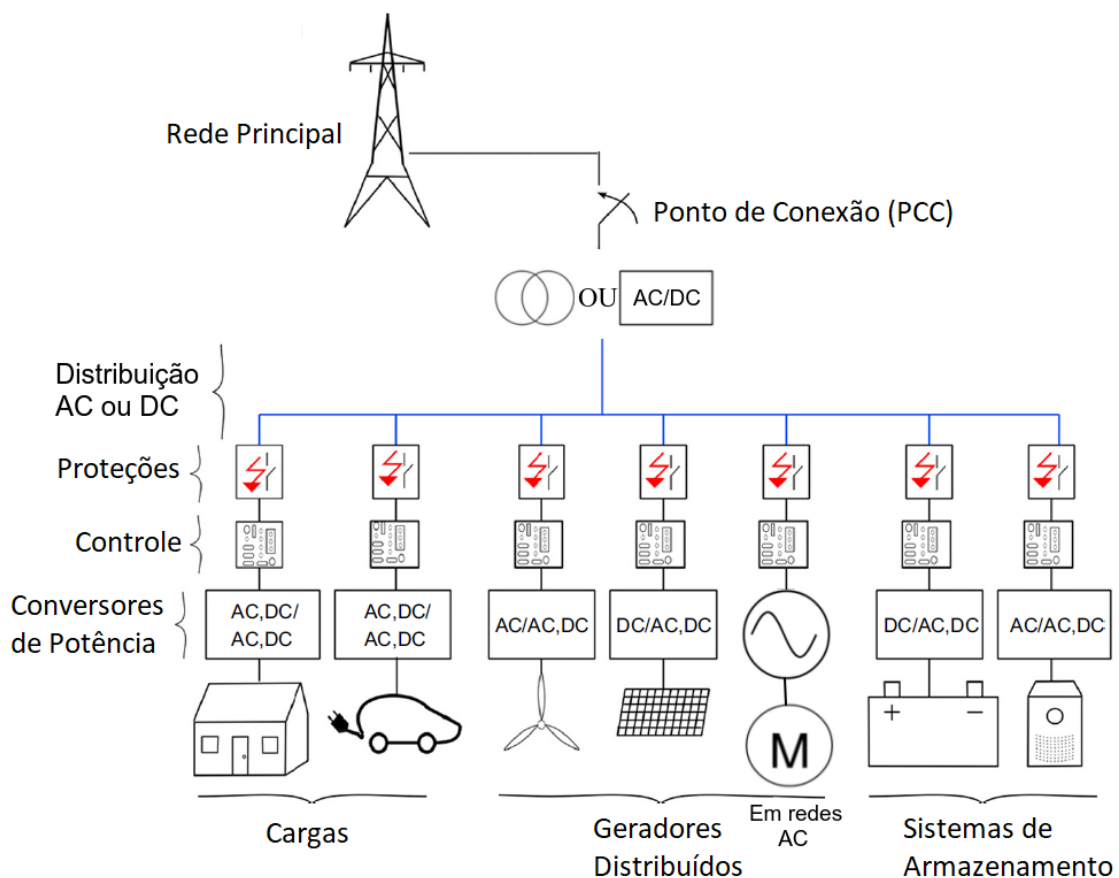
Figura 2.1: Estrutura geral de uma MR.

Nesta arquitetura, destaca-se três principais elementos para a satisfatória operação da MR:

- **Controladores locais:** são tipicamente constituídos por conversores eletrônicos de potência e utilizam informações locais, como tensão e potência, para controlar a microfonte. Embora possa ser utilizada comunicação entre esses controladores, a comunicação entre eles não deve ser necessária para a operação básica.
- **Gerenciador de energia:** além de dados locais de demanda de energia elétrica e térmica, utiliza informações como requisitos de qualidade de energia, custos de energia elétrica e térmica, necessidade de serviços e solicitações do gerenciador da rede principal, níveis de utilização das redes, entre outros, para determinar o montante de energia que a MR deve demandar ou fornecer para o sistema de distribuição. Internamente, deve prover os valores de referência de potência e tensão para cada controlador local das microfuentes e fornecer a lógica e o controle para ilhamento e reconexão da MR durante eventos. Também deve garantir que as cargas locais estão sendo atendidas e que a MR está cumprindo os contratos com o sistema de distribuição, maximizar a eficiência operacional das microfuentes e minimizar as perdas do sistema.
- **Sistema de Proteção:** constituído por disjuntores e relés de proteção, é responsável pela identificação de falhas tanto na rede principal, quando é responsável pela isolamento da MR através da abertura do PCC tão rápido quanto possível, quanto de falhas dentro da

MR, em que a coordenação da proteção deve isolar a menor porção possível de um ramal alimentador para eliminar a falta. Destaca-se que os elementos de proteção também são utilizados para fazer o corte de cargas não críticas que possam ser desligadas quando necessário.

Uma estrutura típica de uma MR puramente de energia elétrica e os principais dispositivos que a compõem são mostrados na Figura 2.2. Nesta estrutura, a MR apresenta sistemas de controle, proteção e conversão que integram os REDs e operam como uma rede de distribuição que pode ser conectada ou desconectada da rede principal no PCC. Observa-se que a MR pode ser tanto CA quanto CC. Uma vez que o enfoque deste trabalho está nas MRs CA, as MRs CC não serão consideradas neste estudo.



Fonte: Adaptado de Planas et al. (2013).

Figura 2.2: Estrutura e componentes de uma MR de energia elétrica.

Dentre os elementos da MR da Figura 2.2, destaca-se (Planas et al., 2013; Lidula & Rajapakse, 2011; Olivares et al., 2014):

- **Geradores Distribuídos (GD):** exploram os recursos disponíveis em cada local (vento, sol, biomassa, etc.), podendo operar de duas maneiras: como fontes de corrente ou potência, de acordo com as necessidades energéticas da rede, ou como fontes de tensão,

estabelecendo a tensão e frequência da MR. Algumas tecnologias emergentes de geração aplicáveis para MR são: mini turbinas eólicas, painéis FV, cogeração (produção simultânea de energia e calor), micro turbinas e células combustíveis. Outras formas de geração já bem estabelecidas também são aplicáveis, como geradores síncronos (GS) e geradores de indução, movidos por motores de combustão ou pequenas turbinas hidráulicas.

- **Sistemas de Armazenamento (ESS – *Energy Storage Systems*):** São dispositivos críticos para a operação da MR, pois são os responsáveis pelo balanceamento energético entre a demanda e a geração quando a MR opera ilhada. Podem operar como unidades despacháveis, o que é essencial para o controle da MR na operação ilhada. Quando há variações dinâmicas de potência, provêm resposta às variações e fornecimento de potência, fornecendo capacidade de *ride-through*. Desta forma, o ESS é fundamental para a estabilidade, qualidade de energia e confiabilidade da MR. Entre as tecnologias disponíveis para ESS, as que encontram maior aplicação em MRs são baterias, *fly-wheels* e super capacitores.
- **Cargas:** MRs podem fornecer energia elétrica para diferentes tipos de cargas, como residenciais, industriais e comerciais. Estas cargas são classificadas como críticas/sensíveis ou não críticas a fim de alcançar a operação desejada, que inclui aspectos como prioridade de serviço e confiabilidade aumentada para cargas críticas e qualidade de energia aprimorada para cargas específicas. A classificação das cargas também é importante para obter uma estratégia de operação da MR em relação a cortes de carga, que podem ser necessários para estabilizar a tensão e a frequência na operação ilhada. Além de cargas convencionais, as MRs podem conter cargas responsivas, as quais podem controlar seu consumo energético com base nas condições de fornecimento de energia da MR.
- **Recursos Energéticos Distribuídos:** este termo abrange os GDs, ESSs e as cargas responsivas. Os REDs podem ser divididos em despacháveis e não despacháveis. As unidades que podem ser despachadas, como geradores movidos por motor a diesel e baterias, podem ter sua geração controlada. As unidades não despacháveis são tipicamente baseadas em fontes de energia renováveis intermitentes, como turbinas eólicas ou painéis fotovoltaicos. Portanto, sua geração não pode ser controlada, sendo normalmente operadas para extrair a máxima potência da fonte primária. Outra classificação para os REDs é em relação à sua interface com a rede, sendo divididos em unidades convencionais conectadas à rede através de geradores síncronos e unidades conectadas através de conversores eletrônicos de potência.
- **Conversores Eletrônicos de Potência:** A conexão de fontes de energia CC, como painéis fotovoltaicos e baterias, requer o uso de uma interface de conversão de potência CC para CA. Geradores de velocidade variável, como turbinas eólicas, e microturbinas de alta velocidade requerem o uso de conversores de potência CA/CA para se adequarem à frequência e à tensão constantes da MR. Desta forma, a maioria dos REDs requer conversores eletrônicos de potência, também chamados de inversores, na sua interface com a

rede, a fim de converter a energia da fonte primária para o padrão CA compatível com a rede. A capacidade de controle dos conversores possibilita aos REDs suportarem a operação da MR nos modos conectado e ilhado, além de normalmente disponibilizar proteções elétricas necessárias e interfaces de comunicação e controle.

- **Controle e Aquisição de Dados:** responsável pelo controle e aquisição de dados locais dos REDs, sendo normalmente integrado ao conversor de potência. Possuem comunicação com controladores centrais da MR de outras hierarquias de controle. A Seção 2.4 é dedicada às topologias de controle de MRs.

2.4 Controle Hierárquico

O controle hierárquico aplicado ao despacho de potência em sistemas de potência CA é bem conhecido e tem sido amplamente utilizado por décadas. O desenvolvimento de MRs capazes de operar conectadas ao sistema elétrico ou isoladas demanda ações e estruturas complexas de controle e gerenciamento similares. No entanto, existem diferenças importantes entre os grandes sistemas de potência CA (que operam sobre grandes máquinas síncronas com altas inércias e redes indutivas) e as MRs (baseadas em eletrônica de potência, onde não há inércias e a natureza das redes é principalmente resistiva), o que torna necessário o desenvolvimento de controles e sistemas de gerenciamento de energia específicos para MRs (Guerrero et al., 2011).

As principais funções que devem ser desempenhadas pela estrutura de controle de uma MR são (Bidram & Davoudi, 2012) :

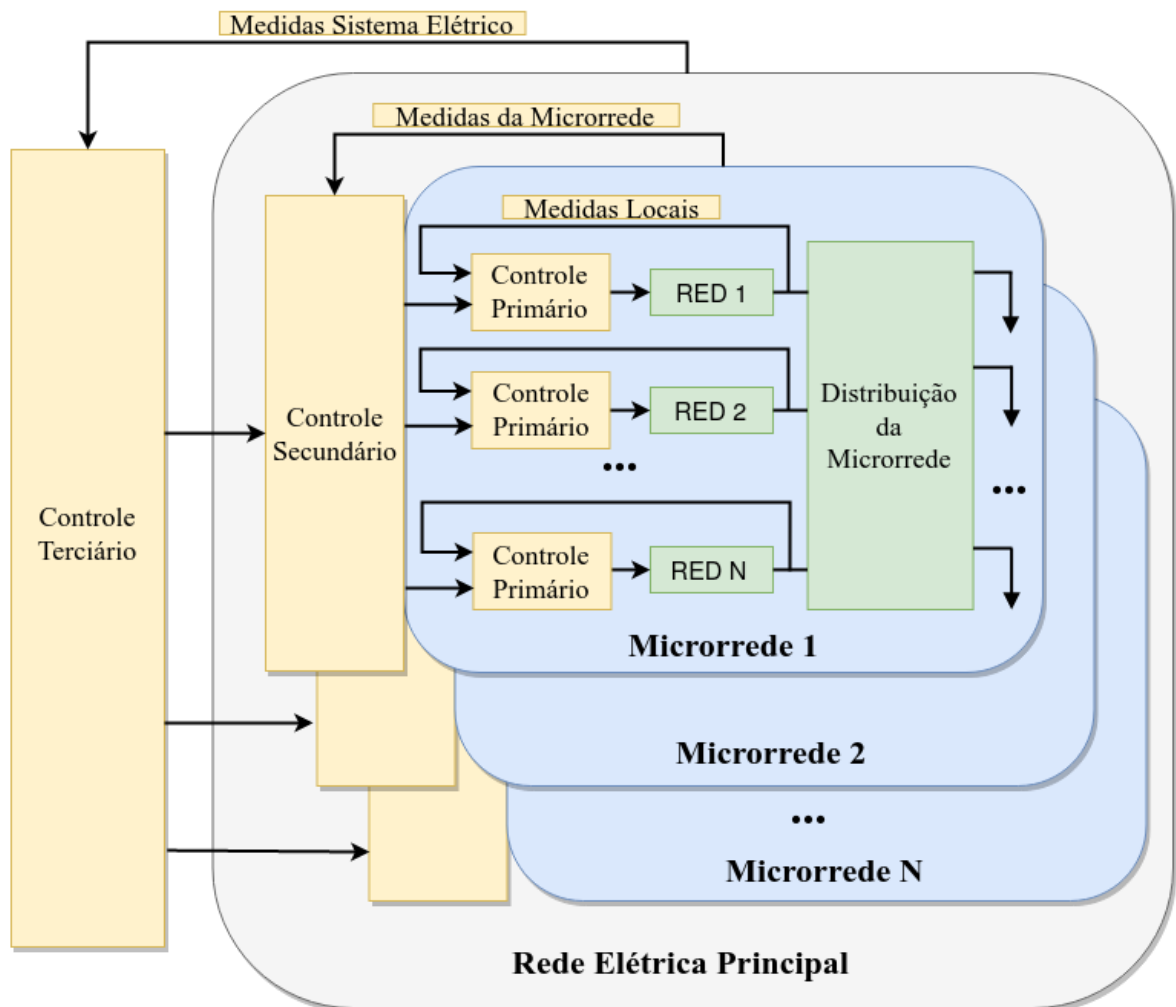
- Regulação de tensão e frequência em ambos modos de operação;
- Adequado compartilhamento de potência e coordenação entre os REDs;
- Ressincronização da MR com a rede principal;
- Controle do fluxo de potência entre a MR e a rede principal;
- Otimização dos custos operacionais da MR.

Estas atribuições possuem diferentes níveis de importância, requisitos de infraestrutura, escalas de tempo e velocidade de resposta, portanto, utilizam uma estrutura de controle hierárquico.

No que diz respeito à arquitetura de controle de um sistema de potência, duas abordagens opostas muito distintas podem ser identificadas: controle centralizado e descentralizado. Um controle totalmente centralizado depende dos dados coletados em um controlador central dedicado que executa os cálculos necessários e determina as ações de controle para todas as unidades a partir de um único ponto, exigindo ampla comunicação entre o controlador central e as unidades controladas. Por outro lado, em um controle totalmente descentralizado, cada unidade

é controlada por seu controlador local, que recebe apenas dados locais e não tem informações das variáveis do restante do sistema nem de ações de outros controladores. Com a utilização do controle hierárquico, um compromisso entre esquemas de controle totalmente centralizado e totalmente descentralizado pode ser alcançado (Olivares et al., 2014).

O controle hierárquico de MRs contendo três níveis é proposto em Guerrero et al. (2011), em que cada nível tem a função de comandar e prover supervisão sobre os níveis mais baixos. Os níveis são definidos como: Nível 1 (Controle Primário), Nível 2 (Controle Secundário), Nível 3 (Controle Terciário). A topologia da hierarquia de controle é apresentada na Figura 2.3.



Fonte: Adaptado de (Olivares et al., 2014).

Figura 2.3: Topologia do Controle Hierárquico.

As principais características e funções dos níveis de controle são (Guerrero et al., 2011; Bidram & Davoudi, 2012; Planas et al., 2013):

- **Nível 1 - Controle Primário:** também conhecido como controle local, é o primeiro e mais rápido nível de controle da hierarquia. É baseado exclusivamente em medidas locais

e não requer comunicação. Suas principais funções são:

- Estabilizar tensão e frequência imediatamente após o ilhamento ou em variações de carga durante a operação ilhada, que poderiam levar a MR a perder sua estabilidade devido ao desbalanço entre potência gerada e consumida;
 - Compartilhar adequadamente potência ativa e reativa entre os REDs, preferencialmente sem necessidade de comunicação entre eles, além de fornecer funcionalidade de *plug and play*;
 - Mitigar a circulação de correntes que possam causar sobrecorrentes nos dispositivos de eletrônica de potência e danificá-los;
 - Controlar a potência gerada por microfuentes e a consumida por cargas controláveis;
 - Detectar ilhamento, sendo capaz de operar conectado ou ilhado da rede principal;
 - Fornecer as referências de frequência e amplitude da tensão para os laços internos de controle de tensão e corrente, os quais são normalmente referenciados como nível zero de controle.
- **Nível 2 - Controle Secundário:** responsável por compensar os desvios de frequência e tensão causados pelo controle primário e reestabelecer seus valores nominais. Este controle de frequência e tensão é normalmente realizado pelo controle de potência ativa e reativa das fontes energéticas despacháveis. Também inclui um laço de controle de sincronização para conectar ou desconectar a MR da rede principal. Na operação ilhada, é o nível mais alto da hierarquia de controle e opera em uma escala de tempo mais lenta do que o controle primário. Busca também otimizar o despacho dos REDs disponíveis para atingir determinados objetivos. Na arquitetura do controle secundário, as duas principais abordagens são o controle centralizado e o descentralizado. As estruturas de controle mais tradicionais utilizam modelos centralizados que requerem uma rede de comunicação complexa e, em muitos casos, canais de comunicação bidirecional, o que pode afetar a confiabilidade do sistema. Alternativamente, estruturas de controle cooperativas distribuídas, com redes de comunicação mais dispersas, como os sistemas multiagentes, vem sendo adotadas para implementar o controle secundário em MRs.
 - **Nível 3 - Controle Terciário:** é o nível mais alto da hierarquia de controle, podendo ser considerado parte da rede principal e não da própria MR. Realiza a coordenação de múltiplas MRs interagindo entre si e com o sistema principal. A principal função do controle terciário é gerenciar o fluxo de potência entre a rede principal e cada uma das MRs, otimizando os valores conforme requisitos da rede principal e das MRs. Para isto, são considerados inclusive aspectos econômicos na operação.

Na hierarquia, o controle terciário normalmente opera na ordem de vários minutos, fornecendo sinais para os controles do nível secundário das MR e de outros subsistemas que formam a rede. Já os controles secundários coordenam os controles primários internos das MRs no

período de alguns minutos. Finalmente, os controles primários são projetados para operar independentemente e reagir instantaneamente a eventos locais. O nível zero de controle é responsável por controlar internamente o conversor de potência, seguindo as referências fornecidas pelo controle primário, através de controladores locais de tensão e corrente. No controle hierárquico, o controle de nível zero é considerado como parte do controle primário.

O estudo deste trabalho tem como parte fundamental a operação do controle primário da MR, portanto, o controle primário é estudado com detalhes na Seção 2.5.

2.5 Controle Primário

O controle primário é geralmente implementado como um controlador local em cada RED despachável. A função básica do controle primário é a de estabilizar tensão e frequência da MR após distúrbios, quando a MR opera ilhada. Para que seja realizada, os REDs devem fornecer a potência ativa e reativa demanda pelas cargas, atingindo um equilíbrio entre geração e carga. Quando REDs operam em paralelo na MR, a potência ativa e potência reativa a serem fornecidas para as cargas devem ser compartilhadas de forma adequada pelos REDs, sendo essa tarefa também função do controle primário (Bidram, Davoudi, Lewis & Guerrero, 2013).

A operação paralela de conversores oferece alta confiabilidade, pois no caso de falha de um conversor, as unidades restantes ainda podem fornecer a potência necessária para a carga. No entanto, conversores operando em paralelo sem controle para compartilhamento adequado de potência sofrem a ocorrência de elevada corrente de circulação entre eles (Borup, Blaabjerg & Enjeti, 2001; Bidram & Davoudi, 2012).

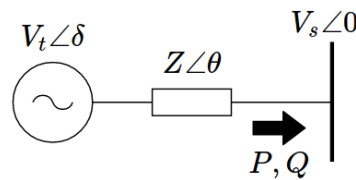
Uma possibilidade de controle de compartilhamento de potência entre diversos conversores que operam em paralelo é a utilização de canais de comunicação entre os conversores. Este método fornece alta precisão, porém requer canais de comunicação com alta largura de banda e a necessidade de um conversor operar como "*master*", o que impossibilita uma redundância completa e operação independente entre os conversores. Também não oferece a funcionalidade de *plug and play*, uma vez que a instalação de um RED adicional necessitaria a alteração da estratégia de controle das unidades já existentes na MR (Tayab, Roslan, Hwai & Kashif, 2017). A fim de fornecer um compartilhamento de potência com cada conversor operando independentemente e, portanto, maior confiabilidade, o método *droop* tem sido amplamente utilizado (Borup et al., 2001; Bidram & Davoudi, 2012; Tayab et al., 2017).

O controle primário pelo método *droop* foi inicialmente proposto para a operação paralela de UPS (*Uninterruptible Power Supply*) (Chandorkar, Divan & Adapa, 1993). O método é amplamente aceito na literatura para aplicação no controle primário de conversores eletrônicos de potência por ser um controle independente, autônomo e sem conexões, o que elimina a necessidade de canais de comunicação entre os conversores e possibilita a funcionalidade de

plug and play. O método *droop* se baseia no princípio do balanço de potência de geradores síncronos em grandes sistemas de potência interconectados, no qual um desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada do gerador e sua potência elétrica ativa da saída causa uma mudança na velocidade do rotor que é traduzida em um desvio de frequência. De forma similar, a variação da potência reativa de saída resulta em um desvio na amplitude da tensão. Portanto, o controle *droop* é inerente à operação em regime permanente das unidades geradoras convencionais. Para os REDs que operam com conversores de eletrônica de potência, o *droop* pode ser implementado de forma artificial (Katiraei et al., 2004; Guerrero, de Vicuna, Matas, Castilla & Miret, 2004; Gao & Iravani, 2008; Guerrero, Hang & Uceda, 2008; Li & Kao, 2009; Bidram & Davoudi, 2012; Tayab et al., 2017).

2.5.1 Controle *Droop* de Potência

O princípio do método *droop* pode ser explicado com base no sistema da Figura 2.4. O modelo equivalente do inversor pode ser modelado como uma fonte de tensão CA, sendo desconsiderados os efeitos do chaveamento de alta frequência do conversor, com tensão terminal $V_t \angle \delta$ e conectado à uma barra CA de tensão $V_s \angle 0$. A impedância de saída do conversor e a impedância da linha são somadas em uma única impedância $Z \angle \theta$.



Fonte: Adaptado de Guerrero, de Vicuna, Matas, Castilla & Miret (2004); Planas et al. (2013).

Figura 2.4: Modelo simplificado de um inversor conectado à uma barra CA.

As potências ativa e reativa que fluem do conversor para a barra CA são dadas por (Guerrero, De Vicuña, Matas, Miret & Castilla, 2004):

$$\begin{cases} P = \frac{V_s V_t}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{V_s^2}{Z} \cos(\theta) \\ Q = \frac{V_s V_t}{Z} \sin(\theta - \delta) - \frac{V_s^2}{Z} \sin(\theta) \end{cases} \quad (2.1)$$

Considerando-se a impedância Z puramente indutiva, devido à alta impedância indutiva das linhas e do filtro altamente indutivo na saída do inversor, então $\theta = 90^\circ$ e a Equação 2.1 se

reduz a:

$$\begin{cases} P = \frac{V_s V_t}{Z} \sin(\delta) \\ Q = \frac{V_s V_t \cos(\delta) - V_s^2}{Z} \end{cases} \quad (2.2)$$

Para pequenas diferenças angulares entre a tensão V_t do terminal do conversor e a tensão V_s da barra CA, considera-se $\sin(\delta) \approx \delta$ e $\cos(\delta) \approx 1$, simplificando a Equação 2.2 para:

$$\begin{cases} P = \frac{V_s V_t}{Z} \delta \\ Q = \frac{V_s (V_t - V_s)}{Z} \end{cases} \quad (2.3)$$

Da equação 2.3 conclui-se que a potência ativa injetada pelo inversor na barra é proporcional à diferença angular das tensões V_t e V_s e que a potência reativa trocada entre o inversor e a barra é proporcional a diferença de amplitude da tensão entre V_t e V_s . Além disso, o ângulo da tensão V_t do inversor pode ser alterado por uma variação na frequência da tensão V_t (Chandorkar et al., 1993; Borup et al., 2001; Bidram & Davoudi, 2012; Tayab et al., 2017).

Desta forma, pode-se aplicar a relação de *droop* de potência ativa por frequência e de potência reativa por módulo da tensão, para controle do inversor. As relações são dadas por (Chandorkar et al., 1993; Borup et al., 2001; Katiraei et al., 2004; Guerrero et al., 2011):

$$\omega_0 = \omega^* - G_P(s)(P_0 - P^*) \quad (2.4)$$

$$V_0 = V^* - G_Q(s)(Q_0 - Q^*) \quad (2.5)$$

sendo:

P^* e Q^* as referências de potência ativa e reativa para o ponto de operação nos valores nominais de frequência angular ω^* e tensão V^* ;

P_0 e Q_0 as potências ativas e reativas calculadas a partir da tensão e corrente medidas na saída do inversor;

$G_P(s)$ e $G_Q(s)$ são as funções de transferência do controle *droop*, sendo normalmente ganhos proporcionais $G_P(s) = m$ e $G_Q(s) = n$;

ω_0 e V_0 a frequência angular e amplitude da tensão de referência a ser fornecida para os controladores internos.

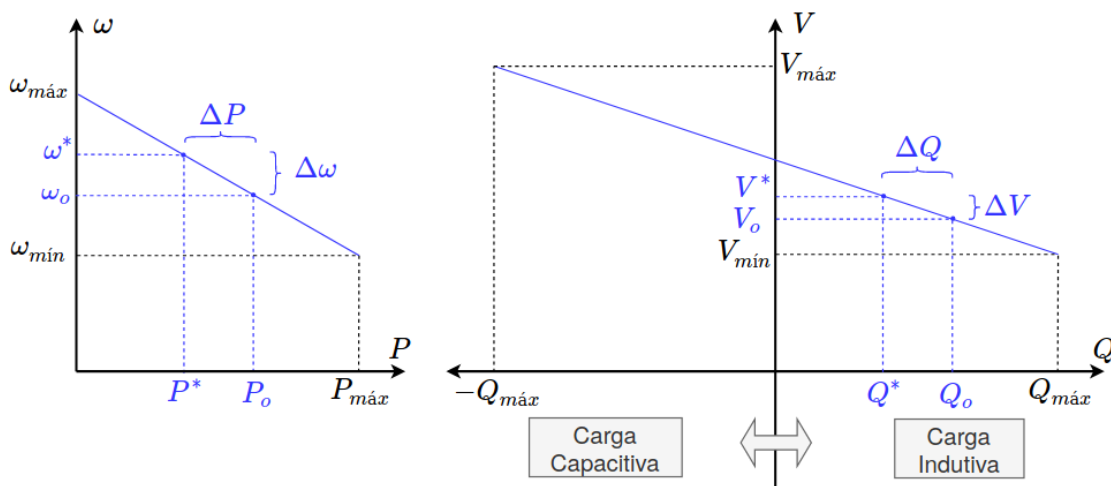
O uso de controladores proporcionais m e n fornece desvios constantes, necessários para manter o sistema sincronizado dentro dos limites estáveis de tensão. A Figura 2.5 mostra graficamente as relações das Equações 2.4 e 2.5 para $G_P(s) = m$ e $G_Q(s) = n$. Observa-se que uma variação ΔP na potência ativa fornecida pelo inversor acarreta em um desvio $\Delta\omega$ na frequência

e que uma variação ΔQ na potência reativa fornecida pelo inversor acarreta em um desvio ΔV na amplitude de tensão.

Os ganhos m e n determinam a inclinação da reta do *droop*. Estes valores são ajustados a partir das potências ativa e reativa nominais e nos máximos desvios permitidos para a amplitude e frequência angular da tensão, sendo:

$$m = \frac{\omega_{m\acute{a}x} - \omega_{m\acute{i}n}}{P_{m\acute{a}x}} \quad (2.6)$$

$$n = \frac{V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n}}{2Q_{m\acute{a}x}} \quad (2.7)$$



Fonte: Adaptado de Guerrero, de Vicuna, Matas, Castilla & Miret (2004); Planas et al. (2013).

Figura 2.5: Funções do controle *droop* P e Q.

O método *droop* tem algumas desvantagens (Li & Kao, 2009; Bidram & Davoudi, 2012; Tayab et al., 2017):

- Conforme obtenção da Equação 2.3, o desenvolvimento do método presume linhas predominantemente indutivas. No entanto, em redes de distribuição, as linhas são predominantemente resistivas, conduzindo a baixas relações X/R na rede, o que provoca um acoplamento entre potência ativa e reativa. Este acoplamento afeta o correto compartilhamento de potência ativa e, principalmente, reativa entre os inversores e pode comprometer o comportamento transitório e a estabilidade da MR.
- Dependência entre a regulação de frequência e tensão e o compartilhamento de potência, requerendo um compromisso de ajuste entre ambas.
- Diferentemente da frequência, a amplitude da tensão não é uma grandeza global na MR. Assim, as diferenças de impedâncias das linhas e das impedâncias de saída dos GDs

afetam significativamente o compartilhamento de potência reativa devido às diferentes quedas de tensões.

- Inadequado compartilhamento da potência consumida por correntes harmônicas no caso de haver cargas não-lineares.
- A precisão do compartilhamento de potência reativa é deteriorada se houver cargas locais na saída do GD.
- Resposta transitória lenta.

Estas desvantagens têm sido discutidas na literatura e várias propostas de melhorias na implementação convencional do *droop* têm sido apresentadas. Em Bidram et al. (2013) e Tayab et al. (2017) encontra-se uma análise de diferentes métodos propostos, dentre os quais se destaca o *droop* com impedância virtual.

2.5.2 Impedância Virtual

O método da impedância virtual busca melhorar a resposta transitória e mitigar o acoplamento de potência ativa e reativa através da implementação virtual de uma impedância nos terminais do inversor (Guerrero, de Vicuna, Matas, Castilla & Miret, 2004; Li & Kao, 2009; Yao, Chen, Matas, Guerrero & Qian, 2011). Se projetada e implementada de forma adequada, o uso da impedância virtual pode melhorar consideravelmente a performance do compartilhamento e controle de potência dos inversores. No entanto, um projeto ou implementação inadequado pode introduzir distorções na corrente do inversor e assim afetar a estabilidade e dinâmica da MR (He & Li, 2011).

Para simular o efeito de uma impedância, o controle utiliza uma realimentação da corrente de saída do inversor i_o para calcular uma queda de tensão virtual sobre uma impedância Z_v , subtraindo o resultado da tensão de referência v_0 gerada pelo controle *droop* (Bidram & Davoudi, 2012):

$$v_{ref} = v_0 - Z_v(s)i_o \quad (2.8)$$

A impedância pode assumir valores de resistência e reatância indutiva ou capacitiva. Como o intuito de utilização normalmente é de aumentar a indutância da rede vista pelo inversor, afim de superar as desvantagens do método *droop* geradas pelas baixas relações X/R , a impedância virtual é tipicamente utilizada como uma indutância, suficientemente maior que a impedância da linha para obter uma baixa relação X/R (Tayab et al., 2017). A topologia de controle *droop* com utilização de impedância virtual será apresentada no Capítulo 4, Seção 4.2.7.

2.6 Conclusão

Este capítulo descreveu as MRs, tendo seu conceito definido e suas principais características e formas de operação abordadas. A estrutura típica de uma MR foi apresentada junto a uma descrição de cada um dos elementos que a compõem. A partir destes temas, verifica-se que as MRs têm o potencial de integrar os REDs ao sistema de potência de forma a fornecer maior eficiência no aproveitamento das fontes de energia primária e no uso do sistema de distribuição. As MRs também são capazes de oferecer maior confiabilidade e qualidade de fornecimento de energia aos seus consumidores, uma vez que sua capacidade de operar ilhada possibilita manter o fornecimento de energia às cargas durante desligamentos ou ocorrência de falhas no sistema elétrico principal. Além disso, as MR trazem controlabilidade e simplificação que são importantes para o sistema elétrico, uma vez que inúmeras cargas e REDs passam a ser vistos pelo sistema como somente um ponto de consumo ou fornecimento de energia, que pode receber comandos de controle e atender às necessidades do sistema elétrico.

Para atingir todos estes objetivos, é crucial que as MRs disponham de arquiteturas de controle que, embora sejam embasadas e utilizem diversos conceitos do controle do sistema elétrico de potência e de máquinas elétricas de grande porte, sejam desenvolvidas para atender aos requisitos específicos das MRs. O conceito de controle hierárquico para MRs apresentado se mostra fundamental e adequado a este propósito, uma vez que engloba desde o controle local das grandezas físicas dos REDs até o controle entre o sistema elétrico e inúmeras MRs, considerando inclusive aspectos econômicos e de mercado. Dentro desta hierarquia, o controle primário assume um papel central dentro dos objetivos a serem alcançados pela MR, visto que ele é o responsável por estabilizar a operação ilhada da MR e permitir a operação em paralelo de diversos REDs. Como elemento central de controle deste trabalho, o controle primário foi definido e caracterizado através do método *droop*. O método *droop* foi apresentado e, a fim de superar algumas de suas desvantagens, foi introduzida a utilização da impedância virtual junto ao controle *droop*. O controle primário através do método *droop* será parte fundamental dos modelos definidos no Capítulo 4, os quais serão utilizados para as simulações e resultados deste trabalho.

Capítulo 3

Ilhamento de Microrredes

3.1 Introdução

A definição apresentada de MR tem como principal aspecto de operação a sua capacidade de operar nos modos conectado a rede eilhado. A transição de operação entre estes modos sem interrupção é fundamental para a MR ter a capacidade de operar em ambos com confiabilidade. A transição do modo conectado para o modo ilhado, chamada de ilhamento, pode apresentar diversos desafios para a MR, principalmente quando o ilhamento acontecer de forma não intencional (Katiraei et al., 2004). Este capítulo apresenta os conceitos e definições do ilhamento, os desafios e problemas que podem ocorrer no ilhamento da MR, especificamente no caso não intencional, um levantamento de trabalhos sobre o tema e os problemas que podem ser abordados para estudo. Também é introduzida a necessidade de obtenção de modelos adequados para a realização de simulações, tema este que será apresentado no Capítulo 4.

A Seção 3.2 introduz os conceitos e definições do ilhamento e a Seção 3.3 fundamenta as diferenças de objetivo de controle dos REDs entre os modos conectado e ilhado. Na Seção 3.5 é apresentado o problema do ilhamento não intencional, com ênfase no caso de desligamento da rede principal, mostrando os problemas de atraso de tempo nas alterações de controle e o ilhamento da MR com cargas externas. A Seção 3.6 traz um levantamento bibliográfico com estudos sobre o tema, mostrando a importância de analisar o problema apresentado e a necessidade de se obter modelos adequados dos REDs para realizar este estudo. A conclusão do capítulo é feita na Seção 3.7, avaliando os principais pontos discutidos.

3.2 Tipos de Ilhamento

O ilhamento da MR é o evento no qual a MR deixa de operar conectada ao sistema elétrico principal e passa a operar de forma autônoma energizada somente por REDs locais. O ilhamento caracteriza a transição da operação conectada da MR para a operação ilhada e pode acontecer de forma intencional e não intencional (Katiraei et al., 2004; Olivares et al., 2014; Ganjian-Aboutkheili, Shahabi, Shafiee & Guerrero, 2020):

- No ilhamento intencional, ajustes no intercâmbio de potência ativa e reativa entre a MR e a rede principal e ajustes nos controles da MR e dos REDs podem ser planejados para ocorrer antes do ilhamento, resultando em pequenos transitórios e na continuidade de operação ilhada da MR.
- O ilhamento não intencional ocorre sem nenhuma previsibilidade, devido à faltas na rede, falhas de equipamentos e outros eventos não programados, impossibilitando a realização de ajustes prévios na MR e nos REDs. Portanto, o ilhamento não intencional pode ocasionar severos transitórios à MR e dificultar o sucesso da sua continuidade de operação em modo ilhado.

3.3 Objetivos de controle em modo ilhado e conectado

A Figura 3.1 apresenta uma topologia genérica de MR, na qual os REDs são separados em despacháveis e não despacháveis. Os REDs despacháveis, como os BESSs, possuem fonte primária capaz de armazenar energia, permitindo o controle do seu despacho de potência. Tal característica permite que os REDs despacháveis sejam capazes de operar com objetivo de controle P/Q ou V/f . No objetivo de controle P/Q , o DER fornece potência ativa e reativa constantes seguindo referências pré-definidas. No objetivo de controle V/f , o DER fornece potência ativa e reativa necessárias para controlar a amplitude e frequência da tensão em valores pré-definidos. Os REDs não despacháveis possuem fonte primária sem armazenamento de energia e tipicamente intermitente. Desta forma, o RED não despachável opera com objetivo de controle P/Q , no qual a potência ativa é, tipicamente, a máxima potência que pode ser obtida de um Recurso Energético Renovável (RER) em cada instante e a potência reativa segue um valor pré-definido (Bidram & Davoudi, 2012; Lopes et al., 2006; Piardi, Otto, Otremba, Motter, Pavani & Ramos, 2019; Ganjian-Aboukheili et al., 2020).

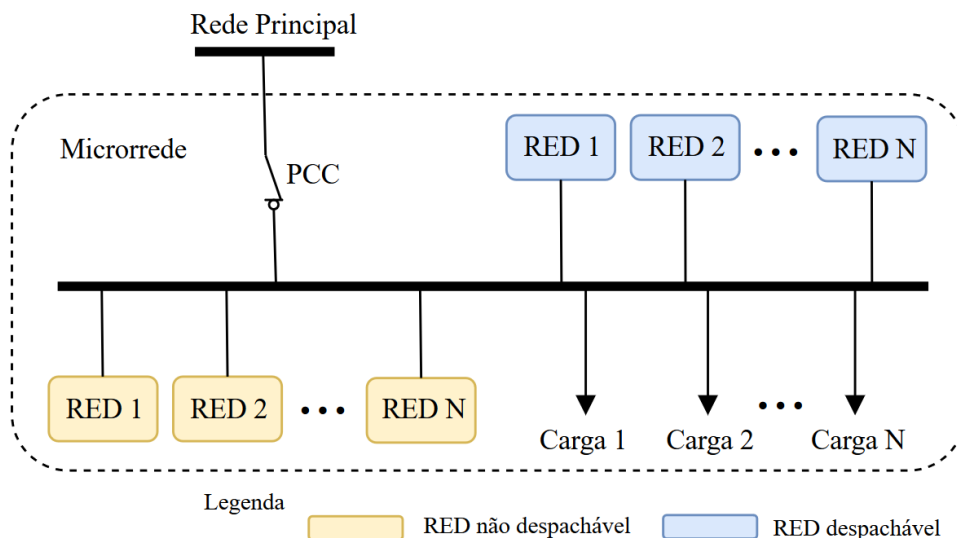


Figura 3.1: Topologia genérica de MR com REDs despacháveis e não despacháveis.

A Figura 3.2 mostra o objetivo de controle dos REDs despacháveis e não despacháveis durante a operação da MR, representada em uma linha do tempo. No instante t_1 a MR é ilhada e no instante t_2 é novamente conectada à rede principal. Entre os instantes t_1 e t_2 a MR opera em modo ilhado e os REDs despacháveis são responsáveis pelo controle de tensão e frequência da MR, através da utilização do controle primário. A Seção 4.2 detalha como este controle é implementado nos conversores eletrônicos de potência dos REDs. Antes do instante t_1 e após o instante t_2 , quando a MR opera conectada à rede principal, a amplitude e a frequência da tensão são impostas pela rede principal. Desta forma, os REDs despacháveis operam com objetivo de controle P/Q seguindo referências pré-definidas. Os REDs não despacháveis operam continuamente com objetivo de controle P/Q .

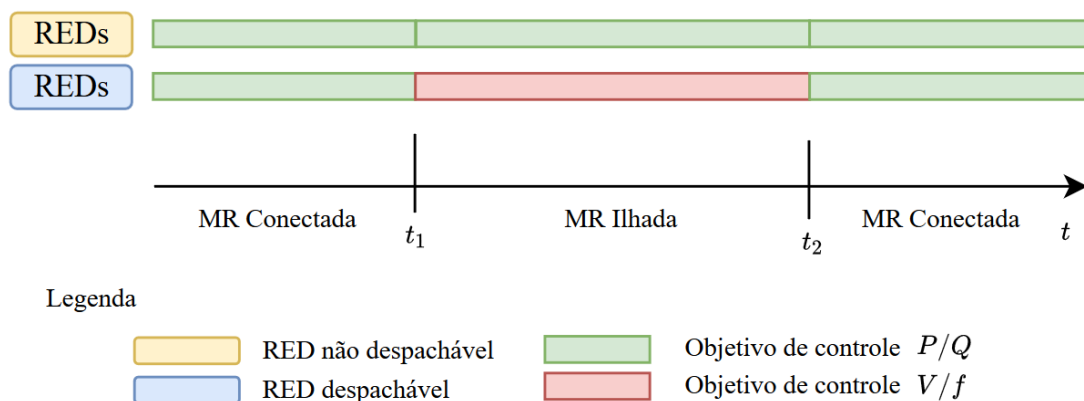


Figura 3.2: Objetivos de controle dos REDs despacháveis e não despacháveis nos modos de operação da MR.

3.4 Chaveamento de controles no ilhamento

A operação com diferentes objetivos de controle, a depender da característica do RED (despachável ou não despachável) e do modo de operação da MR (conectada ou ilhada), pode impor a necessidade dos REDs fazerem o chaveamento de sua topologia de controle nas transições do modo de operação da MR.

Em grande parte da literatura de MRs, os REDs despacháveis, como os BESS, utilizam topologias de controle diferentes para a operação da MR no modo conectado e no modo ilhado. Geralmente, a topologia de controle baseada no controle de corrente é utilizada no modo conectado da MR, a fim de controlar o fluxo de potência ativa e reativa entregue pelo DER à rede, tendo o objetivo de controle P/Q . A topologia de controle baseada no controle de tensão é utilizada no modo ilhado da MR, a fim de controlar a amplitude e frequência da tensão da MR, sendo, portanto, objetivo de controle V/f (Bidram & Davoudi, 2012; Lopes et al., 2006; Guerrero et al., 2011; Das, Gurralla & Shenoy, 2017). Os REDs não despacháveis mantêm continuamente o controle de corrente com objetivo de controle P/Q .

Um dos problemas existentes no ilhamento não intencional da MR provém da necessidade de chaveamento dos controles dos conversores dos REDs despacháveis. Pode-se identificar como problemas principais (Tirumala, Mohan & Henze, 2002; Yao, Xiao & Yan, 2010; Das et al., 2017; Gao & Iravani, 2008):

- Transitórios elétricos na amplitude e frequência da tensão, ocorridos no instante de chaveamento, causados pelas variações abruptas nas grandezas controladas pelos conversores;
- Necessidade de rápida detecção de ilhamento para chaveamento dos controles.

Os controles dos REDs são os elementos mais efetivos no controle da amplitude e da duração das oscilações ocorridas na transição dos modos conectados e ilhado da MR. Portanto, o controle dos REDs no modo ilhado deve ser capaz de resistir a grandes oscilações e manter a condição de operação de regime permanente dentro de uma faixa aceitável (Ganjian-Aboukheili et al., 2020).

Na referência Gao & Iravani (2008) são consideradas estas desvantagens e dificuldades da estratégia baseada no chaveamento de controle do conversor do RED, a depender do modo de operação conectado ou ilhado da MR. Desta forma, os autores propõe que os conversores dos REDs despacháveis operem continuamente na topologia de controle de tensão, de forma a não haver necessidade de chaveamento de controle nas transições entre a operação em modo conectado e ilhado da MR. Outros trabalhos como Li & Kao (2009); Vasquez, Guerrero, Luna, Rodríguez & Teodorescu (2009); Fu, Nasiri, Bhavaraju, Solanki, Abdallah & Yu (2014); Lou, Gu, Wang, Wang & Gu (2018); Abadi & Sadeghzadeh (2019) têm proposto ideias similares, com um controle único para operação destes conversores.

Como a topologia por controle de tensão pode ser empregada nos dois modos de operação da MR, as estratégias de controle podem ser categorizadas em dois tipos (Ganjian-Aboukheili et al., 2020):

- Estratégias de controle para ambos os modos de operação da MR com um único esquema, geralmente baseado no controle de tensão, que permanece operando para ambos objetivos de controle;
- Estratégias com dois esquemas de controle diferentes, no qual o chaveamento entre eles é realizado de acordo com o objetivo de controle desejado.

A estratégia de controle empregada é fundamental na análise do processo de ilhamento das MRs. Dependendo da situação na qual a MR é ilhada, a estratégia adotada pode ser decisiva na capacidade de continuidade de operação da MR. O ilhamento não intencional, por sua imprevisibilidade, mostra-se como a situação de maior desafio. Portanto, faz-se necessário um aprofundamento das formas de ocorrência do ilhamento não intencional, a fim de entender como a necessidade de chaveamento de controle pode impactar nas situações mais críticas.

3.5 O ilhamento não intencional por desligamento da rede principal

O estudo do ilhamento não intencional pode ser aprofundado ao se levar em conta dois fatores importantes: a partir do que o ilhamento ocorreu e quais foram os tempos envolvidos. Em relação a origem do ilhamento não intencional, este pode acontecer de duas maneiras (Ioris, Almeida & Godoy, 2020):

- Por ação da MR, em que a própria MR detecta uma falha ou degradação da qualidade de energia na rede principal e, para se proteger, se separa da rede principal abrindo o PCC.
- Por desligamento da rede principal, no qual um desligamento abrupto da rede principal, causado por uma falha desconhecida da MR, faz com que a MR seja ilhada instantaneamente. A MR deve detectar este ilhamento para tomar as ações de proteção e controle necessárias para sua continuidade de operação.

Os períodos de tempo envolvidos no ilhamento influenciam diretamente nos processos de chaveamento de controle e são dependentes da origem do ilhamento não intencional.

3.5.1 Atraso de tempo no ilhamento

A Figura 3.3 apresenta a sequência de eventos de ilhamento não intencional em uma linha de tempo. Neste exemplo, é considerado que os REDs necessitam chavear sua estratégia de controle quanto a MR é ilhada. A primeira situação, Figura 3.3a, considera um ilhamento por ação na MR. A partir do instante t_1 , a rede principal sofre uma degradação, perturbação ou falha, que também é detectada pela MR. No instante t_2 , a MR comanda a abertura do PCC e o chaveamento dos controles. A partir do instante t_2 , a MR passa a operar ilhada e com controle de tensão e frequência ativo. A segunda situação, Figura 3.3b, considera um ilhamento por desligamento da rede principal. No instante t_1 a rede principal desliga, sem nenhum conhecimento prévio, falha ou degradação que possa ser conhecida ou detectada pela MR. A partir deste momento, a MR precisa detectar que ficou ilhada, ocasionando um atraso de tempo que dura até o instante t_2 , instante em que a MR comanda a abertura do PCC e o chaveamento dos controles. Assim, irá existir um atraso de tempo entre t_1 e t_2 em que a MR não possui controle de tensão e frequência ativos, o que pode ocasionar variações significativas destas grandezas.

3.5.2 Ilhamento com carga externa

No caso do ilhamento por desligamento da rede principal, o problema da ausência de controle pode ser agravado pelo fato da MR não estar isolada de cargas externas até que abra

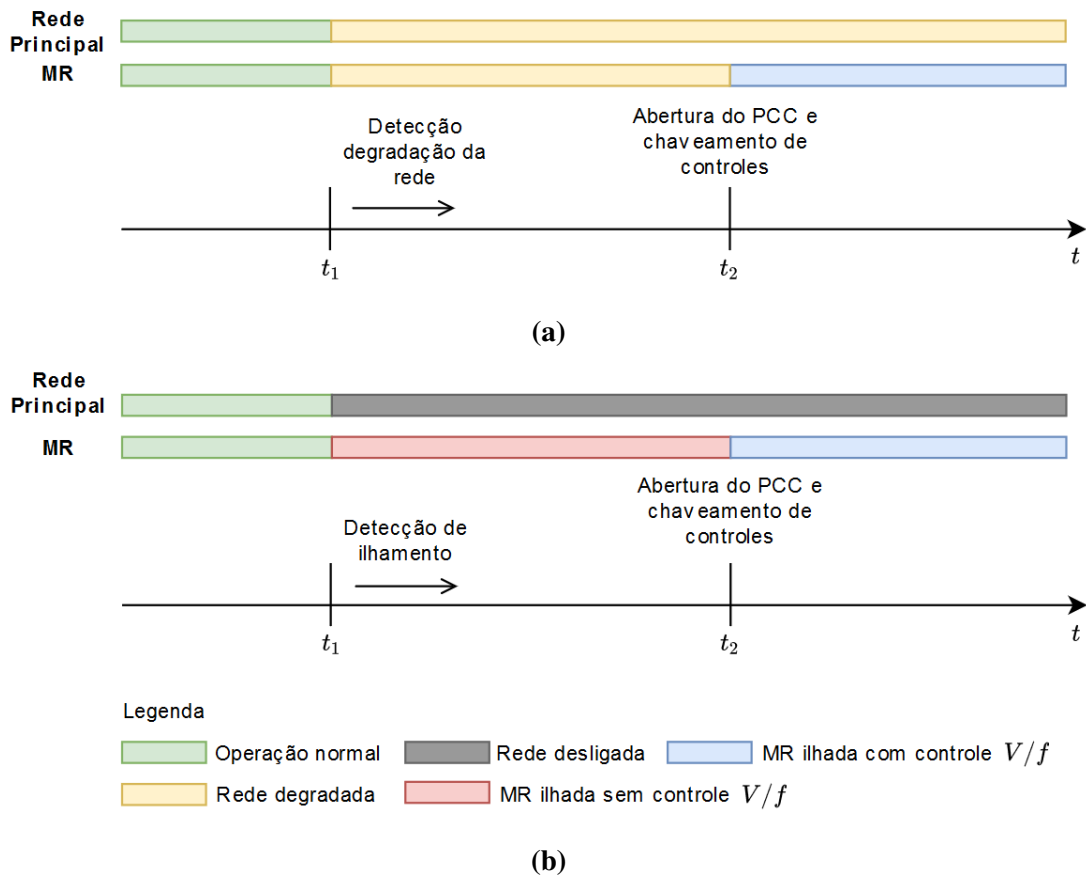


Figura 3.3: Sequência de eventos nos ilhamentos não intencionais: a) Ilhamento por ação da MR, b) Ilhamento por desligamento da rede principal.

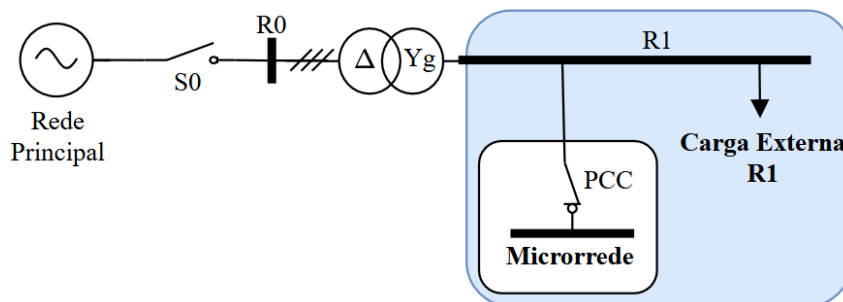


Figura 3.4: Topologia da Microrrede ilhada com cargas externas.

seu PCC. A Figura 3.4 exemplifica esta situação, na qual o desligamento da rede principal é simulado pela abertura do disjuntor S_0 . A partir deste momento, como o PCC ainda está fechado, a MR fica ilhada (área azul) junto às cargas externas, representadas pela carga R_1 . Esta situação perdura até a abertura do PCC.

Portanto, entre os instantes t_1 e t_2 do ilhamento por desligamento da rede principal da Figura 3.3, a MR pode ficar ilhada com cargas externas e sem controle de tensão e frequência ativos. A partir do instante t_2 , a Figura 3.3 pressupõe que a MR continua a operação no modo ilhado. No entanto, dependendo do transitório ocorrido entre t_1 e t_2 e da transição em t_2 , pode ser que a MR não seja capaz de se manter operando.

3.6 Estudos sobre ilhamento de MRs

Estudos a respeito do ilhamento de MR abordam o problema do chaveamento do modo de controle dos conversores para transição da operação conectada para operação ilhada da MR Tirumala et al. (2002); Yao et al. (2010); Chen, Wang, Lai, Lee & Martin (2010); Talapur, Suryawanshi, Xu & Shitole (2018); Zheng, Lin, Lin, Zhang & Zhang (2019). O foco destes estudos está nos transitórios elétricos ocorridos no instante de chaveamento, causados pelas variações abruptas nas grandezas controladas pelos conversores. Eles propõe diferentes topologias de controle para minimizar a ocorrência de transitórios elétricos nestes chaveamentos e obter uma transição suave entre os modos de operação conectado e ilhado da MR. No entanto, alguns trabalhos não consideram tempos de atraso no chaveamento de controle, enquanto outros consideram apenas o ilhamento por ação da MR (como em curto-circuito no ponto de conexão da MR), de tal forma que o chaveamento de controle é feito no mesmo instante da abertura do PCC. Desta forma, através destes estudos não é possível avaliar quais impactos são causados na MR na ocorrência de ilhamentos por desligamento da rede principal, no qual há um atraso de tempo para o chaveamento de controles.

Trabalhos como Mohamed & Radwan (2011); Mohamed, Zeineldin, Salama & Seethapathy (2012); Wang, Chang, Feng & Monti (2015) propõem topologias de controle em que é necessário um chaveamento do modo de operação, porém este chaveamento ocorre a nível do controle de potência apenas. Desta forma, o conversor opera com controle de tensão ativo em ambos modos de operação da MR. No entanto, os ensaios apresentados não levam em consideração atrasos de tempo ou cargas externas no ilhamento da MR.

Nas referências Das et al. (2017); Das, Gurralla & Jayachandra Shenoy (2018) são estudados ilhamentos por perda da rede principal, considerando atrasos de tempo, e são propostas topologias de controle para obter uma transição suave. Porém, novamente o foco dos trabalhos está nos transitórios ocorridos no instante de chaveamento e não no impacto causado na MR durante o atraso de tempo entre o ilhamento e o chaveamento de controle. Embora seja possível observar nos resultados destes trabalhos significativos desvios de tensão na MR neste período de tempo, os estudos não trazem uma análise mais aprofundada desta situação.

Em Vasquez et al. (2009); Fu et al. (2014); Lou et al. (2018); Abadi & Sadeghzadeh (2019) são utilizadas topologias de controle propostas com controle de tensão em ambos modos de operação. Nestes estudos, ou não são feitos chaveamentos ou então o chaveamento é feito a nível do controle de potência. Desta forma, o conversor opera com controle de tensão ativo em ambos modos de operação da MR. Os estudos apresentados levam em conta ilhamento intencionais ou ilhamento não intencionais sem atrasos de tempo.

Em Ganjian-Aboukheili et al. (2020) é realizado um estudo de ilhamento de uma MR formada somente por REDs baseados em CEPs (Conversores Eletrônicos de Potência). Os REDs são modelados pelo conversor e seus controles e a fonte primária é representada somente por uma fonte de tensão CC ideal. O autor aborda a necessidade de chaveamento de controle dos

REDs no ilhamento e as variações de tensão e corrente ocasionadas e o estudo é realizado considerando um ilhamento não intencional com atraso de tempo no chaveamento de controles. O PCC é inicialmente aberto e o controle dos RED é chaveado após 100 ms. Esta abordagem é similar ao apresentado na Subseção 3.5.1, sendo quase equivalente à situação da Figura 3.3b. A diferença é que neste estudo o PCC é aberto ainda no instante t_1 , existindo atraso de tempo apenas para o chaveamento dos controles. Este fato elimina o problema mostrado na Subseção 3.5.2 de a MR ficar ilhada com cargas externas. O foco do trabalho está na proposta de um controle de tensão e controle *droop* modificados, que apresentem melhor supressão das oscilações de tensão, corrente e frequência e garantam uma transição mais suave do que o controle de tensão e *droop* convencionais. Os resultados demonstram um desempenho superior do controle proposto na resposta da MR após o chaveamento de controles. O trabalho mostra que, antes do chaveamento dos controles, durante o período de atraso de tempo no qual a MR fica sem controle V/f, a tensão da MR cai cerca de 40% em relação a seu valor anterior ao ilhamento, valor considerável para uma situação em que não há cargas externas e a carga da MR é baixa se comparada a capacidade dos REDs. No entanto, o trabalho não realiza uma análise específica desta parte do evento.

Em Issa, Khateb, Abusara & Mallick (2018) é realizado um estudo de ilhamento não intencional e proposta uma estratégia de controle para REDs do tipo BESS e FV utilizando controle da tensão do Elo CC dos conversores. Em geral, a maioria dos trabalhos utiliza modelos dos REDs com fontes de tensão CC ideal do lado CC, com o estudo e propostas de controle voltadas ao controle do conversor CC/CA. No entanto, este trabalho mostra que há uma necessidade de avaliar o controle no lado CC, o que demanda a substituição do modelo de fonte CC ideal por um modelo que represente a fonte primária de energia e a dinâmica do circuito CC que a conecta ao conversor CC/CA. O estudo utiliza uma MR com somente um BESS e um FV e sem nenhuma carga, avaliando apenas a dinâmica da tensão CC dos conversores e a circulação de energia entre eles após o ilhamento não intencional.

Uma investigação e comparação da performance dos modelos de BESS com diferentes níveis de detalhes é realizado em Farrokhhabadi, Konig, Canizares, Bhattacharya & Leibfried (2018). O trabalho explora diferentes modelos, com foco em dois aspectos: os CEPs e a fonte CC. Os CEPs são estudados pelo modelo de valores médios e pelo modelo chaveado. A fonte CC é estudada por um modelo de fonte CC ideal e por um modelo detalhado da fonte primária e seus controles associados. O modelo da topologia da MR também é abordado no trabalho, o qual utiliza uma MR baseada no *benchmark* do CIGRÉ para uma rede de distribuição de média tensão. A partir da simulação de diversos casos, o trabalho verifica que durante condições de operação normal poucas diferenças são observadas entre a performance dos modelos. No entanto, quando o carregamento do sistema é levado aos seus limites, significativas diferenças são observadas, principalmente quanto a estabilidade dos modelos mais completos, e verifica-se que a dinâmica da tensão do elo CC e o chaveamento dos conversores contribuem para o problema de estabilidade. Desta forma, o trabalho conclui que em sistemas em que o BESS opera como controlador de tensão e frequência e que estejam altamente carregados, o uso de modelos com

fonte CC ideal e modelos médios nos CEPs não capturam adequadamente o comportamento dinâmico dos BESS e que, portanto, para estes casos, os modelos mais completos com dinâmica do elo CC e chaveamentos dos CEPs são necessários.

Visto que o problema aqui mostrado do ilhamento não intencional por desligamento da rede principal, com atraso de tempo para alteração de controles e abertura do PCC, conduzem a um transitório com necessidade de controle de tensão e frequência com alto carregamento da MR, é necessário utilizar modelos com um bom nível de detalhamento para o REDs. Desta forma, o Capítulo 4 é inteiramente dedicado ao desenvolvimento destes modelos.

3.7 Conclusão

Este capítulo apresentou o problema de ilhamento da MR, destacando o caso de ilhamento não intencional por desligamento da rede principal. Foi mostrado que nestas situações há um atraso de tempo para alterações de controle e abertura do PCC que ocasiona dois problemas para a MR: a ausência de controle adequado e o ilhamento com cargas externas. Durante este período, a operação da MR pode ser severamente afetada pela ausência de controle adequado e também pela influência das cargas externas. Na análise dos estudos sobre o tema, verifica-se que há oportunidade de um aprofundamento de estudo destas situações. Alguns estudos também evidenciam que há necessidade de se obter modelos adequados que possibilitem realizar simulações do comportamento dinâmico da MR frente a estes distúrbios. Portanto, o desenvolvimento de modelos dos REDs se torna parte fundamental do desenvolvimento deste trabalho, sendo o seguinte capítulo dedicado a este tema.

Capítulo 4

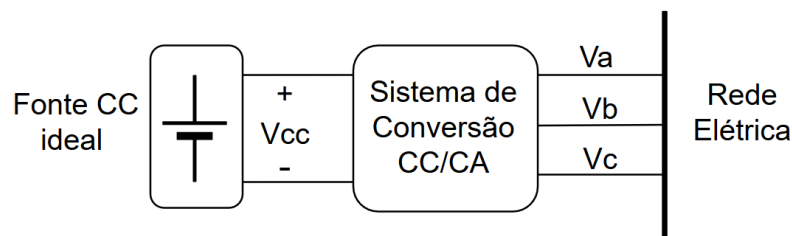
Modelos dos REDs

4.1 Introdução

Para o estudo e simulação da MR, são necessários modelos elétricos dos REDs que incluam os conversores eletrônicos a eles associados, os sistemas de controle e as fontes primárias. Este capítulo irá apresentar os modelos utilizados para modelar os REDs do tipo BESS e FV.

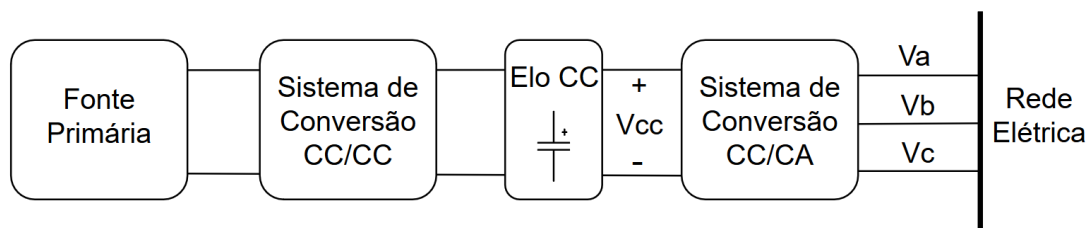
A Seção 4.2 descreve os sistemas eletrônicos de conversão de potência CC/CA utilizados pelos REDs. São apresentados os modelos do conversor eletrônico de potência, os sistemas de controle do conversor, os modos de operação dos conversores e sua aplicação no controle primário. A Seção 4.3 é dedicada aos modelos elétricos das fontes primárias dos REDs (bateria e FV), seus circuitos de controle de conversão CC/CC. Estes modelos, em conjunto com o modelo de conversão CC/CA da Seção 4.2 formam o modelo completo dos REDs do tipo BESS e FV utilizados neste trabalho. A Seção 4.4 conclui o capítulo com as aplicações dos modelos e controles dentro deste trabalho.

Duas topologias básicas são propostas para o modelo dos REDs da MR. Na primeira, mostrada na Figura 4.1, a fonte primária e o circuito CC são representados por uma fonte de tensão CC ideal conectada diretamente ao sistema eletrônico de conversão de potência CC/CA, o qual faz interface com a rede. Na segunda, um modelo mais completo dos REDs, mostrado na Figura 4.2 é utilizado, no qual a fonte primária, o elo CC e os sistemas eletrônicos de conversão CC/CC e CC/CA são modelados.



Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010).

Figura 4.1: Topologia do RED com fonte primária ideal.



Fonte: Adaptado de Bazargan, Bahrani & Filizadeh (2018); Farias & Reginatto (2019).

Figura 4.2: Topologia do RED com modelo completo do lado CC.

4.2 Sistema de Conversão de Potência CC/CA

Um sistema eletrônico de conversão de potência é uma composição de um ou mais conversores eletrônicos de potência e de esquemas de controle e proteção (Yazdani & Iravani, 2010). As subseções a seguir descrevem o conversor eletrônico de potência e seus sistemas de controle.

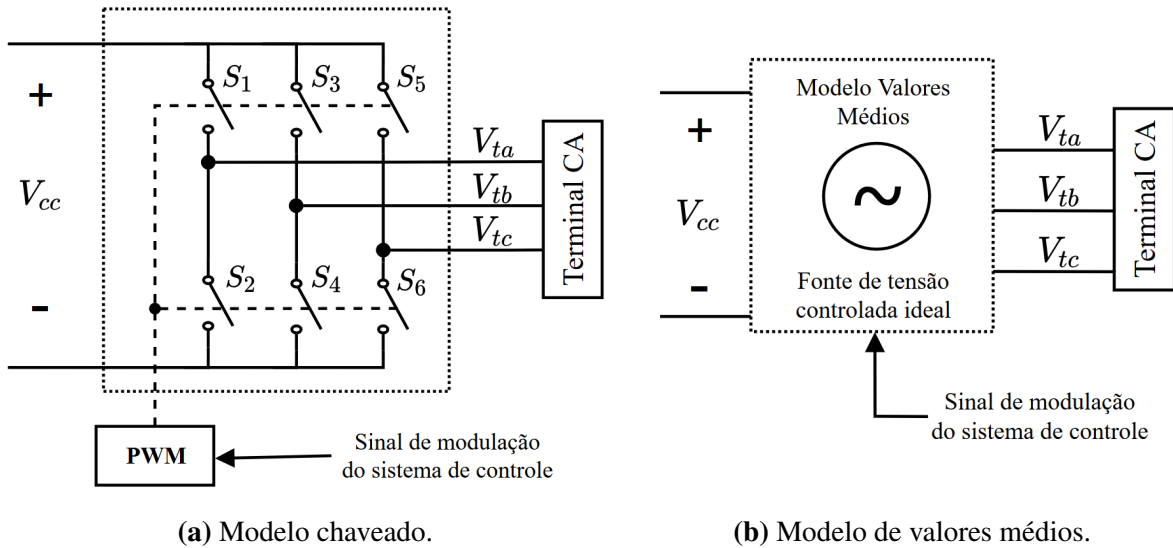
4.2.1 Conversor Eletrônico de Potência CC/CA

Um conversor eletrônico de potência é um circuito de múltiplas portas composto de chaves eletrônicas, podendo também incluir componentes auxiliares, como capacitores, indutores e transformadores. A principal função de um conversor é permitir a troca de energia entre dois ou mais subsistemas que têm atributos diferentes em termos de formas de onda de tensão e corrente, frequência, ângulo de fase e número de fases e, portanto, não podem ser diretamente conectados entre si (Yazdani & Iravani, 2010).

Conversores CC/CA podem ser classificados com base na sua fonte de energia do lado CC. Conversores no qual a fonte de energia se comporta como uma fonte de corrente, ou seja, corrente CC de mesma polaridade e tensão CC de polaridade variável dependendo da direção do fluxo de potência, são classificados como CSC (*Current-Sourced Converter*). Conversores no qual a fonte de energia se comporta como uma fonte de tensão, ou seja, tensão CC de mesma polaridade e corrente CC de polaridade variável dependendo da direção do fluxo de potência, são classificados como VSC (*Voltage-Sourced Converter*) (Yazdani & Iravani, 2010).

Os sistemas de GD tem usado amplamente os VSCs, uma vez que estes não necessitam de fontes externas para se manterem sincronizados, tem capacidade de fornecer suporte à rede e de respeitar requisitos de *ride-through* (Guerrero et al., 2011; Bidram et al., 2013). O VSC é um conversor de comutação forçada, em que a transferência de corrente de uma chave para outra é um processo controlado. Um VSC requer chaves de condução reversa, normalmente utilizando o transistor IGBT (*Insulated-gate Bipolar Transistor*) (Yazdani & Iravani, 2010). A Figura 4.3 ilustra o diagrama esquemático de um VSC trifásico de dois níveis. O modelo do VSC pode

considerar os efeitos de comutação das chaves eletrônicas, usando o modelo chaveado (Figura 4.3a), ou pode desconsiderá-lo, usando o modelo de valores médios (Figura 4.3b). Deste ponto em diante, o conversor eletrônico de potência VSC trifásico de dois níveis será denominado apenas VSC.



(a) Modelo chaveado.

(b) Modelo de valores médios.

Fonte: adaptado de Yazdani & Iravani (2010); Gkountaras (2017).

Figura 4.3: VSC trifásico de dois níveis.

O modelo chaveado representa a dinâmica das chaves eletrônicas por meio de uma chave ideal. Neste modelo, o componente fundamental da tensão do lado CA é geralmente controlado com base em uma técnica de PWM (*Pulse Width Modulation*). O sinal de controle enviado para as chaves é formado pela multiplicação do sinal de modulação - sinal gerado pelos controles do conversor - com um sinal de portadora de alta frequência (Yazdani & Iravani, 2010).

O modelo de valores médios ignora a dinâmica de alta frequência do processo de chaveamento e o VSC é considerado uma fonte de tensão ideal. Portanto, o modelo de valores médios não necessita de um PWM, utilizando apenas o sinal de modulação. No modelo de valores médio, as tensões terminais do VSC são dadas por (Yazdani & Iravani, 2010):

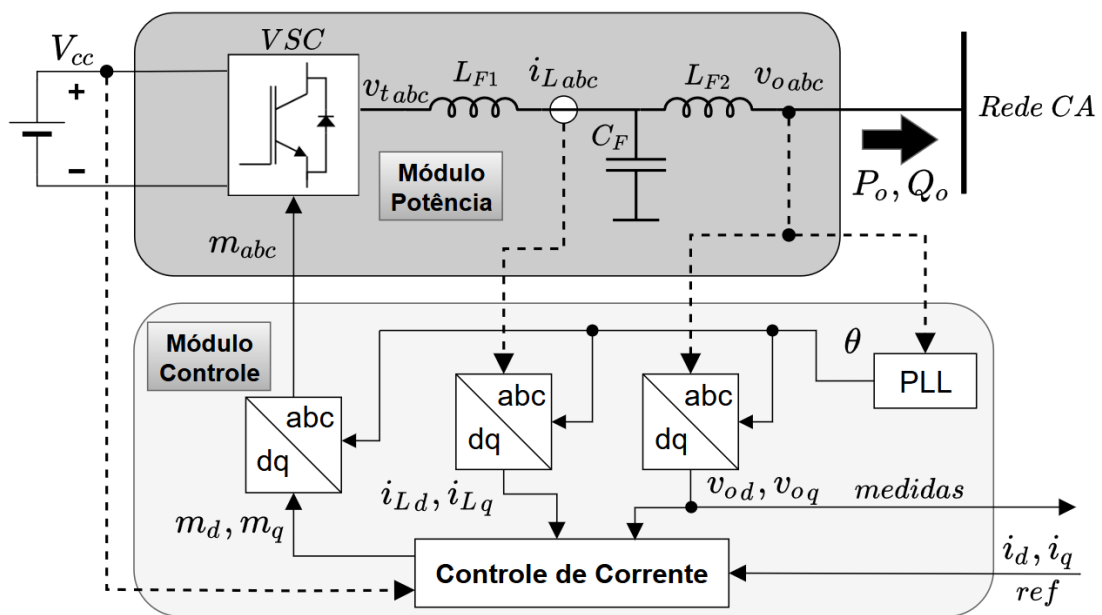
$$v_{ta} = m_a \cdot \frac{V_{cc}}{2} \quad v_{tb} = m_b \cdot \frac{V_{cc}}{2} \quad v_{tc} = m_c \cdot \frac{V_{cc}}{2} \quad (4.1)$$

em que m_a , m_b e m_c são os sinais de modulação trifásicos gerados pelos controles do conversor.

O sistema de controle do conversor CC/CA depende da forma como o VSC é controlado. O VSC pode ser controlado através de dois métodos: VSC controlado por corrente (*current-controlled VSC*), descrito na Subseção 4.2.2, e o VSC controlado por tensão (*voltage-controlled VSC*), descrito na Subseção 4.2.3 (Guerrero et al., 2011; Mohamed & El-Saadany, 2008; Bidram et al., 2013). Os modelos do VSC da Figura 4.3 necessitam também de filtro de saída e um sistema de controle. A Subseção 4.2.4 descreve o filtro.

4.2.2 VSC Controlado por Corrente

A Figura 4.4 mostra a topologia do VSC controlado por corrente, na qual o controle é implementado no *frame* $dq0$. O VSC é representado de forma simples, a fim de enfatizar o sistema de controle, podendo ser tanto o modelo chaveado quanto o modelo de valores médios da Figura 4.3. O VSC controlado por corrente tem um único laço de controle de corrente que recebe a referência de um controlador de energia, que pode seguir referências externas ou atender ao controle de energia da fonte primária (por exemplo, rastreamento de máxima potência). Os blocos *abc-dq0* transformam grandezas trifásicas em grandezas no *frame* $dq0$ e vice-versa.



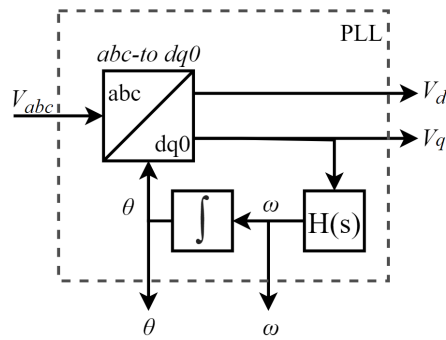
Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010).

Figura 4.4: Topologia VSC controlado por corrente no *frame* $dq0$.

Nesta configuração, o controle deve se manter sincronizado com a rede, portanto, um PLL (*phase-locked loop*) deve ser usado.

PLL

Os PLLs são provavelmente a técnica de sincronização mais popular e amplamente utilizada nas áreas de eletrônica de potência e sistema de potência. Consistem em três partes básicas: um detector de fase (PD - *phase detector*), um filtro de *loop* (LF - *loop filter*) e um oscilador controlado por tensão (VCO - *voltage-controlled oscillator*) (Golestan, Ramezani, Guerrero, Freijedo & Monfared, 2014). O PD avalia o erro de fase entre o sinal de entrada e o sinal de saída, o qual é gerado pelo oscilador interno denominado VCO. O LF, normalmente um controlador PI, é utilizado para minimizar o erro de fase e fornecer um sinal de referência ao VCO



Fonte: Yazdani & Iravani (2010); Bobrowska-Rafal et al. (2011)

Figura 4.5: Diagrama funcional do SFR-PLL.

(Nicastri & Nagliero, 2010; Bobrowska-Rafal, Rafal, Jasinski & Kazmierkowski, 2011).

As técnicas de sincronização por algoritmos PLL podem ser divididas em três grupos: por coordenadas abc naturais, por coordenadas em $frame$ estacionário $\alpha\beta$ ou em coordenadas em $frame$ rotacional síncrono dq (Bobrowska-Rafal et al., 2011). No algoritmo PLL operando em coordenadas dq , os sinais de tensão são transformados para a referência síncrona, assim, o PLL é nomeado SFR-PLL (*Synchronous Rotation Frame-PLL*). A topologia básica do SRF-PLL é apresentada na Figura 4.5.

O compensador $H(s)$, tipicamente um controlador PI, usa a referência V_q para rastrear a frequência angular ω da tensão da rede. O compensador ajusta a frequência estimada controlando V_q para zero, de modo que o eixo d siga o vetor de tensão da rede. O PLL atinge o ângulo e a frequência angular da rede quando V_q é estabilizada em zero. O ângulo θ da tensão de rede é calculado através da integral ao longo do tempo da frequência angular e realimenta o bloco $abc-dq0$. O ângulo θ é então usado pelos blocos de transformação $abc-dq0$ do VSC da Figura 4.4 (Bobrowska-Rafal et al., 2011; Yazdani & Iravani, 2010).

Um grande desafio associado aos PLLs é como estimar fase e frequência com precisão e rapidez quando a tensão da rede está desequilibrada ou distorcida. Para superar esse desafio, a incorporação de diferentes técnicas de filtragem dentro da estrutura do PLL tem sido proposta na literatura, sendo a técnica de filtro de média móvel, MAF (*Moving Average Filter*), uma das técnicas mais populares e amplamente utilizadas devido à sua realização digital simples, baixa carga computacional e eficácia. MAFs são filtros de fase linear que atuam como filtros passa-baixa. A operação do filtro MAF em um sinal de entrada $\bar{x}(t)$ é dada por (Robles, Ceballos, Pou, Zaragoza & Gabiola, 2008; Golestan et al., 2014):

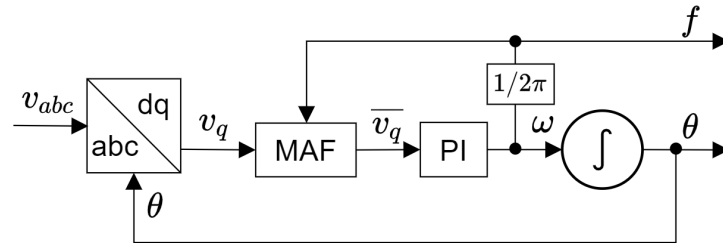
$$\bar{x}(t) = \frac{1}{T_\omega} \int_{(t-T_\omega)}^t x(\tau) d(\tau) \quad (4.2)$$

na qual, T_ω é a largura da janela de tempo sobre a qual é tomada a média.

MAFs adaptativos por frequência possuem um ajuste constante da largura da janela do MAF de acordo com as variações de frequência da rede, utilizando a frequência estimada pelo PLL (Golestan et al., 2014). A Figura 4.6 mostra o diagrama funcional do SFR-PLL com MAF

adaptativo por frequência.

Este trabalho utiliza o bloco PLL do MATLAB/Simulink (The MathWorks, 2021), o qual é implementado como um SFR-PLL com MAF adaptativo por frequência.

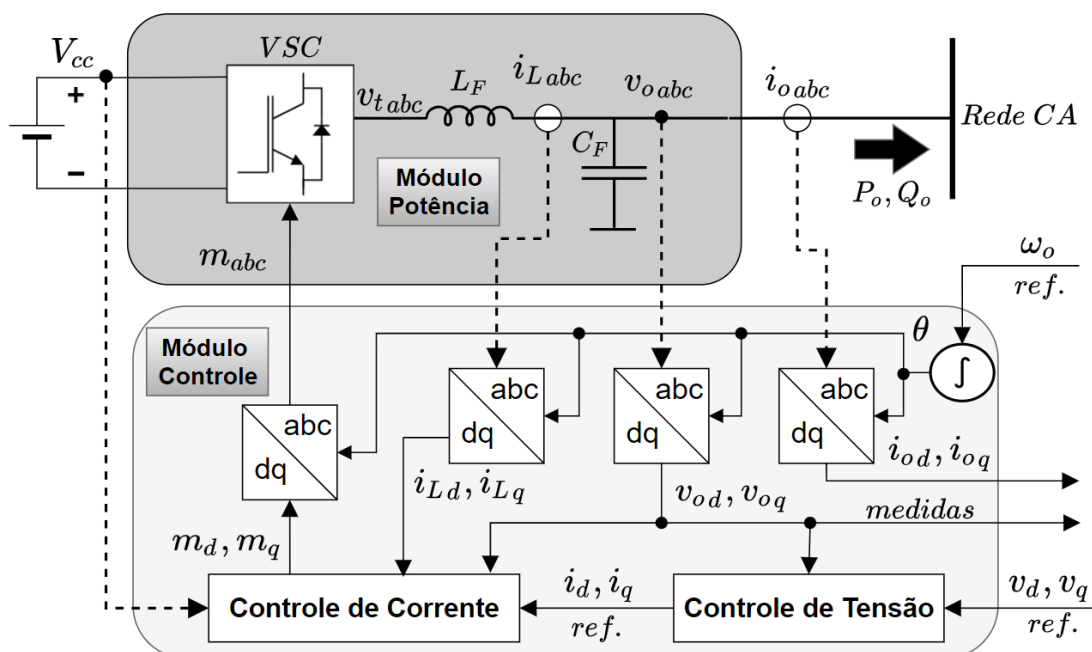


Fonte: Adaptado de Golestan et al. (2014)

Figura 4.6: Diagrama funcional do SFR-PLL com MAF adaptativo por frequência.

4.2.3 VSC Controlado por Tensão

A Figura 4.7 mostra a topologia do VSC controlado por tensão com o controle implementado no *frame dq0*. O VSC controlado por tensão tem um laço de controle concatenado, formado por um laço interno de corrente e um laço externo de tensão. Os blocos *abc-dq0* são os mesmos no VSC controlado por corrente.



Fonte: Adaptado de Rocabert, Luna, Blaabjerg & Rodríguez (2012); Bidram et al. (2013).

Figura 4.7: Topologia VSC controlado por tensão no *frame dq0*.

O laço externo controla a magnitude da tensão de saída do conversor através do laço de controle de corrente interno, seguindo uma referência de magnitude de tensão externa. O con-

trole de tensão fornece as correntes de referência para o controle de corrente, que calcula a referência do sinal de modulação m para o VSC (Mohamed & El-Saadany, 2008). Ao contrário do VSC controlado por corrente, o VSC controlado por tensão não usa um PLL. O VSC controlado por tensão necessita uma referência de frequência angular que é utilizada para formar sua tensão de saída. A referência de frequência angular é integrada ao longo do tempo e a posição angular θ resultante é usada pelos blocos de transformação $abc-dq0$ do VSC da Figura 4.7

4.2.4 Filtro do VSC

A saída do VSC contém um conjunto de frequências indesejadas que estão relacionadas ao comportamento do chaveamento do conversor. Assim, é necessário um filtro entre o VSC e a rede para remover ou, pelo menos, reduzir os harmônicos de alta frequência da tensão e corrente de saída. Dentre as várias configurações de filtros propostas na literatura, tradicionalmente, os filtros passivos, baseados nas topologias de filtro LC e LCL, têm sido amplamente utilizados para reduzir o conteúdo harmônico devido ao chaveamento do conversor (Lo Calzo, Lidozzi, Solero & Crescimbin, 2015; Jayaraman, Sreedevi & Balakrishnan, 2013; Reznik, Simoes, Al-Durra & Mueen, 2014).

O desempenho dos filtros para reduzir harmônicos de alta frequência pode ser avaliado pelo uso do modelo chaveado do VSC (Figura 4.3a), em conjunto ao filtro. O modelo de valores médios do VSC, Figura 4.3b, não representa o chaveamento do conversor, mesmo assim, o filtro é necessário por influenciar na dinâmica do sistema de controle do conversor.

Neste trabalho, a topologia do VSC controlado por tensão da Figura 4.7 usa um filtro LC. Na topologia do VSC controlado por corrente na Figura 4.4 é utilizado tanto o filtro LC quanto o LCL, dependendo em qual RED o VSC é empregado. O VSC usado pelo BESS pode alterar sua topologia de controle entre VSC controlado por tensão ou VSC controlado por corrente durante sua operação. Assim, o VSC do BESS usa um filtro LC para ambas as topologias de controle. O VSC usado pelo sistema FV opera apenas com o VSC controlado por corrente e seu VSC usa um filtro LCL. Os parâmetros de filtro C_F , L_F (L_{F1} e L_{F2} no LCL) e R_{CF} são dimensionados como demonstrado em Reznik et al. (2014). O parâmetro R_{CF} é um resistor de amortecimento passivo em série com o capacitor C_F , usado para reduzir o ganho de frequência de ressonância do filtro.

4.2.5 Controles Internos

Os blocos referentes ao controle de corrente e tensão da Figura 4.4 e da Figura 4.7 são classificados na estrutura de controle hierárquica como controles internos.

Os controladores internos de tensão e corrente têm a implementação realizada tipicamente

de duas formas: controle no *frame* $\alpha\beta$ e controle no *frame* $dq0$. Em Yazdani & Iravani (2010) é demonstrada a teoria e implementação completa destes controladores. O *frame* $\alpha\beta$, em relação ao controle individual de cada uma das três fases, traz uma facilidade ao reduzir o número de sistemas a serem controlados de três para dois e desacopla os controles de potência ativa e reativa. O controle no *frame* $dq0$ pode fornecer as mesmas funcionalidades do controle no *frame* $\alpha\beta$, com a adição da vantagem de as variáveis de controle serem valores CC em regime permanente, possibilitando a utilização de compensadores PI (Proporcional-Integral). No controle no *frame* $\alpha\beta$, os compensadores são de ordens mais altas e difíceis de serem otimizados. Por outro lado, o controle no *frame* $dq0$ exige o uso de mecanismos de sincronização, como um PLL, o que pode ser considerado um demérito do controle no *frame* $dq0$ (Yazdani & Iravani, 2010; Mohamed & El-Saadany, 2008; Bidram & Davoudi, 2012). Neste trabalho, utiliza-se o *frame* $dq0$ para os controladores de corrente e tensão e ambos empregam controladores PI e desacoplamento por *feed-forward*.

A Figura 4.8 mostra a topologia interna do bloco de controle de corrente, no qual K_{pi} e K_{ii} denotam os ganhos proporcionais e integrais do controlador PI, respectivamente, L_F é a indutância do filtro do conversor, V_{cc} é a tensão da fonte primária e m_d e m_q são os sinais de modulação fornecidos ao VSC. Os ganhos cruzados $L_F\omega$ são usados para desacoplamento da dinâmica entre i_d e i_q . Os parâmetros do controlador de corrente do PI são ajustados como (Yazdani & Iravani, 2010):

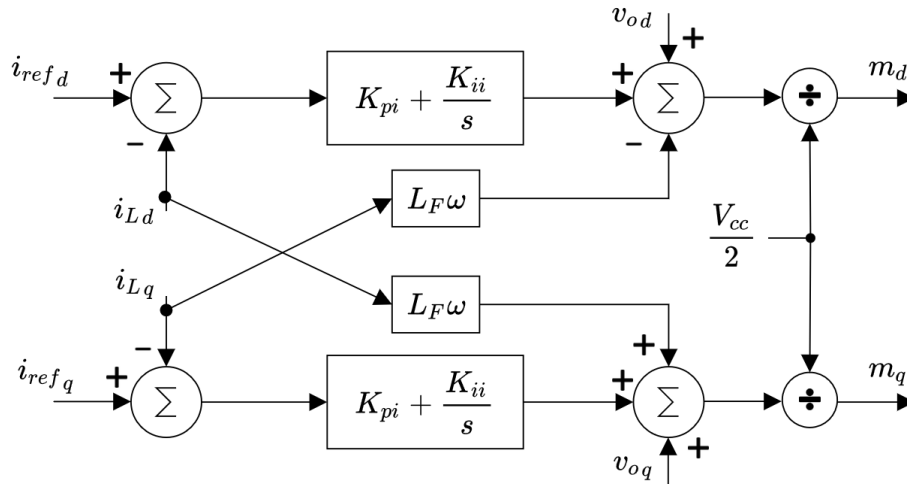
$$K_{pi} = L_F/\tau_i \quad (4.3)$$

$$K_{ii} = (R_F + r_{on})/\tau_i \quad (4.4)$$

no qual τ_i é a constante de tempo do sistema em malha fechada resultante, R_F é a resistência do indutor do filtro L_F e r_{on} é a resistência série das chaves semicondutoras do VSC. τ_i é um parâmetro de projeto do controle que deve ser pequeno o bastante para obter uma resposta rápida do controle de corrente, porém suficientemente grande para que a largura de banda do sistema de controle de malha fechada seja consideravelmente menor, por exemplo, dez vezes, do que a frequência de chaveamento do VSC (Yazdani & Iravani, 2010).

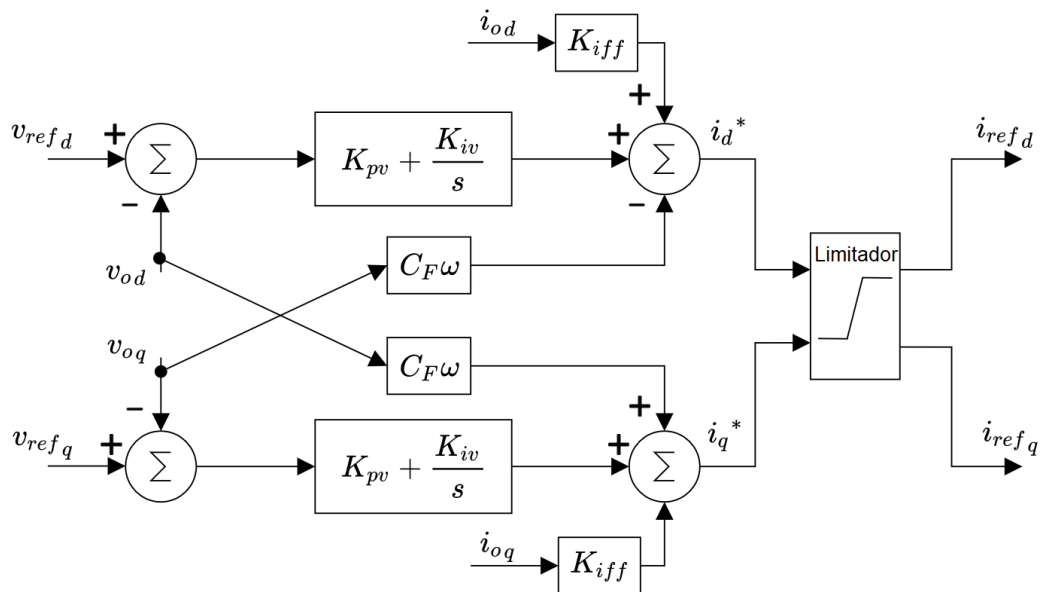
A Figura 4.9 mostra a topologia interna do bloco de controle de tensão, em que K_{pv} e K_{iv} denotam os ganhos proporcionais e integrais do controlador PI, respectivamente, e C_F é a capacitância do filtro do conversor (Mohamed & El-Saadany, 2008; Yazdani & Iravani, 2010; Bidram et al., 2013). Os ganhos cruzados de $C_F\omega$ são compensações usadas para desacoplamento da dinâmica entre v_d e v_q . As componentes da corrente de saída do conversor i_{od} e i_{oq} são compensadas por meio de outra estratégia de compensação *feed-forward*, que é regulada pelo ganho K_{iff} . Esta compensação permite que o sistema tenha um desempenho em todas as condições de carga semelhante a uma condição sem carga (Yazdani & Iravani, 2010).

No sistema de controle em cascata usado pelo VSC controlado por tensão, as separações de frequência e escala de tempo são necessárias e devem ser projetadas intencionalmente. Assim, o laço de controle de tensão deve ser projetado com uma largura de banda que seja pelo menos três a cinco vezes mais lento do que a do laço de corrente interno para preservar



Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010).

Figura 4.8: Topologia do controle de corrente no *frame dq0*.



Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010).

Figura 4.9: Topologia do controle de tensão no *frame dq0*.

a estabilidade e a precisão de segmento do comando de corrente de referência (Mohamed & El-Saadany, 2008).

O controlador de tensão é projetado usando o método simétrico ótimo (Yazdani & Iravani, 2010; Gkountaras, 2017). Nessa metodologia, o projeto é baseado na seleção da margem de fase do sistema de controle de tensão em malha aberta. Assim, é necessário obter a função de transferência do sistema de controle de tensão em malha aberta. Se o controlador de corrente é ajustado pela Equação 4.3 e Equação 4.4, então a dinâmica do controle de corrente torna-se $1/(\tau_i s + 1)$. A função de transferência do controlador de tensão PI pode ser escrita na forma

(Yazdani & Iravani, 2010; Gkountaras, 2017):

$$G_{PIV}(s) = K_v \frac{s+z}{s} \quad (4.5)$$

Então, o sistema de controle de tensão de malha aberta é:

$$l(s) = \frac{K_v}{\tau_i C_f} \left(\frac{s+z}{s+\tau_i^{-1}} \right) \frac{1}{s^2} \quad (4.6)$$

Definindo a frequência de *crossover* como $\omega_{cr} = \sqrt{z\tau^{-1}}$, então a margem de fase σ_m da Equação 4.6 é dada por:

$$\sigma_m = \sin^{-1} \left(\frac{1 - \tau_i z}{1 + \tau_i z} \right) \quad (4.7)$$

Duas escolhas adequadas para uma margem de fase de σ_m são 45° e 53° (Yazdani & Iravani, 2010). Neste trabalho é usado $\sigma_m = 45^\circ$. Ao selecionar a margem de fase, z pode ser calculado a partir da Equação 4.7 e o ganho do controlador de tensão pode ser calculado como:

$$K_v = C_f \omega_{cr} \quad (4.8)$$

Os parâmetros calculados K_v e z do controlador de tensão diferem do formato definido para os parâmetros deste controlador mostrados na Figura 4.9. Desta forma, pode-se reescrever os parâmetros do controlador de tensão PI da seguinte forma:

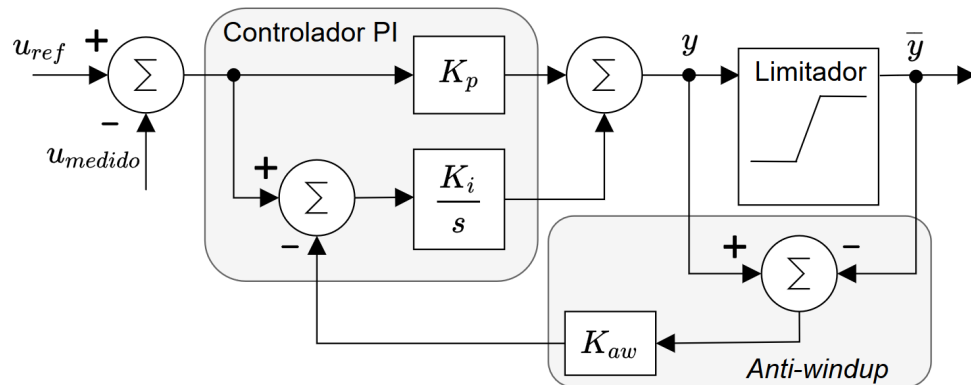
$$K_{pv} = K_v \quad K_{iv} = zK_{pv} \quad (4.9)$$

obtendo os parâmetros K_{pv} e K_{iv} conforme representação da Figura 4.9.

A estrutura de controle em cascata do VSC controlado por tensão oferece a vantagem de inserir uma limitação de referência de corrente entre o nível de controle de tensão e o nível de controle de corrente, o que protege o VSC contra sobrecorrentes. No controlador de tensão da Figura 4.9, o bloco Limitador é usado para limitar as saídas do controle de tensão, que são as referências de corrente fornecidas ao controle de corrente. Este limitador é implementado pelo método de Limitação de Amplitude Vetorial (*Vector Amplitude Limitation*) (Gkountaras, Dieckerhoff & Sezi, 2015), o qual usa a amplitude de corrente $|i_{dq}^*|$ dos componentes dq, dados por:

$$|i_{dq}^*| = \sqrt{(i_d^{*2} + i_q^{*2})} \quad (4.10)$$

e limita essa amplitude até a corrente máxima permitida pelo VSC. Uma vez que a corrente é limitada, o integrador do PI do controlador de tensão pode ser afetado pelo problema de *windup*. Para contornar esse problema, o método *anti-windup*, mostrado de forma genérica na topologia da Figura 4.10, é aplicado no controlador de tensão (Gkountaras et al., 2015).



Fonte: Adaptado de Gkountaras et al. (2015).

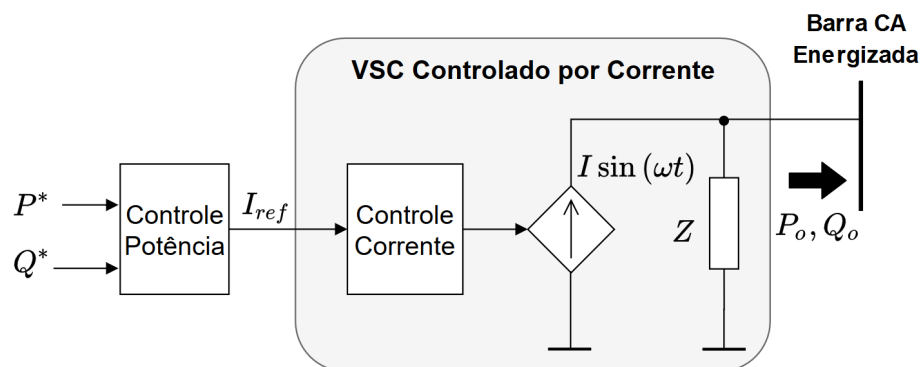
Figura 4.10: Estratégia anti-windup.

4.2.6 Modos de Operação do conversor CC/CA

O VSC pode operar com diferentes objetivos de controle, como controlar a potência ativa e reativa do RED ou controlar a tensão e a frequência da MR. O modo de operação do VSC para cada RED depende, basicamente, do modo de operação da MR, conectada à rede ou ilhada, e da natureza do RED, despachável ou não despachável. Dependendo de sua operação em uma MR, os conversores podem ser classificados em três modos de operação (Rocabert et al., 2012):

Grid-feeding

Neste modo, o conversor opera para fornecer energia ativa e reativa para uma rede energizada. O modelo do modo de operação *grid-feeding* é dado por uma fonte de corrente ideal conectada à rede em paralelo com uma alta impedância, conforme Figura 4.11. Para operar neste



Fonte: Adaptado de Rocabert et al. (2012).

Figura 4.11: Modelo elétrico do modo de operação *grid-feeding*.

modo, o conversor controla sua potência de saída, operando como VSC controlado por corrente. As Figura 4.12 e 4.13 mostram as topologias do VSC operando no modo *grid-feeding*. Ambas

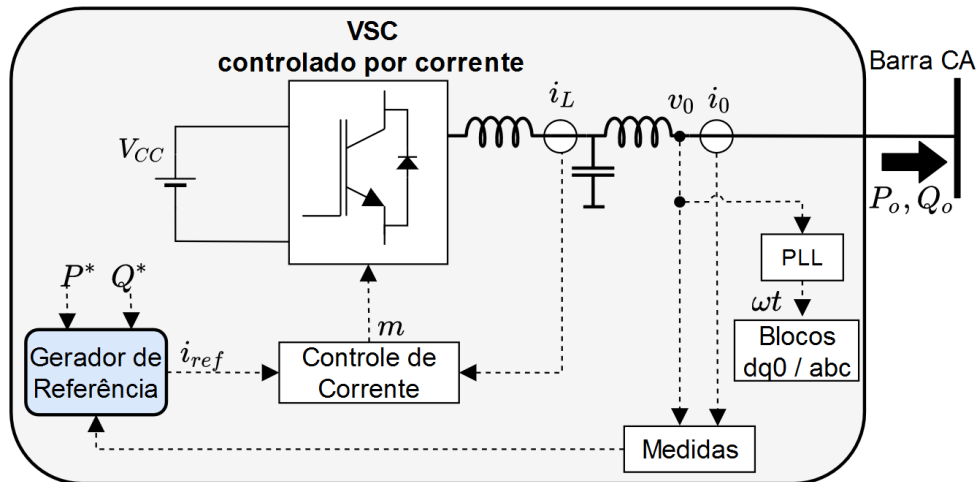


Figura 4.12: Topologia do VSC operando no modo *grid-feeding* com fonte despachável.

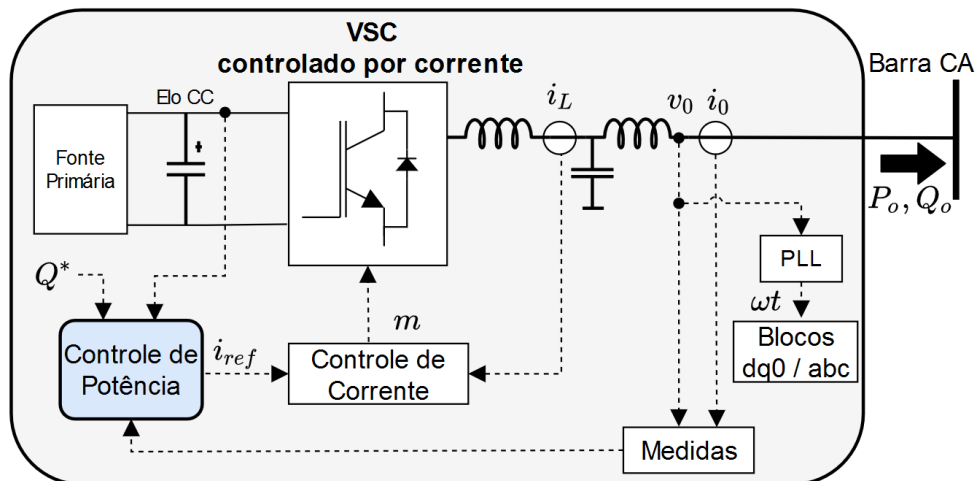


Figura 4.13: Topologia do VSC operando no modo *grid-feeding* com fonte não despachável.

as figuras usam uma representação simplificada do VSC controlado por corrente. O conversor pode operar no modo *grid-feeding* somente se a tensão e a frequência da rede forem impostas externamente. Ou seja, no modo conectado à rede da MR, ou no modo ilhado apenas se houver outras fontes que controlam tensão e a frequência.

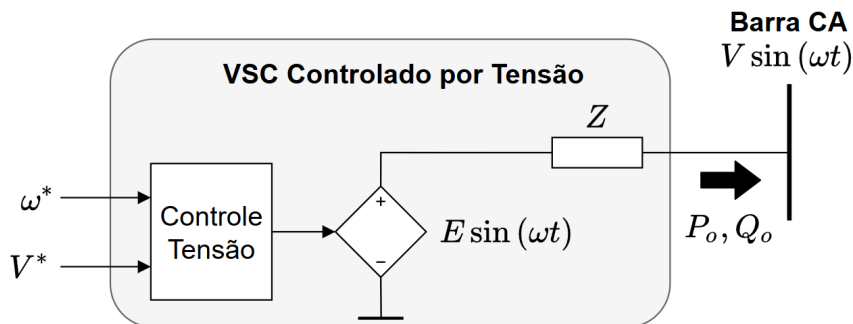
Na Figura 4.12, um gerador de referência fornece as referências de correntes para o VSC, a fim de atingir as potências ativa e reativa desejadas, P^* e Q^* , fornecidas pelo nível de controle do sistema. A fonte primária está representada nesta figura por uma fonte CC ideal, porém pode ser substituída por uma representação completa da fonte primária, conforme será mostrado na Seção 4.3. O modelo da Figura 4.12 é mais adequado para fontes despacháveis, nos quais pode-se controlar a potência ativa, porém pode ser utilizado também para fontes não despacháveis quando estas não necessitam uma representação da fonte primária e podem ser simplificadas como uma fonte ideal.

A Figura 4.13 mostra a topologia *grid-feeding* para uma fonte primária não despachável, geralmente uma fonte de energia intermitente como um sistema FV (Wang et al., 2015). Neste caso, um controlador de potência fornece as referências de correntes para o VSC com base na

tensão V_{cc} e Q^* . A implementação do controle de potência ativa através da tensão V_{cc} é usado para que o VSC siga a potência fornecida pela fonte primária, transferindo sua potência para a rede. Esta representação necessita um modelo completo para a fonte primária, que será discutido na Seção 4.3. Evidentemente, a fonte CC ideal não pode ser aplicada com esta topologia, uma vez que não haveria dinâmica na tensão V_{cc} .

Grid-forming

Conversores do tipo *grid-forming* operam para funcionar como fontes de tensão CA, fornecendo tensão com amplitude V^* e frequência ω^* pré determinadas. Por esse motivo, este modo de operação é utilizado na operação ilhada, uma vez que na operação conectada a amplitude e frequência da tensão são imposta pela rede elétrica principal. O modelo do modo de operação *grid-forming* é dado por uma fonte de tensão CA ideal controlada em série com uma baixa impedância de saída, conforme mostrado na Figura 4.14. Para operar neste modo, o conversor controla o módulo e a frequência da tensão operando como um VSC controlado por tensão, o qual segue as referências de tensão nominal e frequência V^* e ω^* e fornece na saída uma tensão senoidal com a amplitude V^* e frequência ω^* .



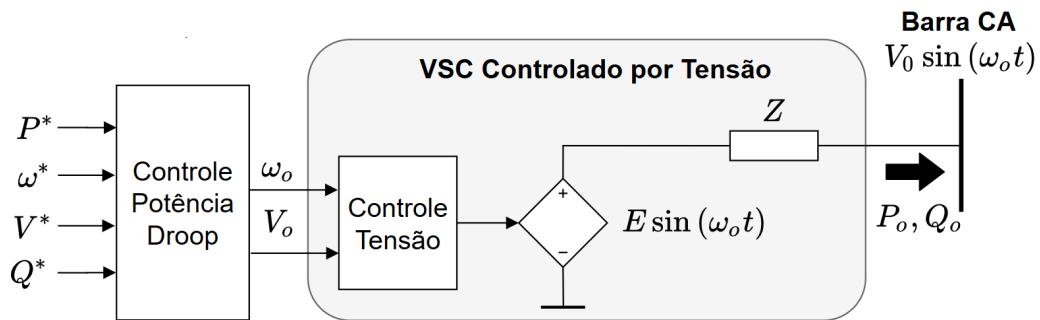
Fonte: Adaptado de Rocabert et al. (2012).

Figura 4.14: Modelo elétrico do modo de operação *grid-forming*.

Grid-supporting

O conversor opera de forma semelhante aos conversores *grid-forming*, com a diferença de que, no modo *grid-supporting*, o conversor possui uma malha de controle de potência ativa e reativa, implementada pelo método *droop*, externa ao VSC controlado por tensão. Desta forma, o conversor opera como uma fonte de tensão CA participando da regulação de tensão e frequência da rede através do controle da potência ativa e reativa fornecidos. O modelo do modo de operação *grid-supporting* é dado por uma fonte de tensão CA ideal controlada em série com uma impedância de saída, da mesma forma que o modelo do modo *grid-forming*, porém com as

referências de amplitude de tensão e frequência sendo fornecidas por um controlador de potência do tipo *droop*, conforme mostrado na Figura 4.15. A Figura 4.16 mostra a topologia do VSC



Fonte: Adaptado de Rocabert et al. (2012).

Figura 4.15: Modelo elétrico do modo de operação *grid-supporting*.

operando no modo *grid-supporting*. O controle *droop* permite que conversores *grid-supporting* operem em paralelo na MR, compartilhando potência ativa e reativa sem a necessidade de canais de comunicação entre eles e regulando a tensão e a frequência da MR na operação em modo ilhado.

A operação conjunta de diversos REDs com conversores eletrônicos em uma MR demanda a operação em paralelo de conversores em um ou mais modos de operação. Diversos conversores *grid-feeding* podem operar em paralelo, desde que em uma rede já energizada, podendo ser pelo próprio sistema elétrico ou, no caso de operação ilhada, por outros conversores ou gerador síncrono que controlem a tensão e frequência da rede. Um RED com uma capacidade de fornecer energia para uma MR ilhada e suprir suas variações de carga, pode operar no modo *grid-forming* como único RED a controlar tensão e frequência da MR. Neste caso, também pode haver a presença de GDs de menor porte operando como *grid-feeding* ou *grid-supporting* e seguindo a tensão imposta pelo RED em modo *grid-forming*.

Em MRs que tenham diversos RED de capacidade similar, ou seja, não exista um RED capaz de controlar sozinho tensão e frequência, é necessária a operação em paralelo dos REDs capazes de controlar tensão e frequência. Para que conversores no modo *grid-forming* operarem em paralelo, é necessário um controle e sincronismo extremamente preciso para compartilhamento de potência, exigindo comunicação entre os conversores e um controlador central. Um exemplo prático de utilização do conversor *grid-forming* são as UPS que operam em *standby*, se mantendo desconectadas quando a rede principal opera em condições normais e, em caso de falha e desconexão da rede, a UPS gera a tensão da rede local. Esta solução pode não ser adequada para as MRs, uma vez que nela os RED tendem a estar espalhados e até mesmo distantes geograficamente (Chen et al., 2010).

A operação dos REDs despacháveis no modo *grid-supporting* permite que os conversores operem em paralelo na MR, compartilhando potência ativa e reativa sem necessidade de canais de comunicação entre eles. Todos os conversores que operam neste modo participam da regu-

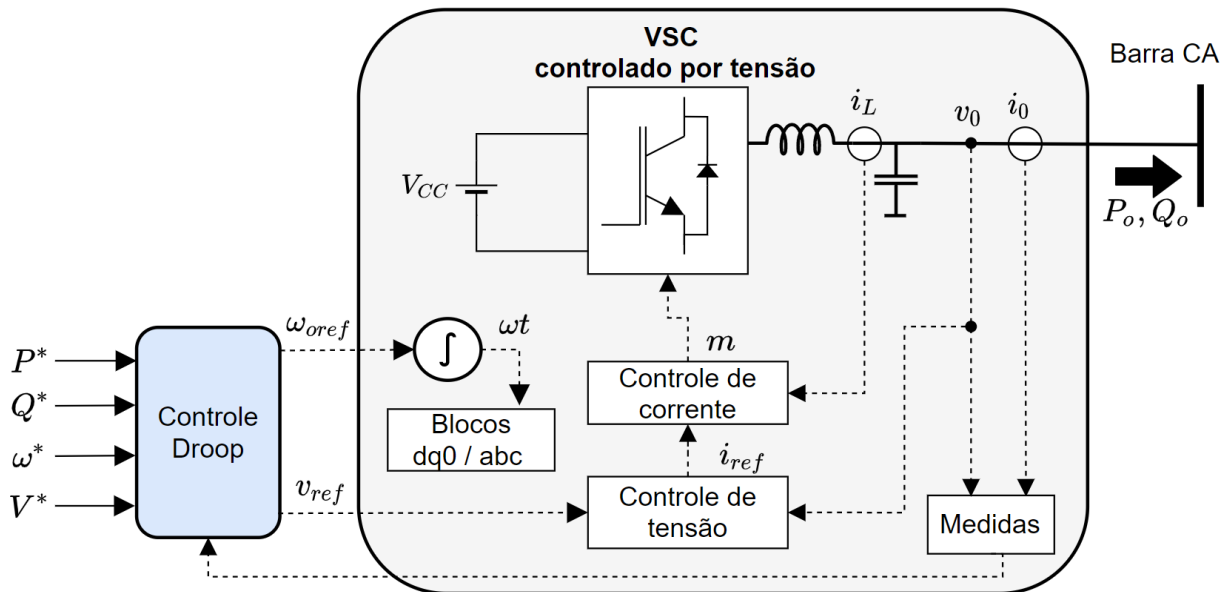


Figura 4.16: Topologia do VSC operando no modo *grid-supporting*.

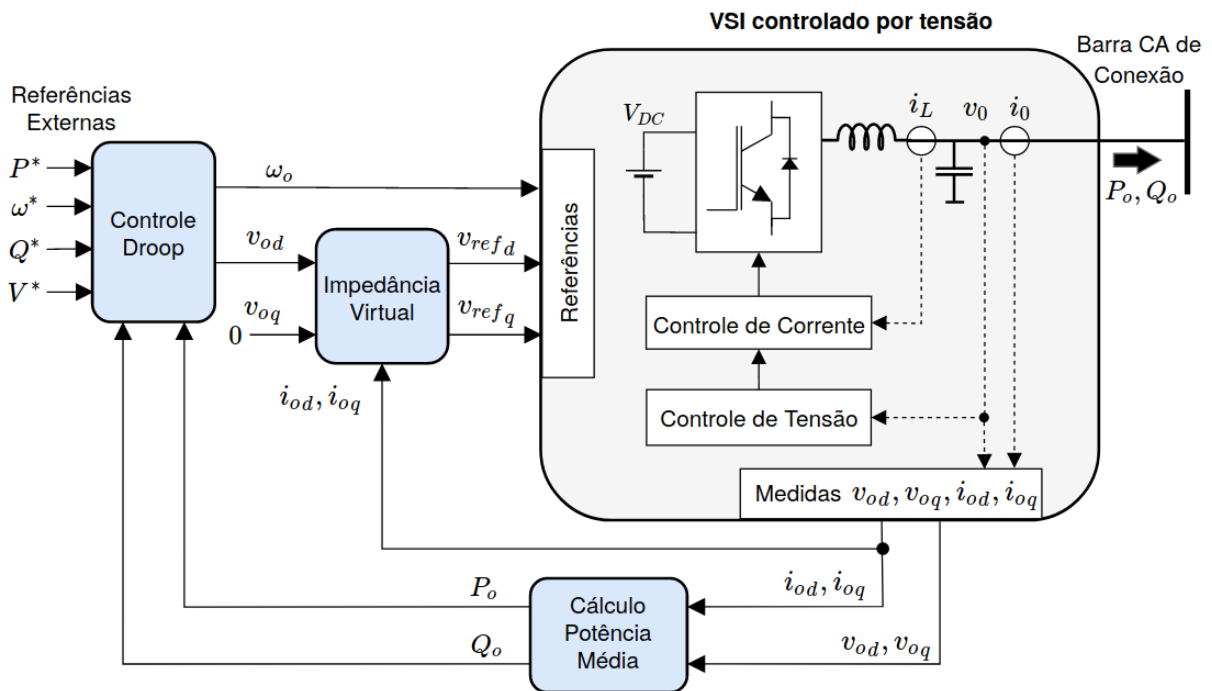
lação de tensão e frequência da MR e não há necessidade de utilização de nenhum conversor operando no modo *grid-forming*. No entanto, o controle primário através do método *droop* dos conversores no modo *grid-supporting* introduz erro em regime permanente na tensão e frequência da MR na operação ilhada, o que leva à necessidade de um controle secundário para correção do erro.

4.2.7 Topologia de Controle Primário do Conversor

Conforme mostrado na Figura 4.16, a operação do conversor no modo *grid-supporting* utiliza o controle de potência *droop*. Portanto, neste modo de operação, o conversor opera com controle primário e pode fazer parte do controle hierárquico da MR. Na Seção 2.5, foi mostrado que o controle *droop* é modificado através da impedância virtual. A topologia de controle primário resultante, que combina o conversor operando no modo *grid-supporting* e a impedância virtual é mostrada na Figura 4.17. Também observa-se que as medidas de potência ativa e reativa da saída do conversor são calculadas através das medidas de corrente e tensão do VSC, as quais são transformadas para o *frame dq0*, conforme mostrado na Subseção 4.2.3 do modelo do VSC.

Observa-se que o laço de controle de potência do *droop* fornece aos controladores internos as referências de frequência e amplitude de tensão a ser seguida. Em relação à amplitude de tensão de saída do *droop*, como a estratégia do controle primário para cada conversor é de alinhar a amplitude de tensão de saída com o eixo *d* do *frame* correspondente, tem-se $V_{od} = V_o$ e $V_{oq} = 0$.

Na Figura 4.17, o bloco “Controle *Droop*” é implementado segundo as Equações 2.4 e 2.5 e o bloco “Impedância Virtual” a partir da Equação 2.8. Os diagramas internos destes blo-

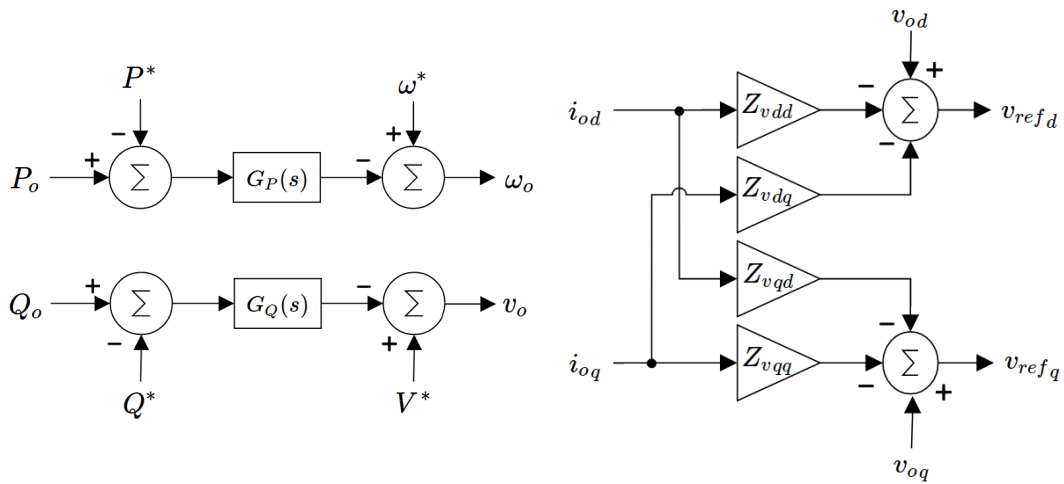


Fonte: Adaptado de Mohamed & El-Saadany (2008).

Figura 4.17: Topologia do controle *droop* aplicado ao VSC controlado por tensão.

cos são mostrados na Figura 4.18, em que a impedância virtual é implementada no *frame* $dq0$. Neste trabalho, a impedância virtual utilizada é puramente indutiva, assim $Z_{vdd} = Z_{vqq} = L_v s$ e $Z_{vdq} = -Z_{vqd} = -L_v \omega$, em que L_v é o valor em H da indutância virtual. Como o termo $L_v s$ tem um comportamento derivativo sobre a corrente que passa pela impedância virtual, o s é implementado usando um filtro passa-alta, a fim de evitar a amplificação de ruídos. O desenvolvimento do modelo da impedância virtual no *frame* $dq0$ e as relações das componentes Z_v para diferentes tipos de impedância virtual são demonstrados em Ramezani, Li & Sun (2019).

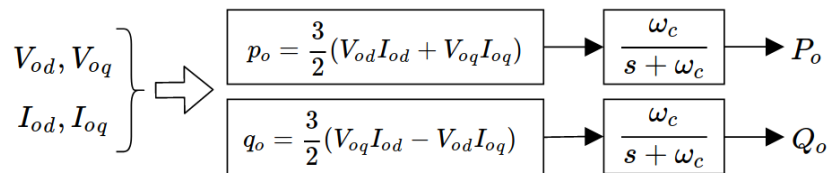
O controle *droop* da Figura 4.17 é realimentado pelas medidas de potência ativa e reativa que flui do conversor para a barra CA na qual ele se conecta. Essas medidas são fornecidas pelo bloco “Cálculo Potência Média” que é implementado conforme diagrama da Figura 4.19. Neste bloco, as potências ativa e reativa instantâneas p_o e q_o são calculadas através das medições de v_o e i_o no *frame* $dq0$ fornecidas pelo controle interno. As médias P_o e Q_o são obtidas através de filtros passa-baixa de frequência de corte ω_c , que é dimensionado com uma largura de banda menor do que os controladores internos, para que haja uma separação na escala de frequência do controle de potência em relação aos controles internos de tensão e corrente (Mohamed & El-Saadany, 2008; Bidram et al., 2013; Ramezani et al., 2019).

(a) Controle *droop*.

Fonte: Mohamed & El-Saadany (2008).

(b) Impedância virtual.

Fonte: Ramezani et al. (2019).

Figura 4.18: Diagramas de implementação dos blocos Controle *Droop* e Impedância Virtual.

Fonte: Adaptado de Bidram et al. (2013); Ramezani et al. (2019).

Figura 4.19: Bloco de cálculo de potência do controle *droop*.

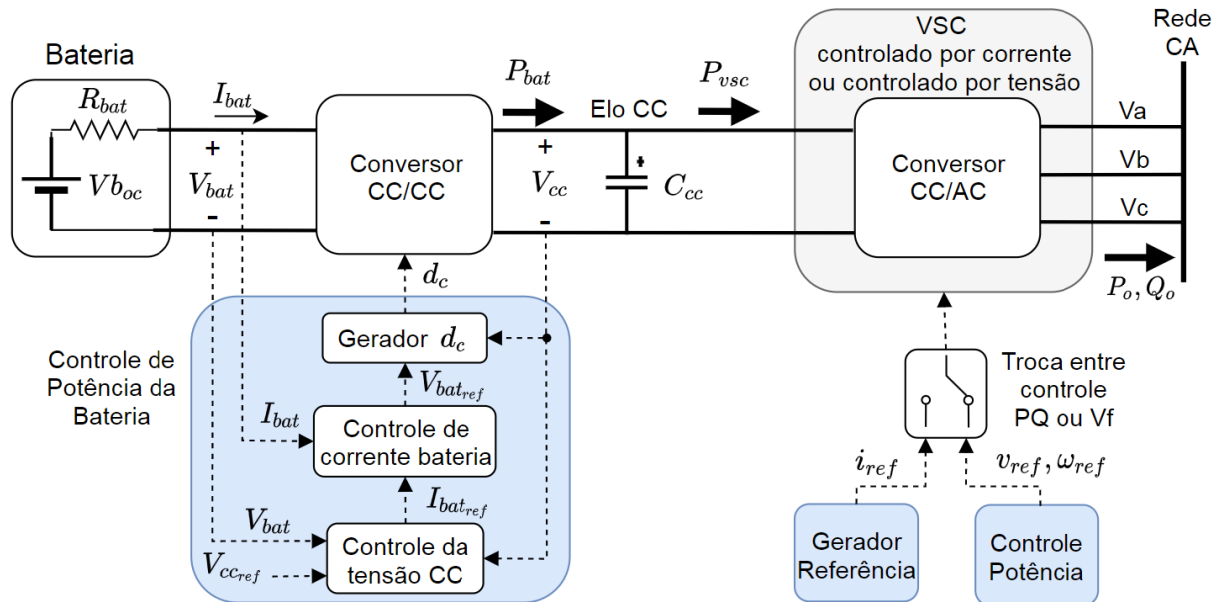
4.3 Fontes Primárias e Sistema de Conversão CC/CC

Na Seção 4.2, foram definidos os modelos dos conversores CC/CA que conectam os REDs à rede elétrica CA. Os REDs foram representados por uma fonte de tensão CC ideal e o enfoque foi no estudo do conversor CC/CA, através da utilização do VSC, obtendo-se um modelo conforme a Figura 4.1. Esta seção é dedicada aos modelos elétricos dos RED, a fim de obter um modelo mais completo em que a fonte de tensão ideal é substituída por um modelo das fontes primárias e do circuito CC, conforme modelo da Figura 4.2. Os modelos utilizados são baseados em modelos presentes na literatura e tem por objetivo representar de forma mais próxima da real o comportamento das fontes primárias nas simulações da MR, se comparado à utilização de uma fonte CC ideal.

4.3.1 Modelo do BESS

O BESS é considerado como o sistema formado pela bateria e o sistema de conversão de energia. A Figura 4.20 mostra o modelo do BESS, no qual uma bateria é conectada à rede

CA através de um VSC, um elo CC e um conversor CC/CC bidirecional (Bazargan et al., 2018; Delille, François & Malarange, 2012; Farrokhbabadi et al., 2018; Pegueroles-Queralt, Bianchi & Gomis-Bellmunt, 2014; Wang et al., 2015). A seguir, serão descritos os modelos da bateria e do sistema de conversão CC/CC, considerando o elo CC como parte deste sistema.



Fonte: Adaptado de Delille et al. (2012); Pegueroles-Queralt et al. (2014); Farrokhbabadi et al. (2018).

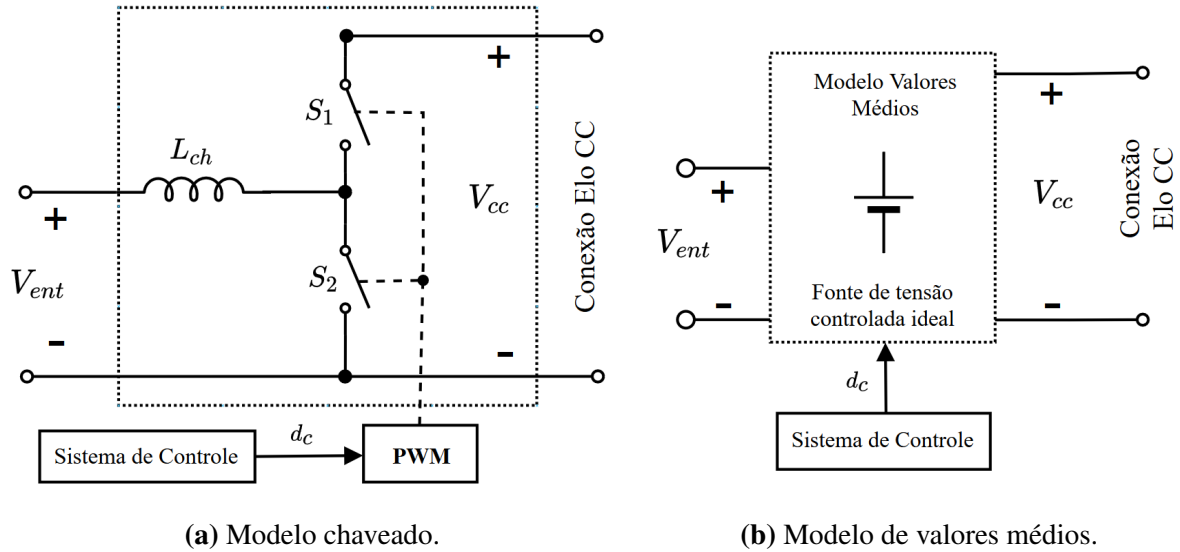
Figura 4.20: Topologia do modelo completo do BESS.

Sistema de Conversão CC/CC

Na topologia da Figura 4.20, o sistema de conversão CC é composto por um conversor eletrônico de potência CC/CC, um sistema de controle de potência da bateria e um elo CC, o qual é constituído por um capacitor.

O conversor CC/CC é um conversor bidirecional do tipo *buck/boost*, usado para elevar o nível da tensão das baterias e regular a tensão do elo CC, carregando e descarregando adequadamente a bateria. A Figura 4.21 mostra os modelos do conversor CC/CC, podendo ser utilizado o modelo chaveado (Figura 4.21a) ou por valores médios (4.21b), de forma similar aos modelos do VSC apresentados na Figura 4.3 da Subseção 4.2.1. O conversor CC/CC é conectado ao VSC através do elo CC. Um indutor é utilizado na entrada do conversor CC/CC para limitar o *ripple* de corrente (Farrokhbabadi et al., 2018; Bazargan et al., 2018). O conversor CC/CC pode ser modelado por valores médios ou chaves ideais (modelo com chaveamento), assim como o VSC demonstrado na Subseção 4.2.1.

O controle de potência da bateria da Figura 4.20 consiste de dois controladores PI conca-



Fonte: adaptado de Farrokhhabadi et al. (2018); Bazargan et al. (2018).

Figura 4.21: Conversor CC/CC bidirecional.

tenados, sendo um laço de tensão externo mais lento e um laço de corrente interno mais rápido, definidos, respectivamente, por:

$$I_{bat_{ref}} = K v_b \left(1 + \frac{1}{T v_b \cdot s} \right) \cdot (V_{cc_{ref}} - V_{cc}) \quad (4.11)$$

$$V_{bat_{ref}} = K i_b \left(1 + \frac{1}{T i_b \cdot s} \right) \cdot (I_{bat_{ref}} - I_{bat}) \quad (4.12)$$

em que $K v_b$ e $T v_b$ são, respectivamente, o ganho e a constante de tempo do controlador PI do bloco de controle de tensão V_{cc} ; e $K i_b$ e $T i_b$ são, respectivamente, o ganho e a constante de tempo do controlador PI do controle de corrente da bateria. Os métodos de ajuste dos controladores podem ser encontrados em Pegueroles-Queralt et al. (2014); Delille (2010); Gkountaras (2017).

O controle concatenado fornece o *duty cycle* (d_c) para as chaves do conversor CC/CC, com base na diferença da tensão do elo CC (V_{cc}) e seu valor de referência (Farrokhhabadi et al., 2018; Mukherjee & Strickland, 2016). Visto que o sinal de saída do controlador concatenado é a tensão de referência da bateria, o bloco Gerador d_c é responsável por calcular o valor de d_c usando a tensão de referência da bateria e o valor atual de V_{cc} .

A dinâmica de controle de potência fornecida pela bateria no modelo da Figura 4.20 ocorre no elo CC. Quando o VSC consome energia da rede, a potência P_{vsc} flui do VSC para a bateria, de modo que o conversor CC/CC opera no modo *buck*, carregando a bateria. Quando o VSC fornece energia para a rede, a potência P_{vsc} flui da bateria para o VSC, de modo que o conversor CC/CC opera no modo *boost*, descarregando a bateria (Farrokhhabadi et al., 2018).

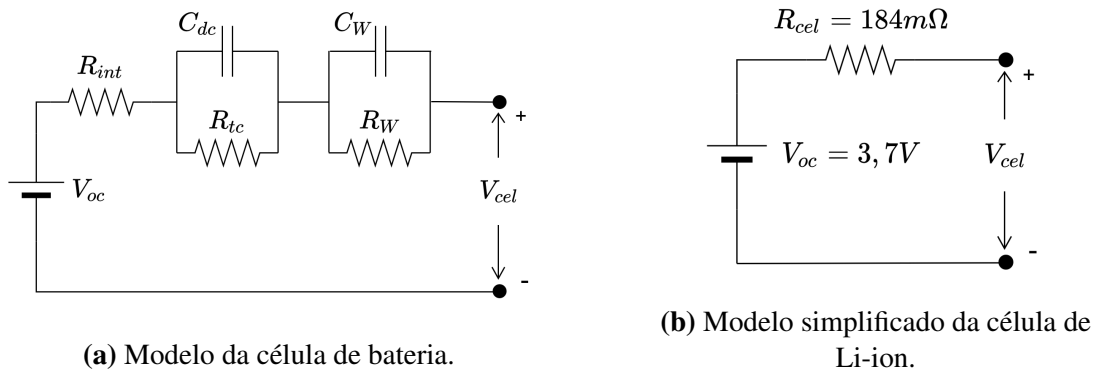
Considerando que o VSC está fornecendo energia para a rede, quando a potência P_{vsc} demandada pelo VSC aumenta e se torna maior que a potência P_{bat} fornecida pela bateria, a

tensão V_{cc} diminui e torna-se mais baixa do que sua referência predefinida, assim o controle de potência da bateria atua para aumentar a potência P_{bat} . Quando P_{vsc} diminui e se torna menor que a potência P_{bat} , V_{cc} aumenta e torna-se maior do que sua referência predefinida, assim o controle de potência da bateria atua para diminuir P_{bat} . O equilíbrio é obtido quando $P_{vsc} = P_{bat}$ e quando V_{cc} é igual ao seu valor de referência (Farrokhabadi et al., 2018; Mukherjee & Strickland, 2016).

A Figura 4.20 também mostra que o VSC pode ser controlado por corrente ou por tensão. No primeiro caso, o VSC opera no modo *grid-feeding* (Figura 4.11) e controla as potências P_o e Q_o que o BESS fornece para a rede. No segundo caso, o VSC opera no modo *grid-supporting* (Figura 4.15) e controla a tensão e frequência da rede, usando o controle de potência para operar em paralelo com outros conversores *grid-supporting*.

Bateria

A bateria da Figura 4.20 é constituída de diversas células, portanto, o modelo da bateria é elaborado a partir do modelo de uma célula, o qual é mostrado na Figura 4.22.



Fonte: Gkountaras (2017).

Figura 4.22: Modelos elétricos da célula de bateria.

A principal característica de qualquer célula de bateria é a dependência direta entre sua tensão de circuito aberto V_{oc} e seu estado de carga *SoC* (*State of Charge*). Esta relação é normalmente obtida experimentalmente e representada por uma curva que depende do tipo da bateria e do processo ser de carga ou descarga. O modelo apresentado neste trabalho será aplicado para transitórios elétricos de curta duração, portanto o *SoC* das células será considerado constante. Desta forma, a tensão de circuito aberto das células e, por consequência, da bateria também serão constantes.

O comportamento dinâmico de uma célula de bateria sob carga é determinado principalmente pelos elementos modelados pelas impedâncias da Figura 4.22a:

- A resistência interna R_i ;

- As perdas por difusão, representadas por um elemento RC paralelo, conhecido como impedância de Warburg (R_W, C_W);
- As perdas por transferência de carga, representadas por um elemento RC paralelo, no qual R_{tc} representa as perdas pela transferência de carga e C_{dc} a capacitância de dupla camada que aparece devido ao aumento de cargas na interface do material.

Através de ensaios realizados com $SoC = 50\%$, Gkountaras (2017) deriva os parâmetros do circuito equivalente da Figura 4.22a para uma célula de íon-lítio de capacidade $5Ah$. São obtidos os valores de R_i, R_W e R_{tc} e as duas capacitâncias paralelas C_{dc} e C_W são desprezadas em virtude de suas constantes de tempo serem desprezíveis quando se utiliza um conversor CC/CC em conjunto com a bateria. Desta forma, a impedância da célula de Li-ion é dada por $R_{cel} = R_i + R_W + R_{tc}$. A tensão de circuito aberto da célula é obtida da curva $V_{oc} \times SoC$ para a célula de Li-ion. Em Gkountaras (2017) é apresentada esta curva, na qual verifica-se V_{oc} aproximadamente $3,7 V$ para $SoC = 50\%$. Assim, obtém-se o modelo simplificado da célula de Li-ion com $SoC = 50\%$ da Figura 4.22b, representado por uma fonte de tensão $V_{oc} = 3,7V$ em série com a resistência $R_{cel} = 184 m\Omega$, com capacidade de $5 Ah$.

Várias células podem ser associadas em série, formando uma *string*, e *strings* podem ser conectadas em paralelo, a fim de formar uma bateria com tensão e potência desejadas (Gkountaras, 2017). A Figura 4.23a mostra esta associação de células, na qual se considera que o modelo elétrico das células se mantém inalterado quando estas formam uma bateria. Cada célula C é representada pelo circuito da Figura 4.22b, N_{cel} é o número de células associadas em série em cada *string* e N_s é o número de *strings* conectadas em paralelo.

Simplificando o circuito da 4.23a através de um equivalente de *Thévenin*, obtém-se o modelo elétrico da bateria mostrado na Figura 4.23b, o qual é utilizado na topologia do BESS da Figura 4.20. A tensão de circuito aberto da bateria $V_{bat_{oc}}$ é obtida por:

$$V_{bat_{oc}} = V_{oc} \cdot N_{cel} \quad (4.13)$$

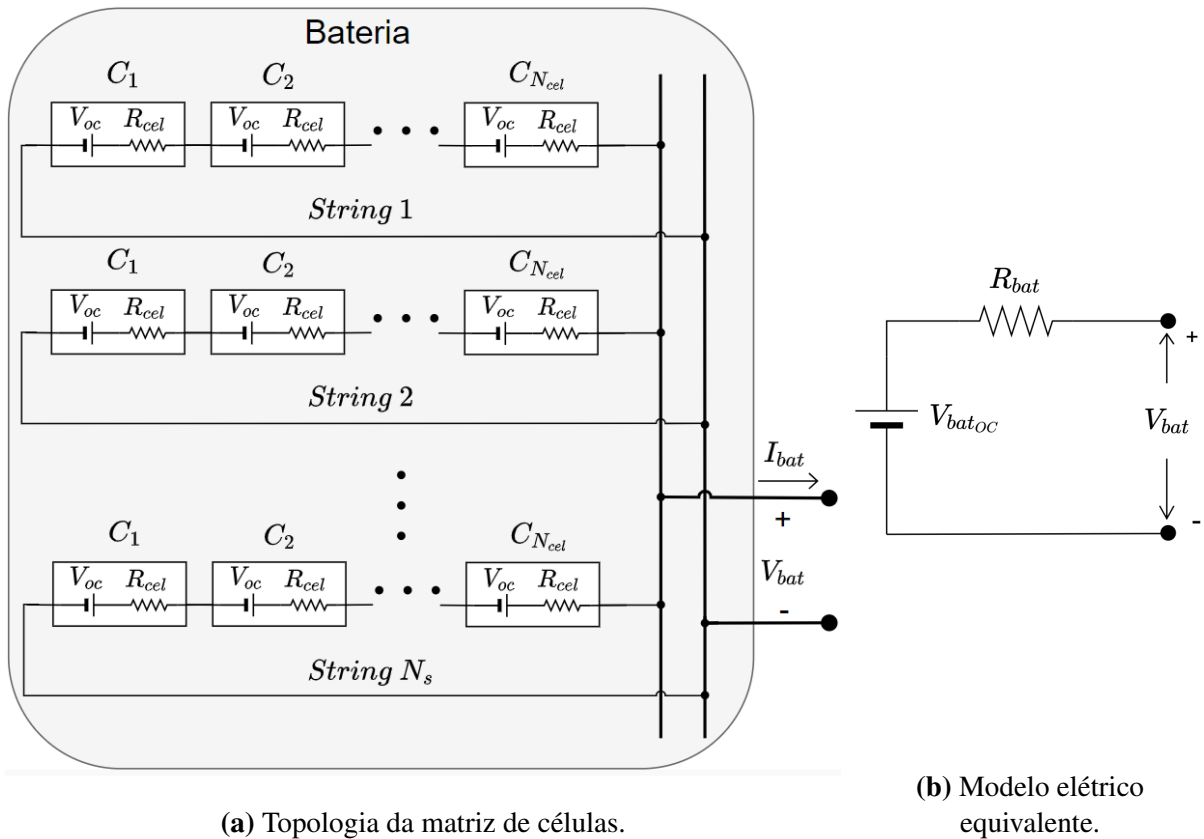
A resistência interna da bateria R_{bat} é obtida por:

$$R_{bat} = (R_{cel} \cdot N_{cel})/N_s \quad (4.14)$$

A capacidade da bateria, em Ah, é calculada pela capacidade de uma célula multiplicada pelo número de *string* associadas em paralelo.

4.3.2 Modelo do Sistema Fotovoltaico

O sistema FV é considerado como o sistema formado pela fonte primária FV, representada como uma matriz FV, e o sistema de conversão de energia. A Figura 4.24 mostra o modelo do sistema FV, no qual uma matriz FV é conectada à rede CA através de um VSC, um elo



Fonte: Adaptado de Yazdani & Iravani (2010); Gkountaras (2017).

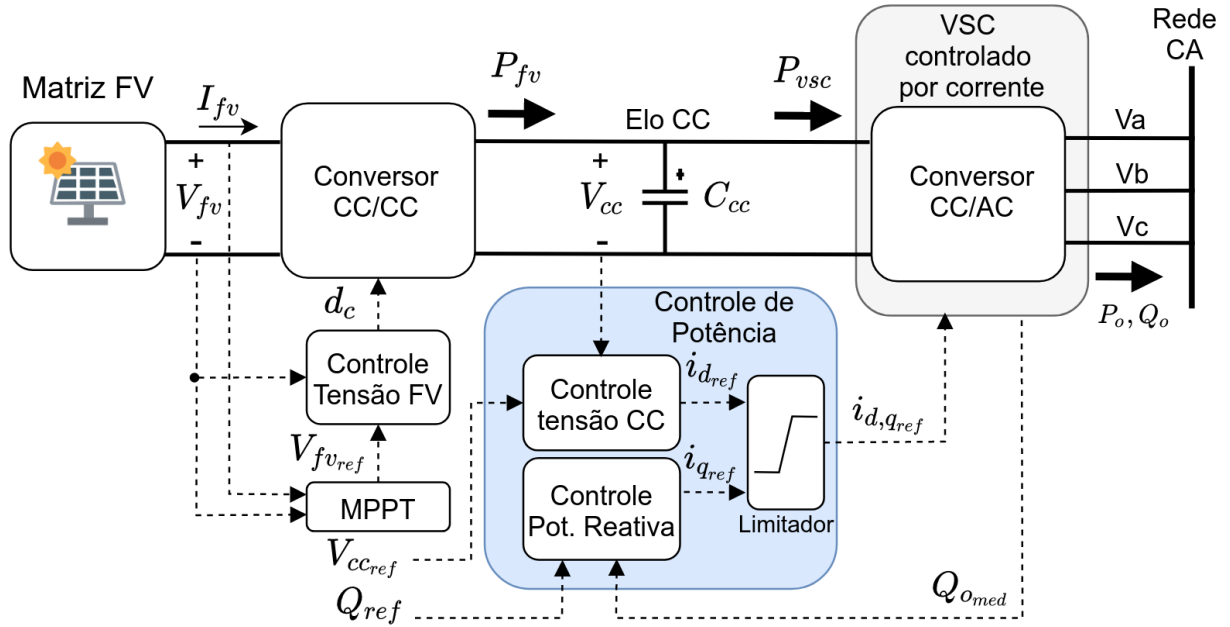
Figura 4.23: Modelo da bateria.

CC e um conversor CC/CC bidirecional (Yang, Chen & Blaabjerg, 2014; Farias & Reginatto, 2019). A seguir, serão descritos os modelos da matriz FV e do sistema de conversão CC/CC, considerando o elo CC como parte deste sistema.

Matriz FV

Para representar a matriz FV é utilizado o bloco *PV Array* da biblioteca do MATLAB/Simulink, o qual é um modelo de uma matriz de painéis FV. O bloco permite utilizar modelos predefinidos de painéis FV da *National Renewable Energy Laboratory (NREL) System Advisor Model (2018)* (Blair, Diorio, Freeman, Gilman, Janzou, Neises & Wagner, 2018), os quais já possuem parametrizados seus valores nominais e curvas características.

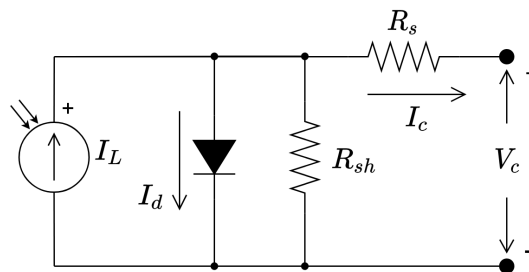
Os painéis FV são compostos por células FV, as quais possuem uma curva I-V dependente de irradiação e temperatura e são modeladas conforme Figura 4.25, no qual uma fonte de corrente dependente de irradiação (I_L) é conectada em paralelo a um diodo e a duas resistências, uma série (R_s) e outra resistência paralela (R_{sh}), para representar as perdas. A corrente e tensão de saída da célula, que definem a curva I-V são dadas por I_c e V_c , respectivamente (Villalva, Gazoli & Filho, 2009; Ma, Yang & Lu, 2014; Farias & Reginatto, 2019). Portanto, os painéis



Fonte: Adaptado de Yang et al. (2014); Farias & Reginatto (2019).

Figura 4.24: Topologia de controle do sistema FV.

FV, e por consequência a matriz FV, dependem dos valores de entrada de irradiação solar e temperatura ambiente fornecidos ao bloco *PV Array*.



Fonte: Villalva et al. (2009); Ma et al. (2014).

Figura 4.25: Modelo da célula FV.

Este trabalho, por simplicidade, mantém os parâmetros de irradiação solar e temperatura ambiente fixos nos valores das condições padrão de teste (STC - *Standard Test Conditions*), de 1.000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente. Nestas condições, a potência que o painel FV fornece é igual a sua potência de pico (P_{Pmax}) e a tensão (V_P) e corrente (I_P) do painel FV são exatamente os valores nominais do ponto de máxima potência do painel.

A configuração da matriz FV é feita a partir da escolha do painel FV utilizado, o número de painéis conectados em série (N_{ps}) que formam uma *string* e o número de *strings* em paralelo (N_s), como mostrado na Figura 4.26. Desta forma, a potência máxima fornecida pela matriz FV e sua tensão e corrente terminais são fornecidos, respectivamente, por:

$$P_{fv} = N_{ps} \cdot N_s \cdot P_{Pmax} \quad (4.15)$$

$$V_{fv} = N_{ps} \cdot V_P \quad (4.16)$$

$$I_{fv} = N_s \cdot I_P \quad (4.17)$$

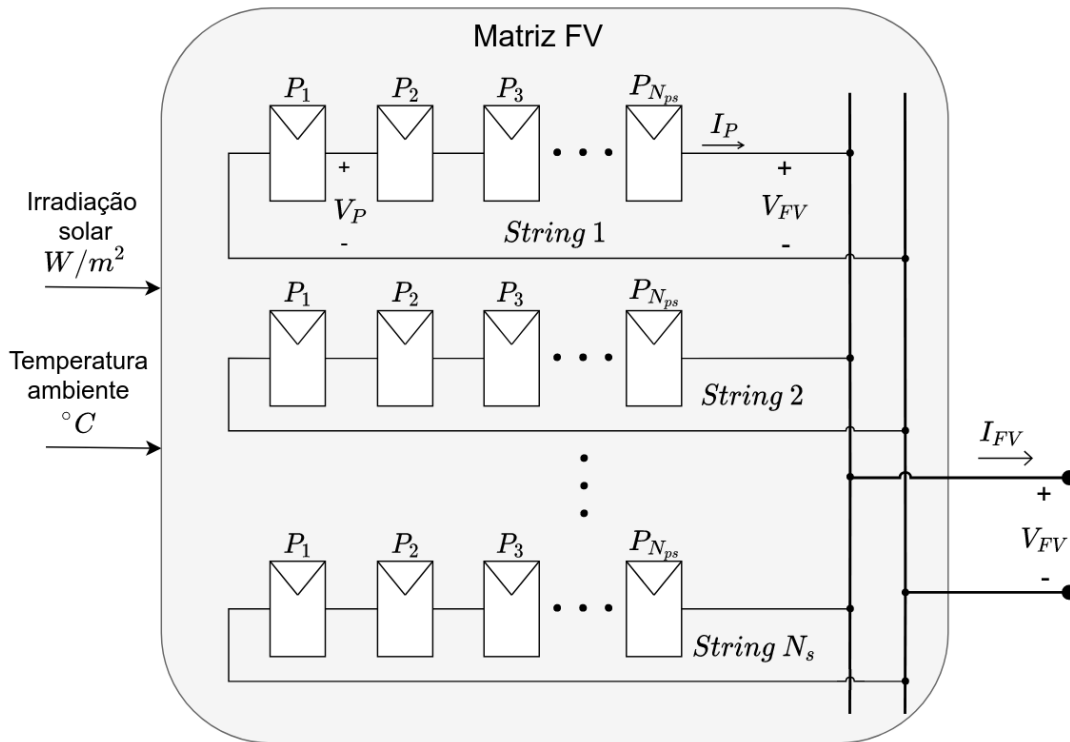


Figura 4.26: Topologia da matriz FV.

Sistema de Conversão CC/CC

O conversor CC/CC da Figura 4.24 é responsável por regular a tensão da matriz FV, permitindo a compatibilização com a tensão do elo CC e a atuação do controle MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). O conversor utilizado é o mesmo apresentado na Subseção 4.3.1 para o modelo do BESS, sendo do tipo *Buck-Boost* de dois quadrantes, tipicamente utilizado em sistemas FV. O conversor CC/CC é conectado ao VSC através do elo CC. Um indutor é utilizado na entrada do conversor CC/CC para limitar o *ripple* de corrente. O conversor CC/CC pode ser modelado por valores médios ou chaves ideais (modelo com chaveamento).

O controle MPPT atua no controle da tensão da matriz FV através do *duty cycle* (d_c) do conversor CC/CC e permite ao sistema FV gerar a sua máxima potência em cada condição de temperatura e irradiação ao qual o sistema é submetido (Farias & Reginatto, 2019).

Neste trabalho, são utilizadas condições constantes de temperatura e irradiação solar e a abordagem do trabalho está na dinâmica da MR em um curto período de transitório elétrico.

Desta forma, o controle MPPT não é implementado neste trabalho, sendo ajustado somente um valor constante de d_c na saída do bloco Controle MPPT, que faz com que a matriz FV opere no ponto de máxima potência na condição ideal de temperatura e irradiação.

O elo CC é modelado através de um capacitor e tem por objetivo realizar o balanço de potência entre a potência gerada pelo sistema FV e a potência entregue pelo conversor CC/CA para a rede. A dinâmica do elo CC é descrita por:

$$\frac{d[V_{cc}(t)]}{d(t)} = \frac{P_{fv} - P_{vsc}}{C V_{cc}(t)} \quad (4.18)$$

em que, P_{fv} é potência gerada pela matriz FV e a P_{vsc} é a potência que flui para o VSC e é entregue para a rede. Pela Equação 4.18, a tensão V_{cc} do elo CC é constante sempre que $P_{fv} = P_{vsc}$ (Farias & Reginatto, 2019).

Na Figura 4.24, observa-se que o controle de potência do conversor é realizado através dos blocos de controle da tensão V_{cc} do elo CC e do controle de potência reativa Q , e que o VSC controlado por corrente opera no modo *grid-feeding* com fonte não despachável (Figura 4.13). O bloco Limitador é implementado da mesma maneira que o limitador utilizado no VSC controlado por tensão, descrita na Subseção 4.2.5.

A tensão V_{cc} varia sempre que $P_{fv} \neq P_{vsc}$, passando a existir um erro de tensão entre V_{cc} e sua referência V_{ccref} . A partir deste erro, o controle de tensão V_{cc} atua na corrente I_{dref} de referência do controle de corrente do VSC. A modificação da componente I_d do VSC varia a potência ativa P_o que o VSC fornece para rede e, por consequência, a potência P_{vsc} que ele demanda no seu lado CC, de tal forma que o sistema atinge um novo ponto de equilíbrio no elo CC, em que $P_{fv} = P_{vsc}$ e $V_{cc} = V_{ccref}$. O controle de potência reativa compara a potência reativa de referência Q_{ref} com a potência reativa Q_o que o VSC entrega para a rede e atua na corrente I_{qref} de referência do controle de corrente do VSC, o que possibilita variar potência reativa até atingir o valor de referência.

O bloco de controle de tensão V_{cc} e o bloco de controle de potência reativa são implementados utilizando controladores PI, sendo (Farias & Reginatto, 2019):

$$i_{dref} = Kp_{fv} \left(1 + \frac{1}{Tp_{fv} \cdot s} \right) \cdot (V_{cc} - V_{ccref}) \quad (4.19)$$

$$i_{qref} = Kq_{fv} \left(1 + \frac{1}{Tq_{fv} \cdot s} \right) \cdot (Q_o - Q_{ref}) \quad (4.20)$$

em que, Kp_{fv} e Tp_{fv} são, respectivamente, o ganho e a constante de tempo do controlador PI do bloco de controle de tensão V_{cc} (que controla indiretamente a potência ativa), e Kq_{fv} e Tq_{fv} são, respectivamente, o ganho e a constante de tempo do controlador PI do bloco de controle de potência reativa.

4.4 Conclusão

Este capítulo apresentou os modelos dos REDs que serão utilizados nas simulações. Os modelos foram divididos em duas etapas principais: o conversor CC/CA e a fonte primária. Todos os modelos dos REDs apresentados utilizam conversores eletrônicos de potência, uma vez que este trabalho se restringe às MRs baseadas em conversores eletrônicos, com REDs do tipo BESS e sistemas FV. Em relação aos conversores CC/CA, foram descritos seus módulos de potência, sistemas de controle, modos de operação e aplicação dentro do nível de controle primário do controle hierárquico de MR.

Modelos de diferentes níveis de aprofundamento e complexidade foram definidos, em especial no que diz respeito à representação completa ou não das fontes primárias e na utilização de modelos de conversores chaveados ou por valores médios. Para a representação detalhada das fontes primárias, foram descritos modelos de baterias e matrizes de painéis FV, bem como do circuito CC que interliga estas fontes ao conversor CC/CA. A definição destes diferentes modelos será importante para a obtenção dos resultados finais deste trabalho, uma vez as simulações do Capítulo 5 utilizam os modelos apresentados neste capítulo.

Capítulo 5

Simulações e Resultados

5.1 Introdução

O Capítulo 3 mostrou o problema do ilhamento de MR por desligamento da rede principal, as necessidades de abertura do PCC devido ao ilhamento com cargas externas e troca de modos de controle e que também existem atrasos de tempos relacionados a estes eventos. O Capítulo 4 apresentou a modelagem dos REDs utilizados na MR, bem como seus modos de operação dentro da MR e sua aplicação no controle primário. O presente Capítulo tem por objetivo utilizar os modelos desenvolvidos para realizar simulações de ilhamento da MR dentro de diversas situações.

Inicialmente, é apresentada a topologia da MR utilizada nas simulações, junto aos REDs e os demais elementos que a compõe. Também são definidos os principais parâmetros nominais da MR e dos REDs. Em seguida, são apresentadas as simulações realizadas, as quais são agrupadas em Ensaios, os quais são numerados sequencialmente. Cada Ensaio apresenta uma diferente situação de análise, simulações e discussão dos resultados obtidos.

A primeira simulação realizada visa definir o melhor modelo dos REDs, dentre os modelos estudados anteriormente, para aplicação nos ensaios de ilhamento deste trabalho. Esta simulação também é utilizada para verificar a correta atuação do controle primário dos BESSs após o ilhamento em regime permanente. Em seguida, são realizados ensaios que buscam verificar a resposta dinâmica da MR frente à diferentes tempos de atraso para abertura do PCC e troca de modo de operação após o ilhamento. Também são realizados ensaios nos quais o atraso de tempo é diferente entre estes dois eventos. Por fim, é realizado um ensaio no qual se propõe a operação dos BESSs continuamente no mesmo modo de operação, não havendo assim a necessidade de troca do modo de operação de ilhamento. Este resultado é comparado com o caso em que há troca do modo de operação. Os resultados são analisados em gráficos medidos em um dos BESS, em um dos FV e, eventualmente, em uma das cargas.

As simulações realizadas utilizam os seguintes critérios e premissas:

- Os atrasos de tempo são previamente determinados e de valores fixos e nenhuma implementação ou análise de proteções é realizada;

- Não é considerada proteção em nenhum dos REDs nem nos circuitos da MR;
- A MR é um sistema trifásico equilibrado;
- As cargas da MR são passivas e modeladas como impedâncias constantes RLC série trifásicas;
- Todas as cargas são trifásicas e equilibradas e não é utilizada nenhuma carga não-linear;
- O valor nominal das cargas é definido para a tensão nominal da MR;
- O SoC das baterias é considerado constante;
- As fontes FV não consideram a dinâmica do MPPT.

Neste trabalho apenas será analisada a dinâmica da resposta, sendo estes limites de tensão e frequência utilizados somente como referência de avaliação, porém sem que haja efetivamente desconexão de algum RED.

5.2 Topologia da Microrrede

A topologia da MR utilizada neste trabalho é mostrada na Figura 5.1. Esta MR é um sistema elétrico trifásico balanceado, baseado no sistema trifásico não balanceado do *benchmark* de rede de distribuição de baixa tensão do CIGRE (Strunz, Abbey, Andrieu, Campbell & Fletcher, 2014).

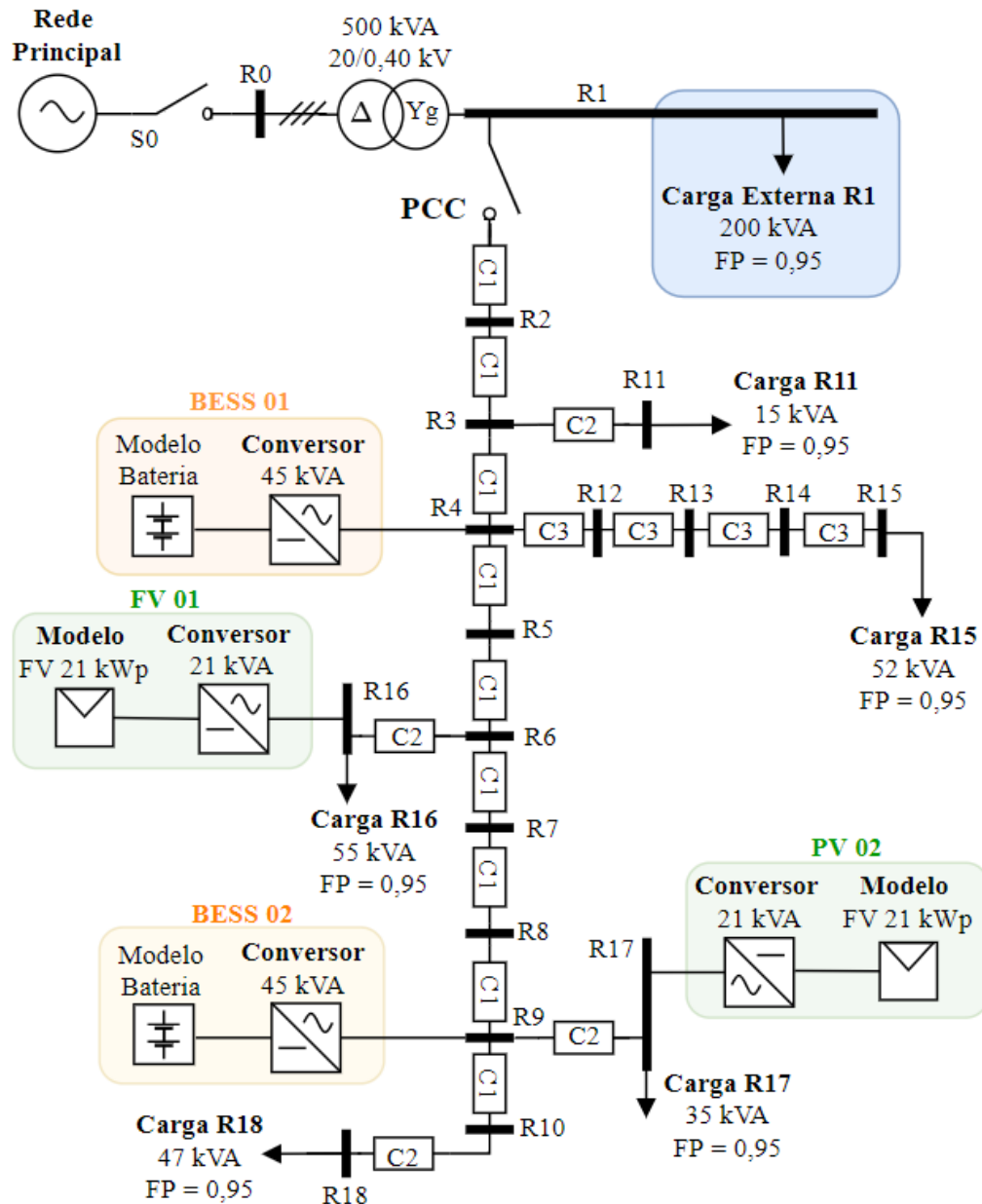
A MR foi implementada no ambiente MATLAB/Simulink. A rede principal é modelada por uma fonte alternada trifásica de capacidade de potência superior à MR, conforme dados da Tabela 5.1. A MR é delimitada pelo PCC e conectada à Barra R1, que por sua vez está conectada à rede principal através de um transformador. Também na Barra R1 há outras cargas externas à MR, representadas pela Carga R1. A Tabela 5.1 resume os principais parâmetros elétricos e seus valores nominais da rede principal, transformador e MR.

Tabela 5.1: Parâmetros elétricos da rede elétrica principal e da MR.

<i>Elemento</i>	<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
Rede Principal	Tensão	20 kV
	Potência curto-circuito	100 MVA
	Relação X/R	1
Transformador Trifásico	Tensão	20/0,4 kV
	Potência nominal	500 kVA
	Reatância	$X_t = 6\%$
Parâmetros da MR	Tensão Nominal	400 V
	Frequência Nominal	50 Hz

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

Os REDs utilizados na MR são dois BESSs e dois sistemas FV, os quais foram modela-



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

Figura 5.1: Topologia da MR implementada para simulações.

dos conforme demonstrado nas Subseções 4.3.1 e 4.3.2, respectivamente. As fontes primárias podem ser modeladas de forma completa por modelos de baterias e painéis FV ou por fontes CC ideais. Os conversores eletrônicos destes REDs podem ser modelados para simulação tanto pelo modelo de valores médios quanto pelo modelo chaveado. Na Seção 5.3, estes modelos são definidos e comparados para escolher o modelo adequado para este trabalho. A Tabela 5.2 apresenta os valores nominais dos parâmetros dos elementos da MR.

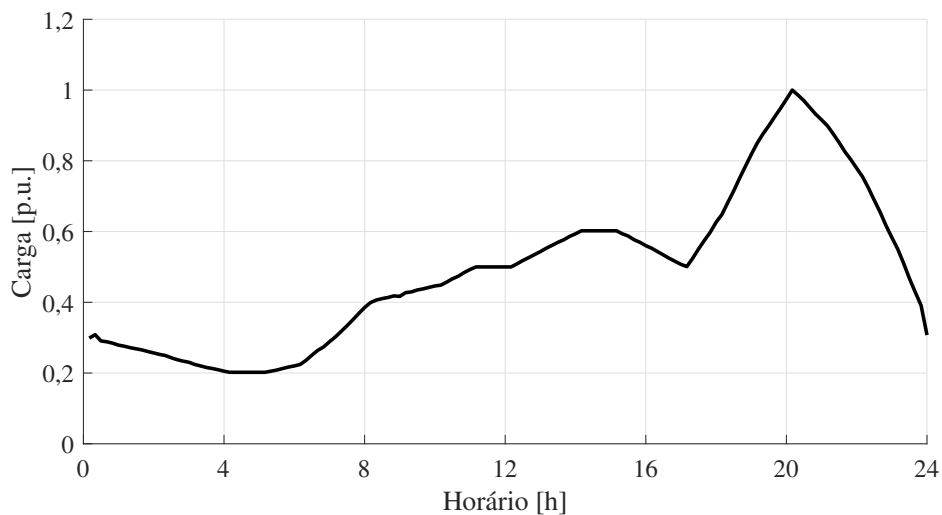
As cargas da MR possuem um valor nominal que pode ser escalonado por um fator de demanda das cargas. Este fator é obtido pela curva do perfil de carga diária residencial do modelo do CIGRÉ, mostrada na Figura 5.2, na qual o fator de demanda é função da hora do

Tabela 5.2: Parâmetros dos Elementos da MR

<i>Parâmetro</i>	<i>Elemento</i>	<i>Valor</i>
Impedância dos circuitos	Cabo C1	0,0057+j0,0033 Ω
	Cabo C2	0,0247+j0,0028 Ω
	Cabo C3	0,0288+j0,0033 Ω
Potência nominal	BESS 1	45 kVA
	BESS 2	45 kVA
	FV 1	21 kWp
	FV 2	21 kWp
	Carga R1	200 kVA; FP = 0,95
	Carga R11	15 kVA; FP = 0,95
	Carga R15	52 kVA; FP = 0,95
	Carga R16	55 kVA; FP = 0,95
	Carga R17	35 kVA; FP = 0,95
Carga R18	47 kVA; FP = 0,95	

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

dia. Observa-se que às 20h o fator de demanda é igual a 1 e que as cargas estão em seu valor máximo, enquanto em outros horários a carga é reduzida por uma fator de demanda menor que 1. Neste trabalho, as simulações são realizadas para o horário das 15h, com fator de demanda de 60%.



Fonte: Strunz et al. (2014).

Figura 5.2: Perfil diário de carga residencial.

5.3 Ensaio 01 - Avaliação dos modelos dos REDs e do Controle Primário

Nesta Seção serão apresentados resultados da simulação de um caso de ilhamento por desligamento da rede principal, nomeado Ensaio 01, realizado com diferentes modelos dos REDs. Esta simulação tem por objetivo:

- Comparar a resposta do ilhamento da MR obtida pelos diferentes modelos, identificando o modelo mais adequado a ser utilizado para este estudo;
- Verificar o correto comportamento do controle primário quanto às suas atribuições de estabilização de tensão e frequência e compartilhamento de potência.

5.3.1 Comparação da Resposta dos Modelos dos REDs

Os modelos dos REDs discutidos no Capítulo 4 podem ser classificados quanto à modelagem da fonte primária e quanto à modelagem do VSC. A fonte primária pode ser modelada como Fonte Ideal (FID) ou Fonte Modelo Completo (FMC). O VSC pode ser modelado por Valores Médios (VM) ou por Chaveamento (CH). Com base nesta classificação, obtém-se quatro modelos possíveis:

- **FID VM** - modelo mais simples, no qual a fonte primária dos REDs é uma fonte CC ideal e o VSC é modelado por valores médios.
- **FID CH** - mantém a simplificação de considerar a fonte primária como fonte CC ideal, porém o modelo do VSC considera o chaveamento das chaves semicondutoras.
- **FMC VM** - fonte primária modelada de forma completa, com as características específicas de cada RED (bateria ou solar), e o VSC é modelado por valores médios.
- **FMC CH** - modelo mais próximo do real, com fonte primária de modelo completo, contendo modelo da fonte primária e conversores CC/CC e VSC modelados com chaveamento.

Os modelos estão listados do mais simples para o mais completo. O Ensaio 01 é simulado utilizando-se três modelos: FID VM, FMC VM e FMC CH. A comparação entre as respostas dos modelos FID VM e FMC VM busca verificar se é necessária a modelagem da fonte primária. Caso o modelo FMC VM seja necessário, sua comparação com o modelo FMC CH indica se é necessária a modelagem do chaveamento do VSC em adição ao modelo de fonte primária. O modelo FID CH agrega em relação ao FID VM somente a influência do chaveamento do VSC. Como o aumento da complexidade do modelo deste trabalho passa justamente pela utilização do modelo completo de fonte primária, o modelo FID CH não é utilizado. No Trabalhos com

interesses voltados para os efeitos do chaveamento do VSC poderiam utilizar este modelo, tendo simplificada a fonte primária.

O cenário e eventos adotados para o Ensaio 01 são:

- MR inicialmente conectada à rede principal, com demanda das cargas em 60%.
- BESS 01 e BESS 02 operando no modo *grid-feeding* (Figura 4.12), sem fornecer nenhuma potência ativa e com referência de potência reativa em zero, de forma a fornecer somente potência reativa relativa ao filtro de saída.
- FV 01 e FV 02 operando continuamente no modo *grid-feeding* (FID usa modelo da Figura 4.12 e FMC usa modelo da Figura 4.13), fornecendo máxima potência ativa (21 kW) e com referência de potência reativa em zero, de forma a fornecer somente potência reativa relativa ao filtro de saída.
- Desligamento da rede principal em $t_1 = 0,1s$, pela abertura da chave S_0 .
- Tempo de atraso de 80ms para realizar abertura do PCC e chaveamento de controle dos BESSs. Instante $t_2 = 0,18s$, BESS 01 e BESS 02 são chaveados de *grid-feeding* para *grid-supporting* (Figura 4.16);

Os gráficos das simulações do Ensaio 01 possuem linhas pontilhadas verticais que marcam os instantes $t_1 = 0,1s$ e $t_2 = 0,18s$. O período de tempo entre t_1 e t_2 será denominado aqui de período de transição.

O resultado da onda de tensão medida nos terminais do BESS 01 para o Ensaio 01 é mostrado na Figura 5.3 para os três modelos. No período de transição, verifica-se que para o modelo FID VM a onda de tensão é altamente distorcida e não mantém formato senoidal. Este resultado é discutido em Ioris et al. (2020). Nos modelos FMC VM e FMC CH a onda de tensão mantém um formato senoidal, com amplitude bastante reduzida.

A Figura 5.4 mostra as grandezas elétricas medidas nos VSC do BESS 01. Nos modelos FMC VM e FMC CH, após t_1 , ocorre uma elevação contínua de frequência e uma redução drástica da tensão RMS, que são corrigidas somente após t_2 . No modelo FID VM não se observa a mesma variação de frequência e a tensão RMS é reduzida praticamente a zero. Este comportamento é explicado pela onda de tensão da Figura 5.3 do modelo FID VM, a qual não tem formato senoidal e oscila em alta frequência. As variações de frequência e tensão observadas serão discutidas na Seção 5.4.

Os gráficos de corrente, tensão CC e potência ativa e reativa do VSC do BESS 01 na Figura 5.4 mostram um comportamento dinâmico diferente para estas grandezas entre o modelo FID VM e os modelos FMC VM e FMC CH. A tensão CC no modelo FID VM é sempre constante, por ser uma fonte ideal. Nos modelos FMC VM e FMC CH, esta tensão é dinâmica e responde às variações de carga após o VSC estar operando em modo *grid-supporting*. Estas variações são refletidas para as grandezas do lado CA do VSC, observando-se oscilações transitórias de corrente e potência ativa e reativa que não são vistas no modelo FID VM. Em

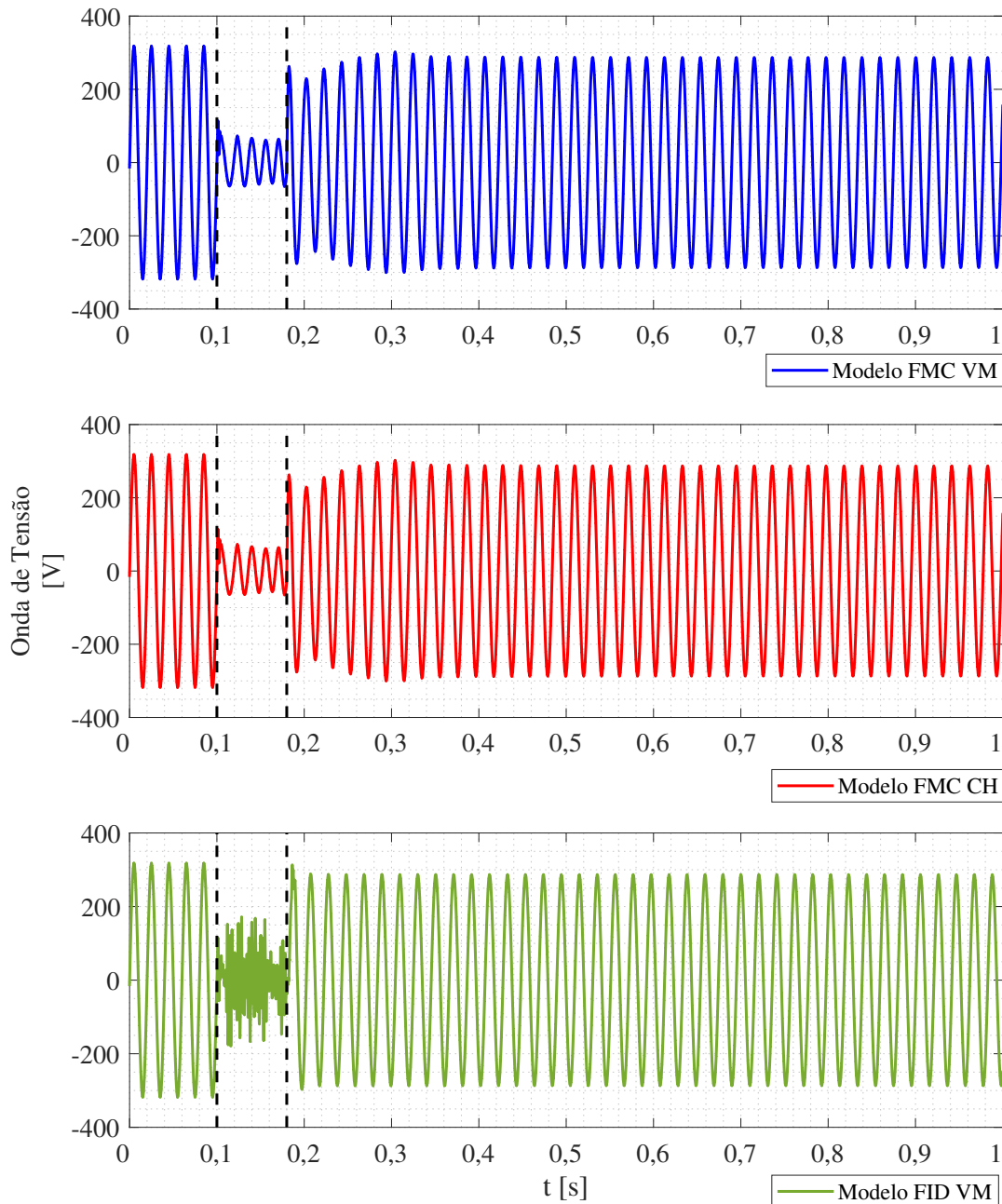


Figura 5.3: Ensaio 01 - Onda de tensão nos terminais do BESS 01.

consequência, o tempo de estabilização do transitório nos modelos FMC VM e FMC CH também é maior do que no modelo FID VM. Entre os modelos FMC VM e FMC CH nota-se pouca diferença, tanto na Figura 5.3 quanto na Figura 5.4.

A Figura 5.5 apresenta os gráficos de tensão RMS, corrente de saída e potência ativa e reativa do VSC do FV 01. No período de transição, verifica-se que o modelo FID VM não tem uma resposta adequada para a corrente e a potência ativa e reativa fornecida pelo FV 01 para a MR. Isto ocorre pela característica deste modelo (Figura 4.12), no qual o controle depende

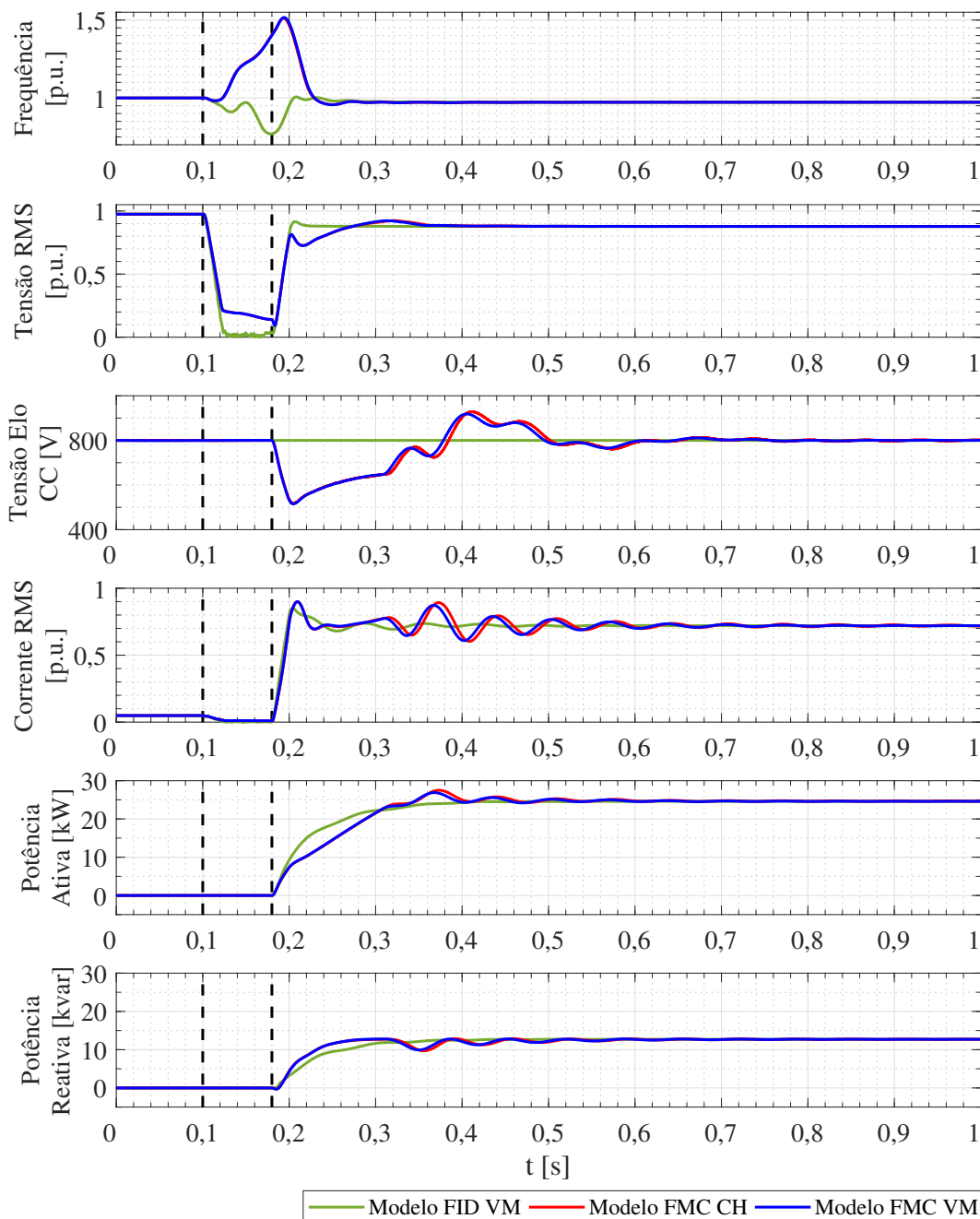


Figura 5.4: Ensaio 01 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.

da referência de potência ativa e reativa e da tensão terminal. A tensão terminal sofre variação bastante acentuada, que causa variações em alta frequência na referência do controlador de corrente. Nos modelos FMC VM e FMC CH, o FV 01 (FV 02 tem comportamento igual) continua injetando potência ativa na MR, pois, neste modelo (Figura 4.13), o controle de potência depende da tensão V_{cc} e da potência fornecida pela fonte primária (painéis FV). A injeção de potência do VSC na MR cai porque ele não consegue aumentar a corrente de saída na mesma proporção da queda de tensão, devido ao limitador de corrente.

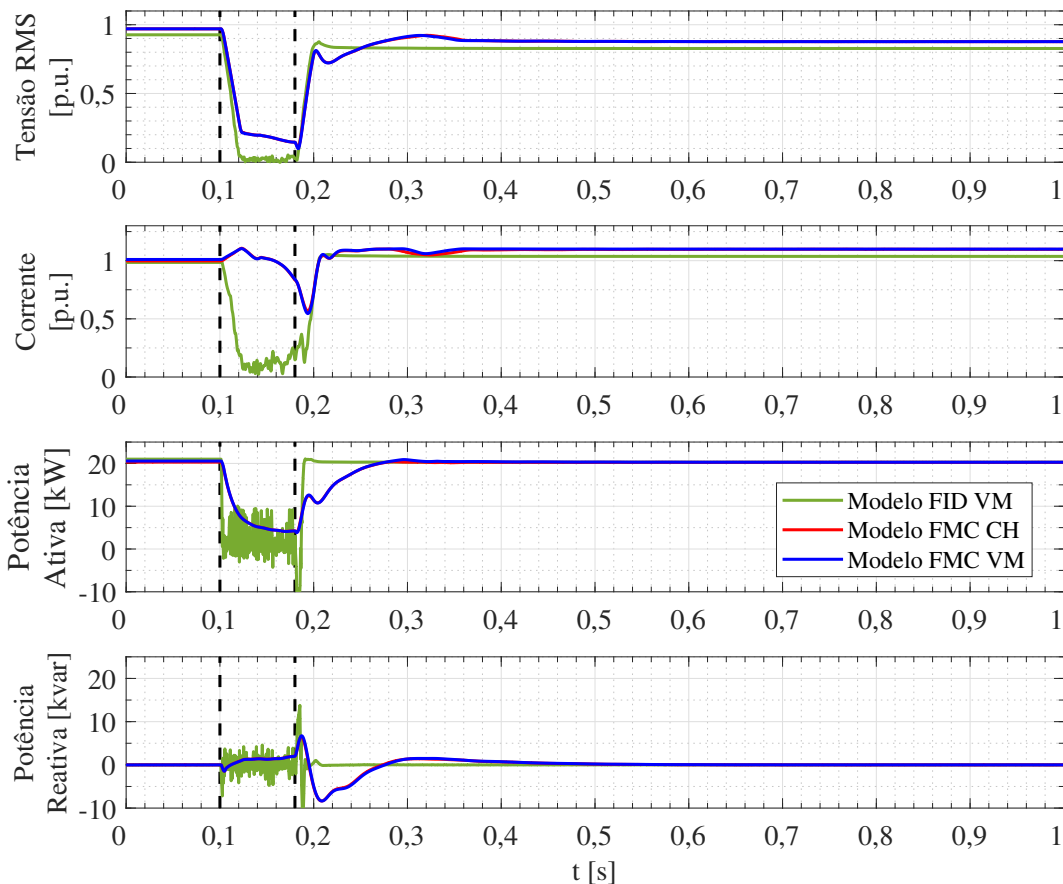


Figura 5.5: Ensaio 01 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.

A partir desta simulação e comparação de modelos, verifica-se que a análise do comportamento dinâmico da MR em transitórios severos como este causado pelo ilhamento não intencional necessita modelos dos REDs com representação da fonte primária (modelo FMC). Quanto à representação do VSC, não foram observadas diferenças significativas entre o modelo por valores médios (VM) e o modelo com chaveamento (CH), tendo respostas praticamente iguais na maioria dos gráficos. Quanto ao esforço computacional, a simulação do modelo FMC CH precisou ser realizada com passo de integração de $5 \mu s$ (vinte vezes menor que o período de chaveamento do conversor que é de $100 \mu s$ para a frequência de $10 kHz$), enquanto a simulação do modelo FMC VM pode ser realizada com passo de integração $50 \mu s$. A simulação aqui apresentada foi executada em cerca de 10 minutos por segundo simulado para o modelo FMC VM e em cerca de 90 minutos por segundo simulado para o modelo FMC CH. Desta forma, o modelo FMC VM se mostrou o mais adequado para este estudo, uma vez que o modelo FMC CH teve um custo computacional elevado. As simulações conduzidas deste ponto em diante serão realizadas somente com o modelo FMC VM.

5.3.2 Resposta do Controle Primário

Após o ocorrência do ilhamento, o controle primário é o responsável pelo controle e estabilização da frequência e da tensão da MR e pelo compartilhamento de potência ativa e reativa em regime permanente. Este nível de controle é realizado pelos BESSs operando no modo *grid-supporting*. Esta Subseção utiliza os resultados obtidos no Ensaio 01 para validar a atuação do controle primário na MR modelada. São analisados os valores das grandezas elétricas obtidas nas simulações e comparados com os valores esperados, os quais são calculados pela teoria do controle primário através do método de *droop* de potência previamente discutidos na Seção 2.5.

Considerando novamente o Ensaio 01, a Figura 5.6 mostra comparativamente as respostas do BESS 01 e BESS 02, com as grandezas medidas nos terminais dos seus VSCs. Os gráficos de tensão e frequência foram ampliados para este caso, uma vez que deseja-se observar apenas os valores de regime permanente. A partir do momento que o VSC do BESS 01 e 02 passam a operar em modo *grid-supporting*, o controle primário de ambos responde, controlando a tensão e a frequência da MR e fornecendo potência ativa e reativa.

A frequência e a tensão de regime permanente estabilizam em um valor abaixo do valor pré perturbação, conforme esperado pela característica do controle primário por *droop*.

A potência ativa é compartilhada igualmente entre os dois BESS, que estabilizam no mesmo valor por serem de potências nominais iguais. Caso os BESSs possuíssem potências nominais diferentes, a potência fornecida por cada um seria proporcional a sua potência nominal. Neste caso, os valores de potência ativa dos BESSs seria igual se calculadas em p.u. na base de potência de cada BESS.

A potência reativa é compartilhada entre os dois BESS, porém, não igualmente, havendo uma pequena diferença. Este fato é esperado, uma vez que esta divisão depende das tensões na MR nos pontos em que cada BESS esta conectado, as quais podem ser diferentes, dependendo dos fluxos de potência e impedâncias. O compartilhamento de potência ativa depende da frequência, que é uma grandeza comum em todos os pontos da MR.

O valor da frequência em regime permanente pode ser obtido a partir da equação 2.4 do *droop P/f*. Sendo a potência ativa de referência dos BESS de $P^* = 0$ para o valor nominal de frequência angular $\omega^* = 1$ p.u. e a potência ativa fornecida por cada BESS em regime permanente de $P_0 = 25$ kW (aproximadamente 0,55 p.u. na base do BESS de 45kVA) e o coeficiente de *droop P/f* de $G_P(s) = 5\%$.

$$\omega_0 = 1 - 0,05(0,55 - 0) = 0,972 \text{ p.u.} \quad (5.1)$$

que é o valor observado no gráfico de frequência da Figura 5.6.

O valor da tensão em regime permanente pode ser obtido a partir da equação 2.5 do *droop Q/V*, com $Q^* = 0$ para o valor nominal de tensão $V^* = 1$ p.u. e a potência reativa fornecida por cada BESS em regime permanente de $Q_0 = 12,7$ kvar (aproximadamente 0,28 p.u. do BESS

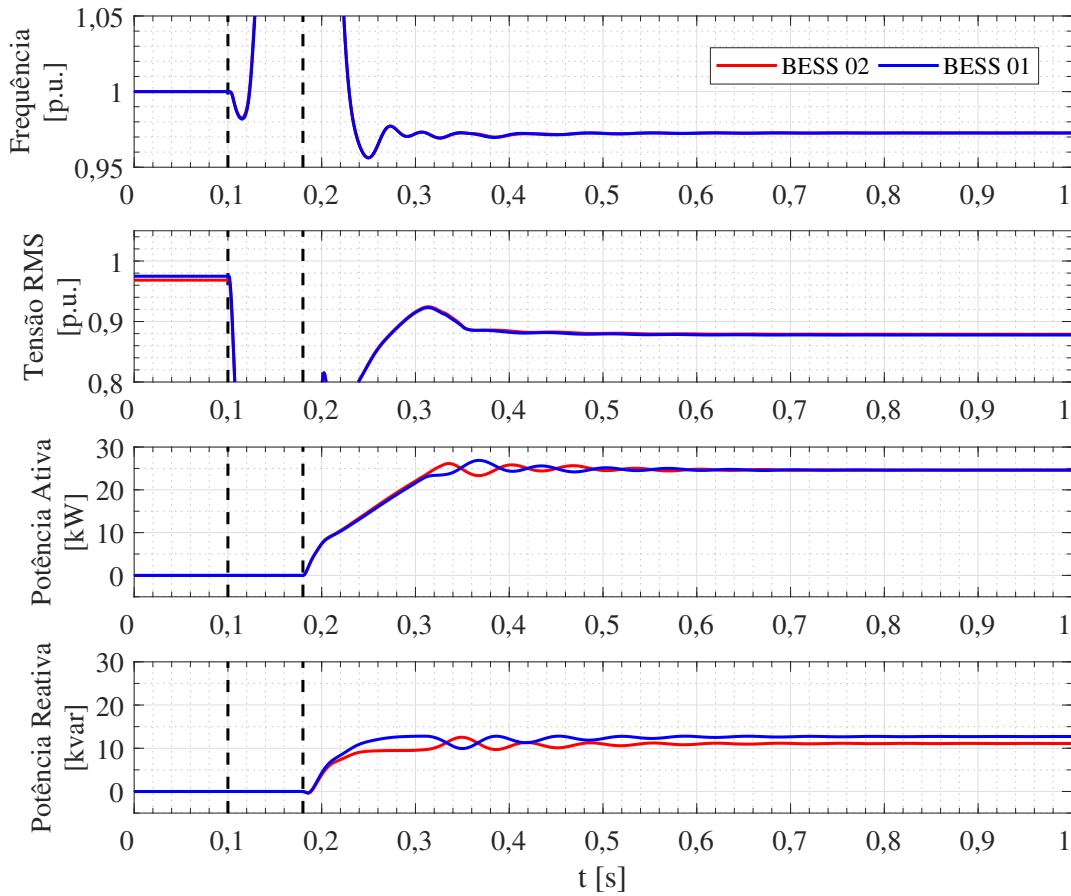


Figura 5.6: Ensaio 01 - Resposta do controle primário dos BESS 01 e 02.

01).

$$V_0 = 1 - 0,05(0,28 - 0) = 0,986 \text{ p.u.} \quad (5.2)$$

que é um valor maior do que o valor de tensão em regime permanente do gráfico da Figura 5.6. Esta diferença ocorre porque, além da queda de tensão do *droop*, a impedância virtual do VSC do BESS também provoca uma queda de tensão. A impedância virtual puramente indutiva do BESS 01 é de $0,265 \text{ p.u.}$ Para a corrente de saída do VSC em regime permanente de $0,7\angle 40^\circ \text{ p.u.}$, utilizando a equação 2.8:

$$v_{ref} = v_0 - Z_v(s)i_o = 0,986 - 0,265j \cdot 0,7\angle 40^\circ = 0,877 \text{ p.u.} \quad (5.3)$$

que é o valor de tensão em regime permanente observado na Figura 5.6.

A comparação dos valores de frequência e tensão em regime permanente após o ilhamento medidos nos gráficos da simulação na Figura 5.6 com os valores calculados a partir das Equações 2.4 e 2.5 valida a correta atuação do controle primário por *droop* de potência na execução do controle de frequência e tensão da MR. Também demonstra a influência da impedância virtual no controle de tensão. A comparação das potências ativa e reativa assumidas por cada um dos BESSs, demonstra o correto compartilhamento de potência ativa e reativa realizado pelo

controle primário.

5.4 Ensaio 02 - Ilhamento não intencional com troca de modo de operação dos BESSs

Nesta Seção serão apresentados resultados das simulações de um caso de ilhamento por desligamento da rede principal, nomeado Ensaio 02, realizado com diferentes períodos de transição para troca do modo de operação dos BESSs e abertura do PCC. Todas as simulações serão conduzidas com o modelo FMC VM e os gráficos serão apresentados apenas para o BESS 01 e FV 01, uma vez que o BESS 02 e FV 02 apresentam respostas equivalentes aos anteriores.

Esta simulação tem por objetivo comparar a resposta do ilhamento da MR entre período de transição diferentes, ou seja, variando os tempos de atraso no chaveamento do controle dos BESS e na abertura do PCC. O cenário e eventos adotados para o Ensaio 02 são:

- MR inicialmente conectada à rede principal, com demanda das cargas em 60%.
- BESS 01 e BESS 02 operando no modo *grid-feeding*, sem fornecer nenhuma potência ativa e potência reativa somente do filtro de saída.
- FV 01 e FV 02 operando continuamente no modo *grid-feeding*, fornecendo máxima potência ativa (21 kW) e potência reativa somente do filtro de saída.
- Desligamento da rede principal em $t_1 = 0,1$ s, pela abertura da chave S0.
- Três simulações com período de transição de 40 ms, 80 ms e 160 ms para realizar abertura do PCC e troca do modo de operação dos BESSs.

A Figura 5.7 apresenta as grandezas elétricas medidas no BESS 01, na qual são mostradas as respostas para períodos de transição de 40 ms, 80 ms e 160 ms. As linhas verticais tracejadas marcam o instante t_2 de cada período de transição ($t = 0,14$ s, $t = 0,18$ s e $t = 0,26$ s, respectivamente).

No gráfico de frequência verifica-se que a partir do desligamento da rede principal no instante t_1 , a frequência da MR aumenta rapidamente e que é reduzida a um valor próximo da frequência nominal somente após a alteração do modo de operação dos BESSs em t_2 . Mesmo no caso de menor atraso de tempo, de $t = 40$ ms, a frequência atinge 1,2 p.u., o que poderia ocasionar desligamentos por sobrefrequência.

No gráfico de tensão observa-se que imediatamente após o instante t_1 ocorre uma queda acentuada de tensão da MR seguida de uma redução gradual da tensão, porém de menor taxa de variação. A tensão cai abruptamente abaixo de 0,5 p.u. e é recuperada para um valor próximo ao nominal somente após a alteração do modo de operação dos BESSs em t_2 .

Estes resultados também podem ser verificados na Figura 5.8 que mostra a onda de tensão no período de tempo do ilhamento e subsequente para o caso de 160 ms. A amplitude da onda

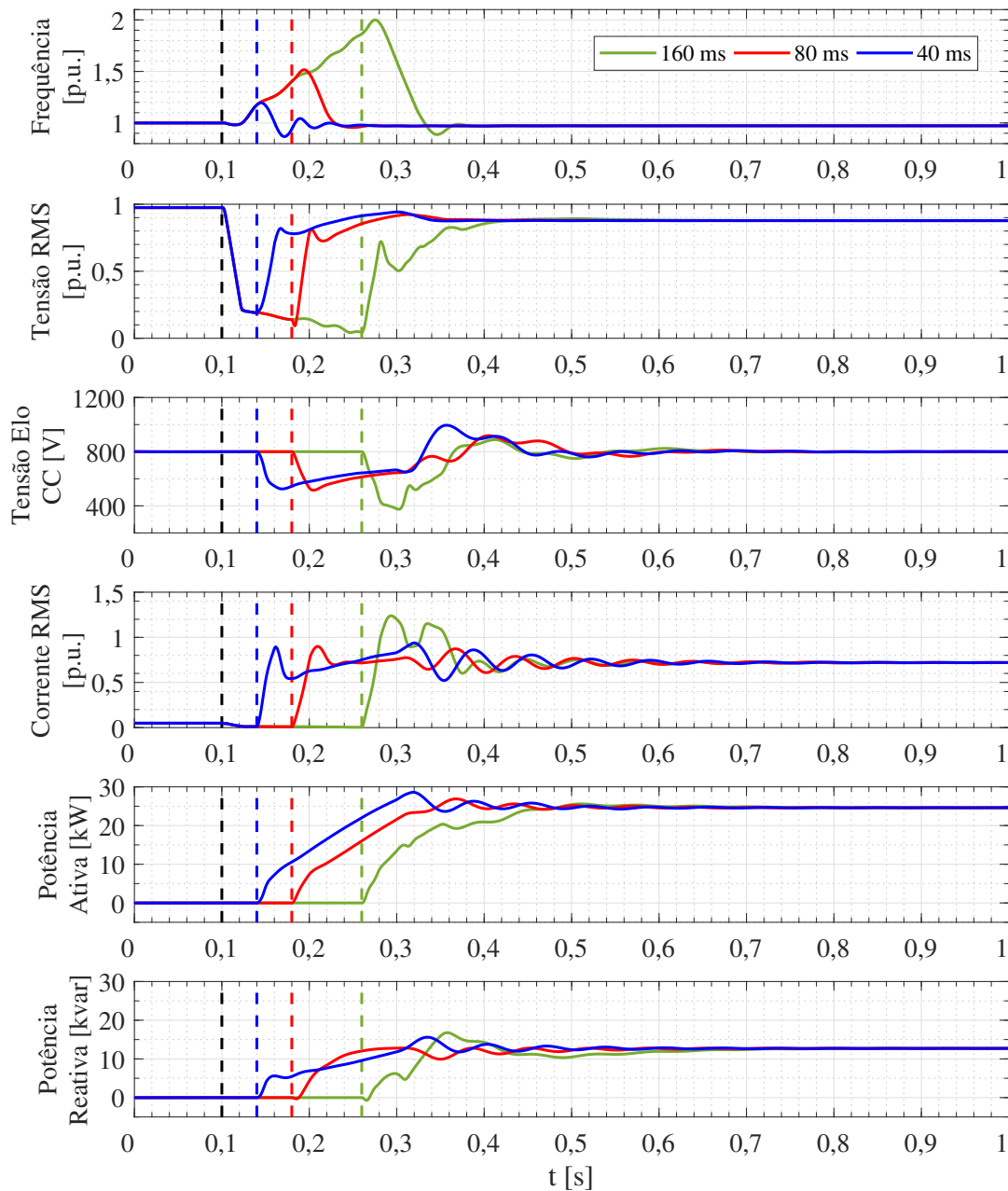


Figura 5.7: Ensaio 02 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.

de tensão é drasticamente reduzida e sua frequência aumenta consideravelmente a cada ciclo. No último ciclo antes da troca de modo de controle dos BESSs, o período da onda medido pelos picos positivos é de $10,8 \text{ ms}$ ($0,2560 \text{ s} - 0,2452 \text{ s}$), o que corresponde a uma frequência de aproximadamente $92,6 \text{ Hz}$ ($1,85 \text{ p.u.}$).

O aumento de frequência observado decorre do fato de que neste período de tempo os BESSs e os FVs operam todos em modo *grid-feeding*, com somente os FVs fornecendo potência para as cargas. Neste modo, o PLL dos VSCs busca rastrear e seguir o deslocamento angular

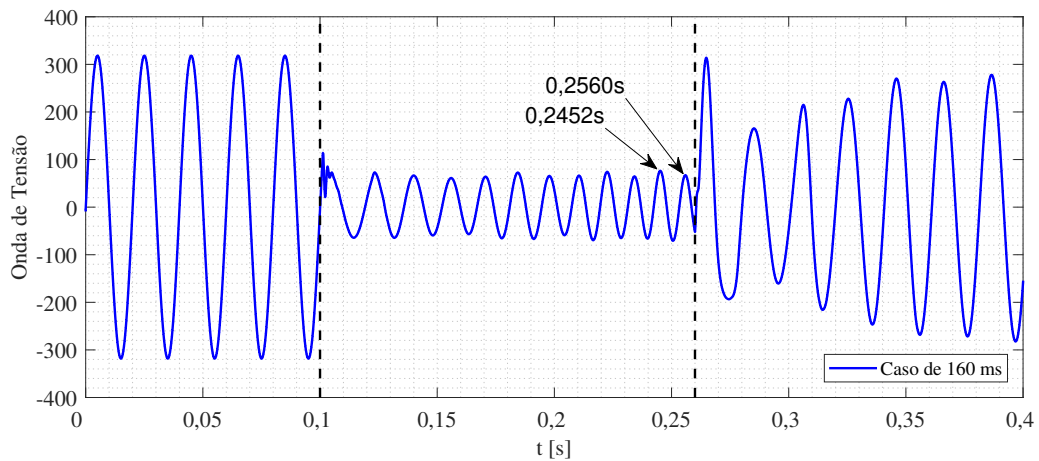


Figura 5.8: Ensaio 02 - Onda de tensão caso 160 *ms*.

ωt da rede. No entanto, como a rede foi desligada, esta referência passa a ser a própria onda de tensão gerada pelos VSC e não há uma referência com velocidade angular ω constante para rastrear. Assim, o ωt calculado pelo PLL alimenta a entrada dele mesmo e a ação do PLL de tentar seguir seu próprio ωt aumenta a velocidade angular.

Esta rápida variação de frequência pode ser encarada de duas formas. Por um lado, este aumento de frequência verificado seria inadmissível para os REDs e suas proteções iriam desconectá-los, levando a MR ao colapso. Por outro lado, a elevada taxa de variação de frequência poderia ser usada em algoritmos de detecção de ilhamento, para poder realizar a troca do modo de controle dos BESSs rapidamente, antes da atuação de proteções.

Ainda na Figura 5.7, os gráficos da tensão do elo CC, da corrente de saída e das potências ativas e reativas do BESS 01 mostram que estas grandezas não sofrem variações até que seja chaveado o controle do BESS 01 em t_2 . Ou seja, na operação em modo *grid-feeding* o BESS 01 e o BESS 02 não reagem às variações de tensão e frequência da MR ocasionadas pelo ilhamento. Após a troca do modo de operação em t_2 , o BESS 01 e o BESS 02 passam a operar em modo *grid-supporting* e, através do controle primário, controlam tensão e frequência da MR, compartilhando entre si o fornecimento de potência ativa e reativa demandada pelas cargas.

A Figura 5.9 apresenta as grandezas elétricas medidas no VSC do FV 01. Observa-se que após o desligamento da rede principal, devido à acentuada queda de tensão da rede, o VSC do FV 01 não consegue manter o mesmo fornecimento de potência, uma vez que sua capacidade de corrente é limitada e ele já operava em valores de corrente nominal. Neste período, as ondas de tensão e corrente são distorcidas e com sua frequência aumentando rapidamente, o que influencia na corrente RMS que é medida para a frequência fundamental. Como a potência transmitida pelo VSC da fonte FV para a rede cai, ocorre um desbalanço de potência no elo CC. Este trabalho não utiliza o controle MPPT, portanto, a potência que a fonte FV entrega ao elo CC se mantém constante, o que causa uma elevação de tensão no elo CC para aproximadamente 970 V. Após o instante de alteração do modo de operação e abertura do PCC em t_2 , a tensão do elo CC oscila de forma acentuada, o que se reflete no controle de potência ativa e na corrente

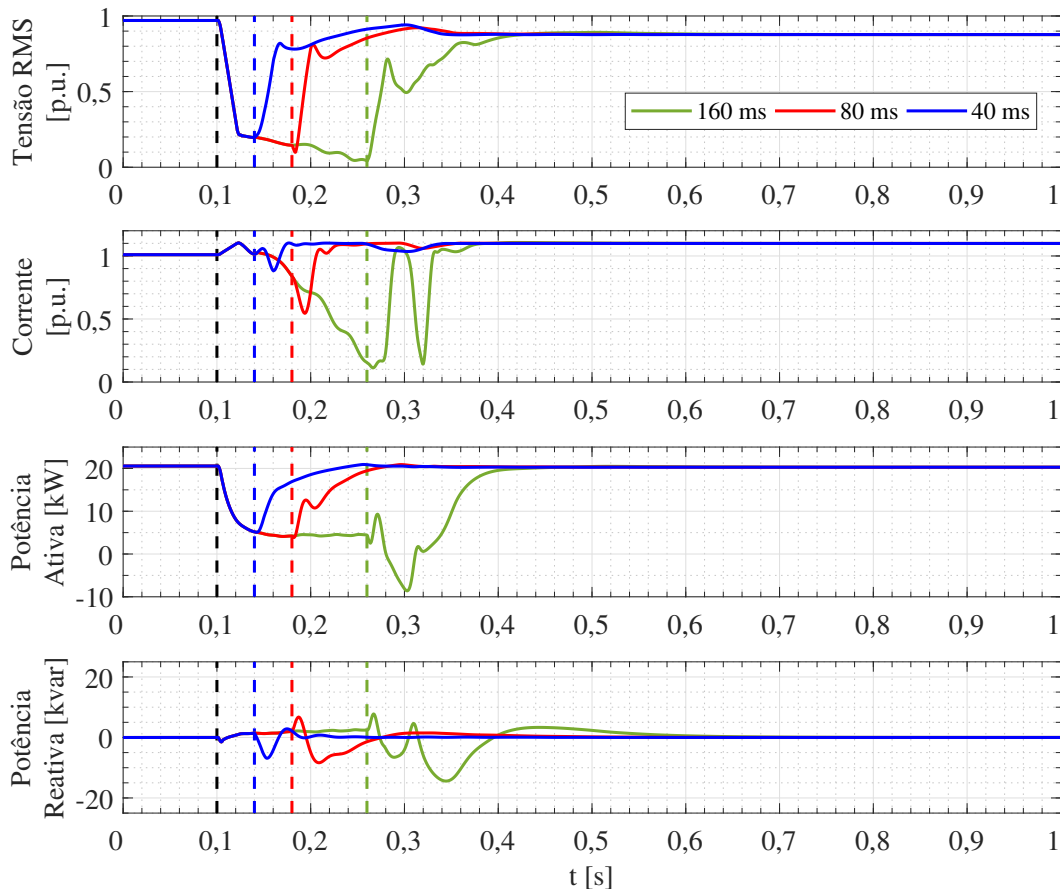


Figura 5.9: Ensaio 02 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.

de saída do VSC. Quanto maior é o tempo de atraso para chaveamento de controle, maior é a oscilação observada. Um modelo do RED com fonte FV que leve em consideração o controle MPPT poderia auxiliar no controle da tensão do elo CC, reduzindo a potência fornecida pela matriz FV, reduzindo as oscilações observadas.

5.5 Ensaio 03 - Ilhamento com diferentes atrasos de tempo entre abertura do PCC e troca de modo de operação

As simulações realizadas na Seção 5.4 consideram os eventos de abertura do PCC e alteração do modo de operação dos BESSs de forma simultânea. Estes eventos foram simulados para diferentes períodos de transição. Nesta subseção, é verificada qual é a resposta do sistema caso o evento de abertura do PCC ocorra antes do evento de alteração do modo de operação, a fim de identificar se esta situação tem influência significativa no ilhamento estudado. A simulação é executada no mesmo cenário do Ensaio 02 da Seção 5.4, com a seguinte alteração de eventos:

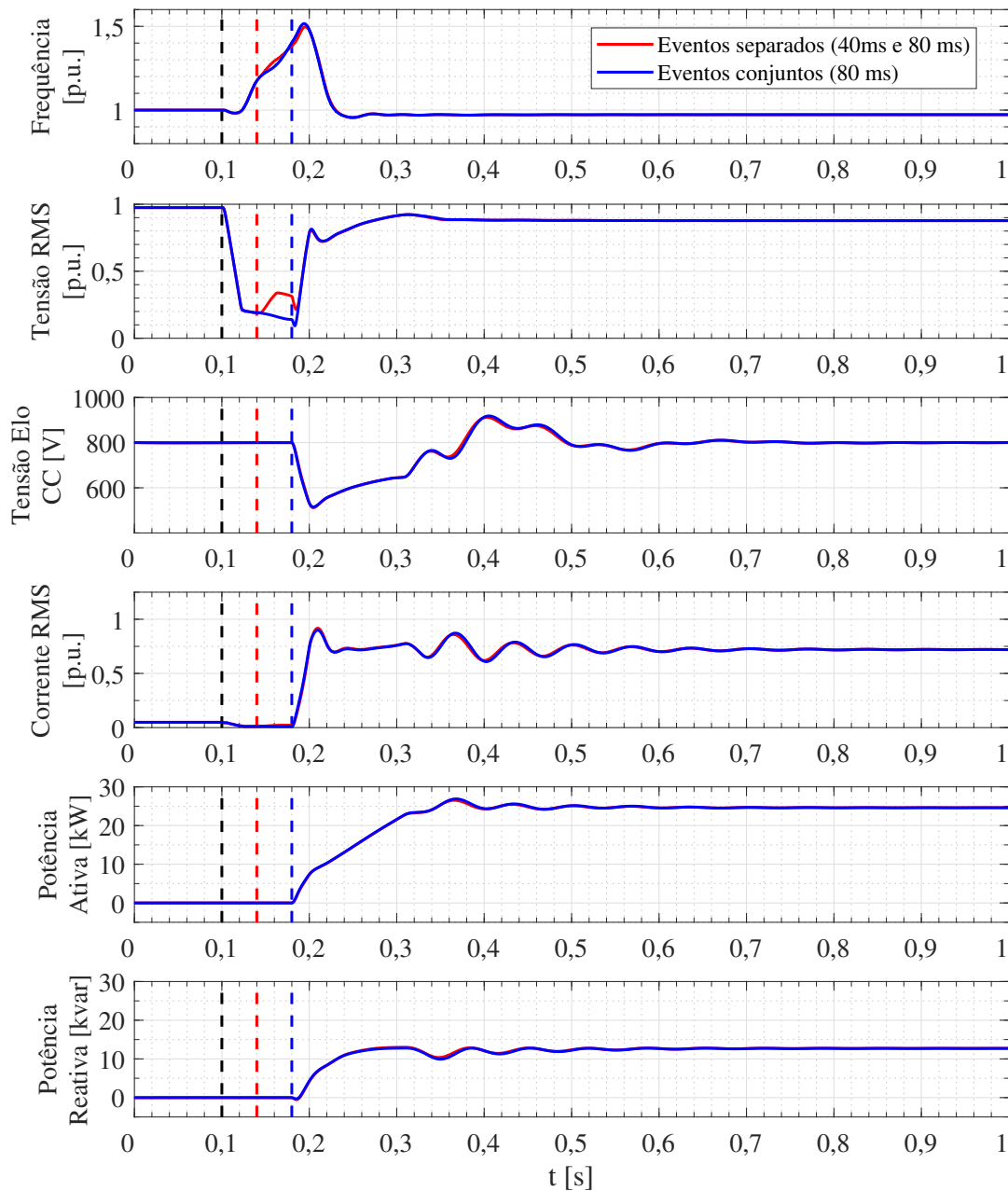


Figura 5.10: Ensaio 03 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.

- Abertura do PCC 40 *ms* após o desligamento da rede principal, ou seja, em $t_2 = 0,14$ s.
- Alteração do modo de controle dos BESSs em 40 *ms* após a abertura do PCC, ou seja, em $t_3 = 0,18$ s.

Esta simulação será nomeada como simulação com eventos separados. Como o período de transição total fica em 80 *ms*, que é o tempo total do evento mais demorado, a resposta verificada será comparada com o caso de 80 *ms* do Ensaio 02 da Seção 5.4, o qual será nomeado

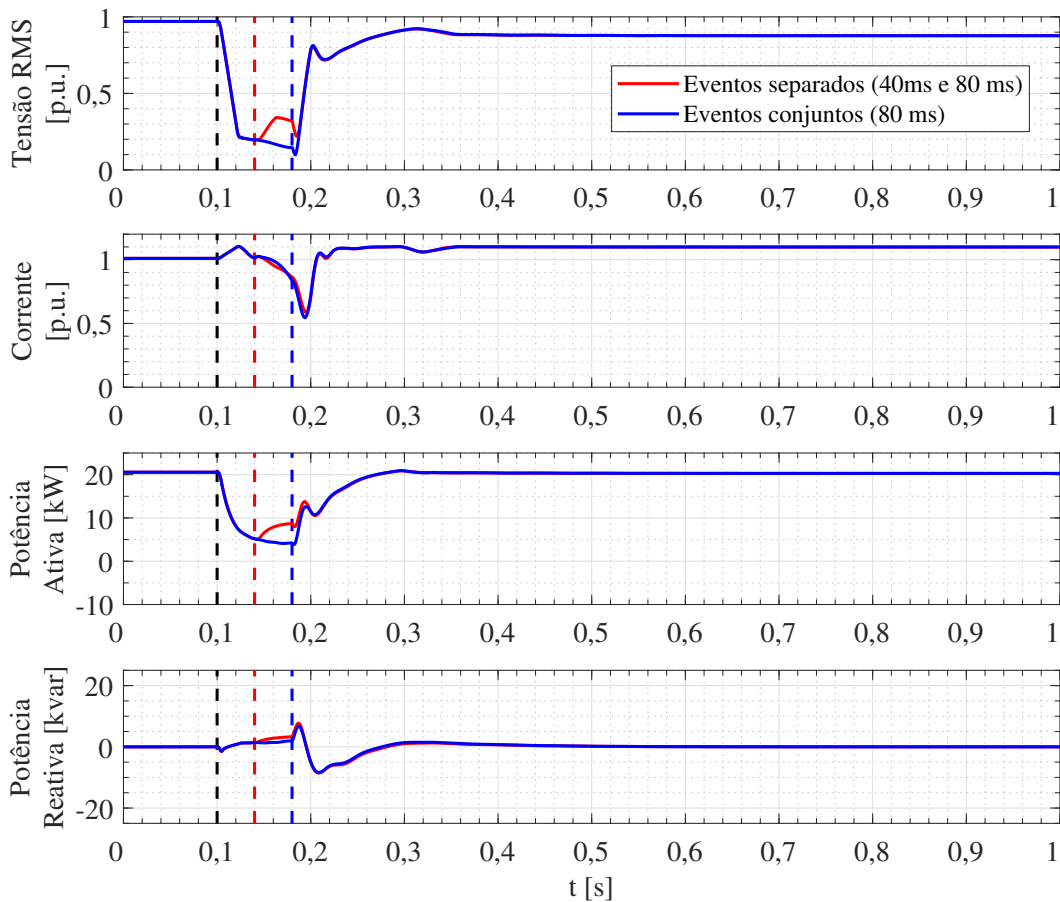


Figura 5.11: Ensaio 03 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.

simulação com eventos conjuntos.

A Figura 5.10 mostra as respostas destas simulações medidas no VSC do BESS 01, comparando as simulações de eventos separados e eventos conjuntos. A linha vertical pontilhada vermelha marca o instante de tempo de abertura do PCC e a linha vertical pontilhada azul marca o instante de tempo de troca de modo de controle para a simulação com eventos separados. Na simulação dos eventos conjuntos, ambos eventos ocorrem na linha vertical pontilhada azul. Verifica-se que praticamente não há diferença nas respostas. A única alteração relevante na resposta é o aumento da tensão na MR após a abertura do PCC. Este fato ocorre devido à diminuição de carga total, por consequência da isolação da MR em relação à Carga Externa R1.

A Figura 5.11 mostra as respostas destas simulações medidas no VSC do FV 01. Verifica-se que, com o aumento da tensão, a potência ativa fornecida pelos FVs aumenta, elevando a potência fornecida às cargas internas da MR.

Conclui-se que a abertura do PCC ser realizada antes da troca do modo de controle, nos tempos e condições simuladas, não traz nenhum prejuízo à MR no que diz respeito a sua resposta ao ilhamento estudado. Também não houve diferença na resposta da MR após a alteração de controle, porém ocorreu benefício no período entre a abertura do PCC e a alteração do modo

de controle, pela elevação de tensão e aumento de potência fornecida às cargas internas da MR. Porém, em outras situações com condições e tempos distintos, o resultado necessitaria análise, podendo ser diferente deste.

5.6 Ensaio 04 - Ilhamento com operação contínua dos BESSs em *grid-supporting* e sem troca de modo de operação

As simulações anteriormente realizadas consideram que os BESSs operam em modo *grid-feeding* enquanto a MR está conectada à rede principal e no modo *grid-supporting* quando a MR opera ilhada, necessitando de troca de modo de controle dos BESSs após o ilhamento. Na presente Seção são apresentadas simulações nas quais os BESSs operam continuamente no modo *grid-supporting* e não necessitam alteração de modo de controle após o ilhamento. As simulações são executadas no mesmo cenário do Ensaio 02 da Seção 5.4, com a única diferença de que o evento em t_2 é apenas de abertura do PCC, uma vez que não é necessária a troca de modo de operação dos BESSs.

Esta simulação tem por objetivo verificar a resposta da MR ao se utilizar controle contínuo nos BESSs, com diferentes tempos de abertura do PCC. Também será comparada a resposta com as simulações do Ensaio 02, comparando o desempenho da MR.

A Figura 5.12 mostra as respostas destas simulações medidas no VSC do BESS 01. Verifica-se que, após o desligamento da rede principal em $t_1 = 0,1$ s, a frequência e tensão da MR são controladas pelo controle primário dos BESSs, portanto, não há elevação da frequência, como ocorreu no caso do Ensaio 02, e a queda de tensão, embora considerável, não é tão acentuada como no Ensaio 02. A queda de tensão ainda é alta porque a MR fica ilhada com a Carga Externa R1, atingindo cerca de $0,5$ p.u. A frequência oscila acima de $0,95$ p.u.

Nos gráficos de tensão do elo CC, corrente de saída e potência ativa e reativa do BESS 01 observa-se que o BESS reage imediatamente ao desligamento da rede principal. A tensão do elo CC cai rapidamente, devido à que a energia que o BESS fornece inicialmente à MR provém do capacitor do Elo CC. Enquanto à carga imposta ao BESS é consideravelmente maior que sua capacidade (aproximadamente 242 kVA no total das cargas da MR mais a Carga R1 externa, dividida entre dois BESSs de 45 kVA e dois PVs de 21 kVA, conforme Tabela 5.2), o controle da bateria do BESS não consegue fornecer energia suficiente para recuperar a tensão do elo CC. A corrente do BESS aumenta rapidamente, atingindo inclusive valores acima do valor nominal do BESS. Neste trabalho, o limitador de corrente foi ajustado em $1,5$ p.u. para períodos transitórios. Enquanto o PCC não é aberto, a corrente de saída do BESS permanece alta. As potências ativa e reativa fornecidas pelo BESS aumentam de forma gradual. A elevação de potência ativa e reativa observada é mais lenta do que a elevação de corrente por causa da filtragem de baixa frequência das medidas de potência (apresentada na Figura 4.19 da Subseção 4.2.7).

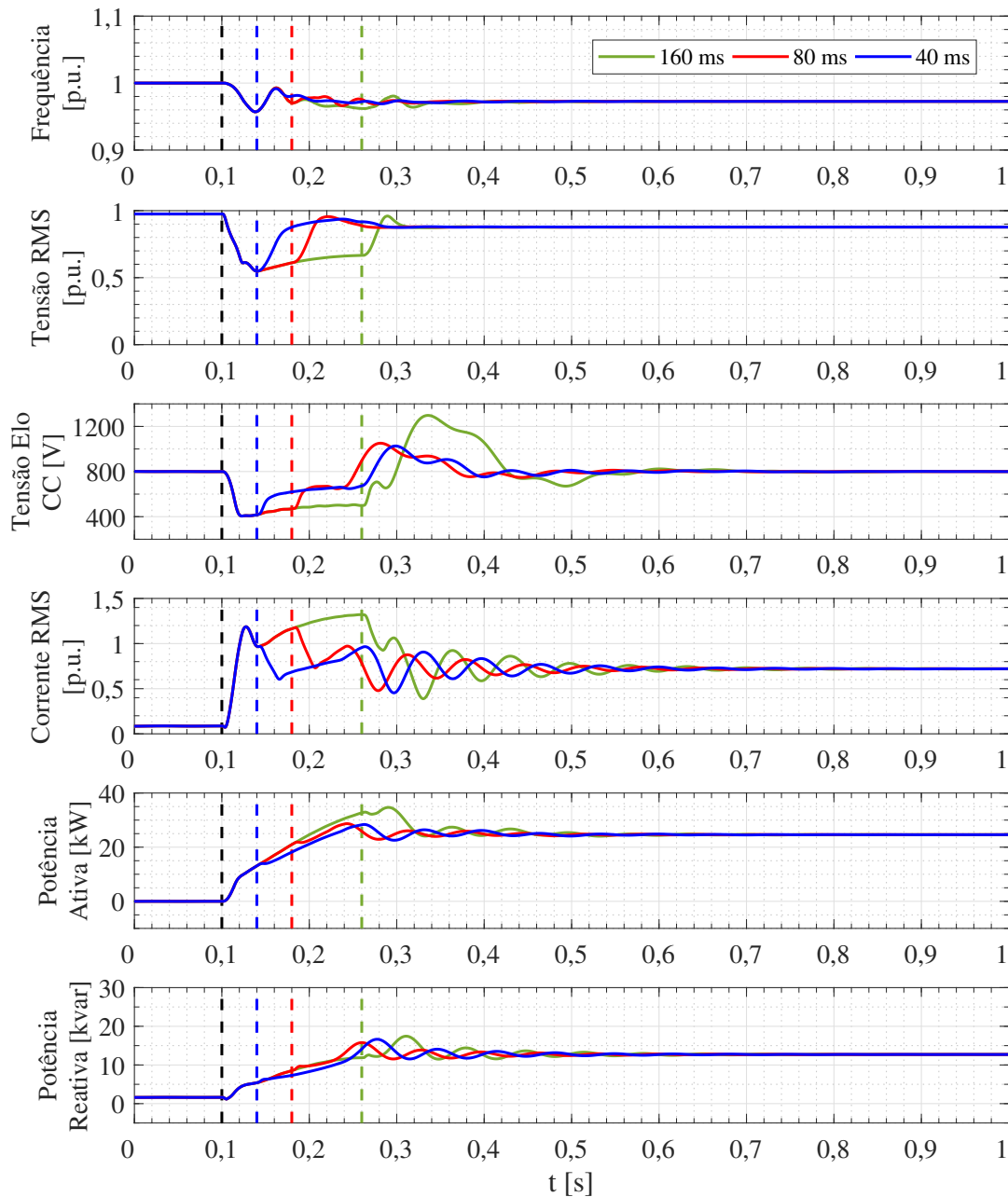


Figura 5.12: Ensaio 04 - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.

Após a abertura do PCC, em t_2 , a sobrecarga ocasionada pela Carga Externa R1 é removida e o controle primário dos BESSs conseguem recuperar tensão e frequência para valores próximos aos nominais. A tensão do elo CC é recuperada gradativamente, uma vez que há energia disponível da bateria para reestabelecer a tensão no capacitor. A corrente de saída reduz e estabiliza dentro do valor nominal do BESS, após um período oscilatório, assim como as potências ativa e reativa. Na comparação entre os três períodos de transição simulados, verifica-se que quanto mais tempo leva para o PCC abrir, maior é o período no qual a MR fica exposta a

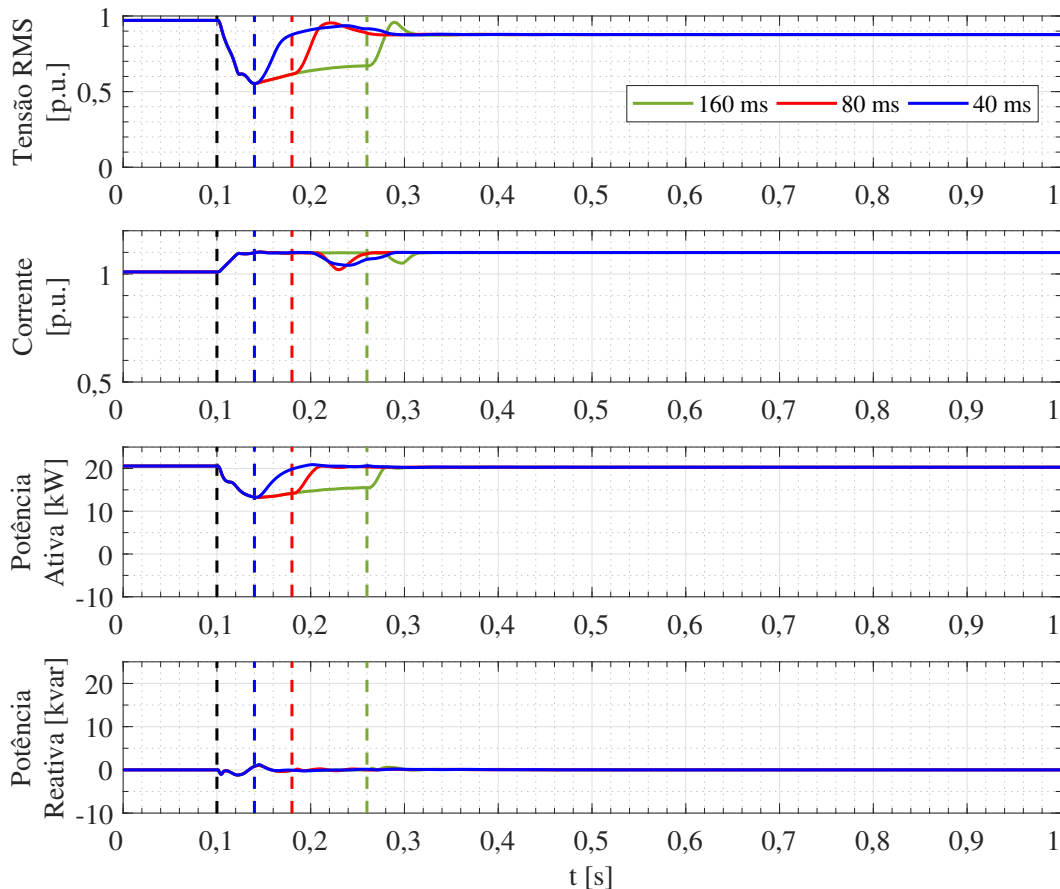


Figura 5.13: Ensaio 04 - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.

uma baixa tensão e os BESSs sofrendo sobrecarga.

A Figura 5.13 mostra as respostas medidas no VSC do FV 01. Observa-se que o FV eleva sua corrente até o máximo permitido pelo limitador de corrente do VSC ($1,1 p.u.$) a fim de compensar a queda de tensão para manter o fornecimento de potência ativa. Como a compensação de aumento da corrente não é suficiente (a tensão cai aproximadamente $0,4 p.u.$) a potência ativa entregue pelo FV à MR é reduzida. A potência reativa, como estava com referência zero, não sofre alterações consideráveis.

A Figura 5.14 mostra as grandezas elétricas medidas na Carga R11. Como a carga é de modelo de impedância constante, a redução de tensão da MR provoca uma redução da potência ativa e reativa entregue à carga proporcional ao quadrado da variação de tensão. A potência entregue às cargas da MR fica drasticamente reduzida no período em que a MR está em sobrecarga e ilhada com a Carga Externa R1. Após a abertura do PCC, com a eliminação da sobrecarga e elevação da tensão, a potência entregue às cargas da MR retorna praticamente ao valor pre-ilhamento, sendo a pequena diferença existente devido ao desvio de tensão nominal provado pelo controle primário dos BESSs. Nos demais Ensaio, a potência entregue às cargas da MR teve o mesmo comportamento, porém ainda mais reduzida devido à queda de tensão da MR ter sido ainda mais acentuada.

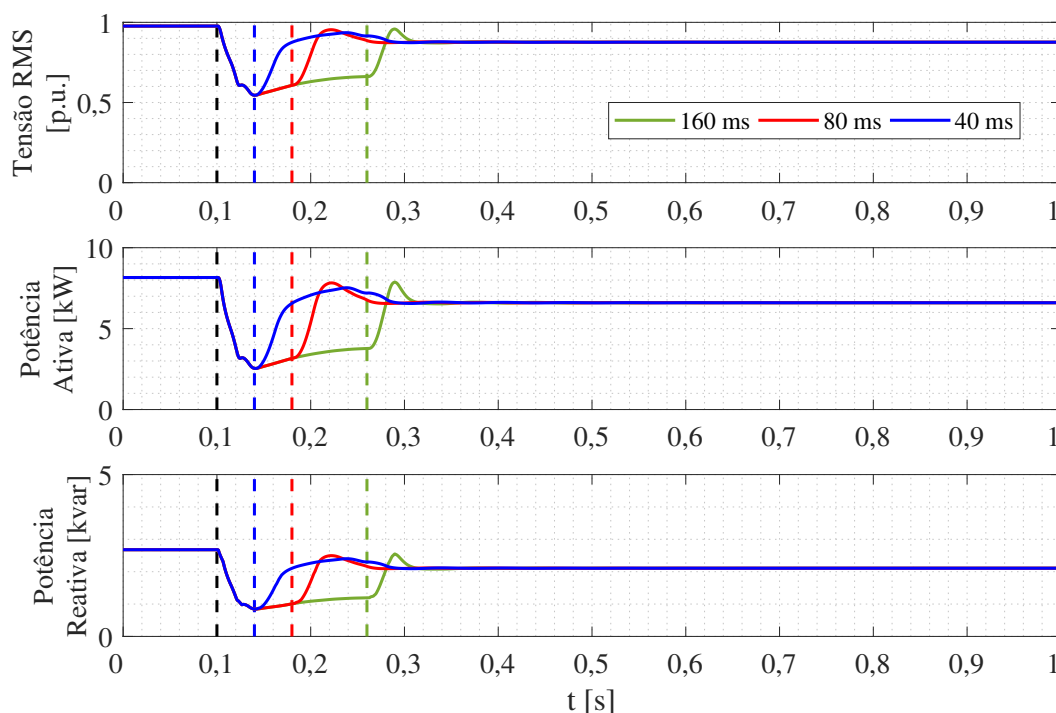


Figura 5.14: Ensaio 04 - Grandezas elétricas da Carga R11.

Este ensaio mostra que a operação dos BESSs continuamente no modo *grid-supporting* pode ser uma opção para evitar que a MR fique sem controle de tensão e frequência durante o período de detecção de ilhamento e efetivação de comandos de controle, evitando variações de grandezas que possam levar à desconexão de REDs e de cargas e à atuação de proteções da MR. No entanto, deve-se avaliar também quais seriam as desvantagens desta estratégia, sendo muito importante a análise de eventos durante a operação da MR no modo conectado.

5.7 Comparação entre os ensaios com e sem troca de modo de operação

Com o objetivo de comparar as respostas obtidas no Ensaio 02 e no Ensaio 04, a Figura 5.15 mostra a resposta do BESS 01 e a Figura 5.16 mostra a resposta do FV 01 para estes dois ensaios no caso de 80 ms.

Na Figura 5.15, observa-se que o caso no qual não há necessidade de troca de modo de operação, a frequência e tensão da MR são consideravelmente menos afetadas, uma vez que o controle primário dos BESSs atua continuamente após o desligamento da rede principal. Por outro lado, o caso sem troca de modo de operação ocasiona maior nível de sobrecorrente nos BESS, uma vez que estes tentam atender tanto às cargas da MR quanto à Carga Externa R1 no período de tempo entre o desligamento da rede principal e a abertura do PCC, no qual a MR fica ilhada com Carga Externa R1. Além disso, verifica-se que a tensão do elo CC do BESS

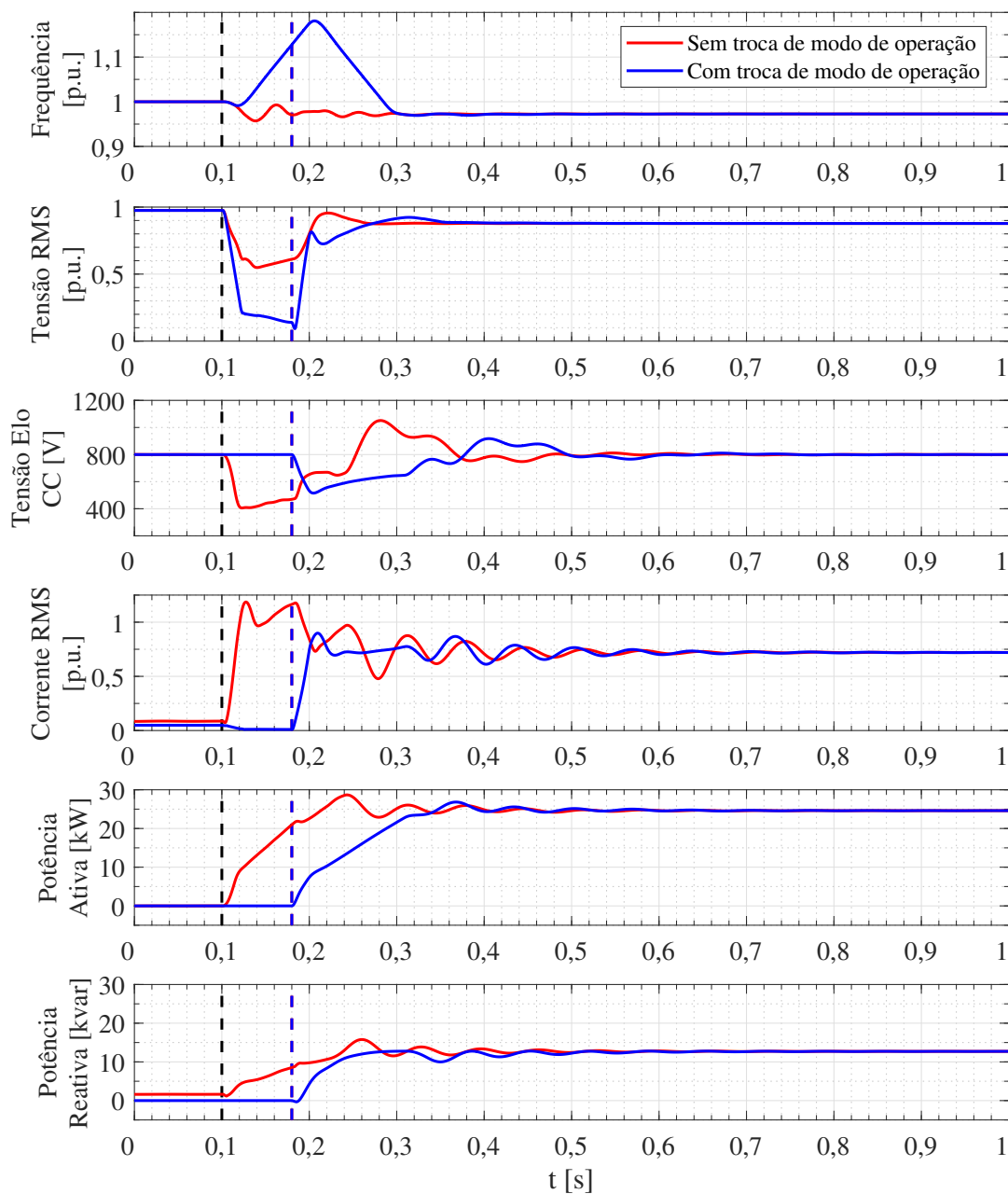


Figura 5.15: Comparação - Grandezas elétricas do VSC do BESS 01.

também sofre uma variação maior neste caso, tanto na redução de tensão no ilhamento quanto na sobretensão transitória após a abertura do PCC.

Na resposta do FV da Figura 5.16, verifica-se que, no caso sem troca de modo de operação dos BESSs, as fontes FV não sofrem tanto como no caso com troca de modo, pois a queda de tensão não é tão acentuada e há controle de tensão e frequência na MR. As fontes FV conseguem manter a corrente de saída em um valor máximo (dado pelo limitador de corrente) e têm a potência ativa limitada devido à redução de tensão. A potência reativa fornecida também

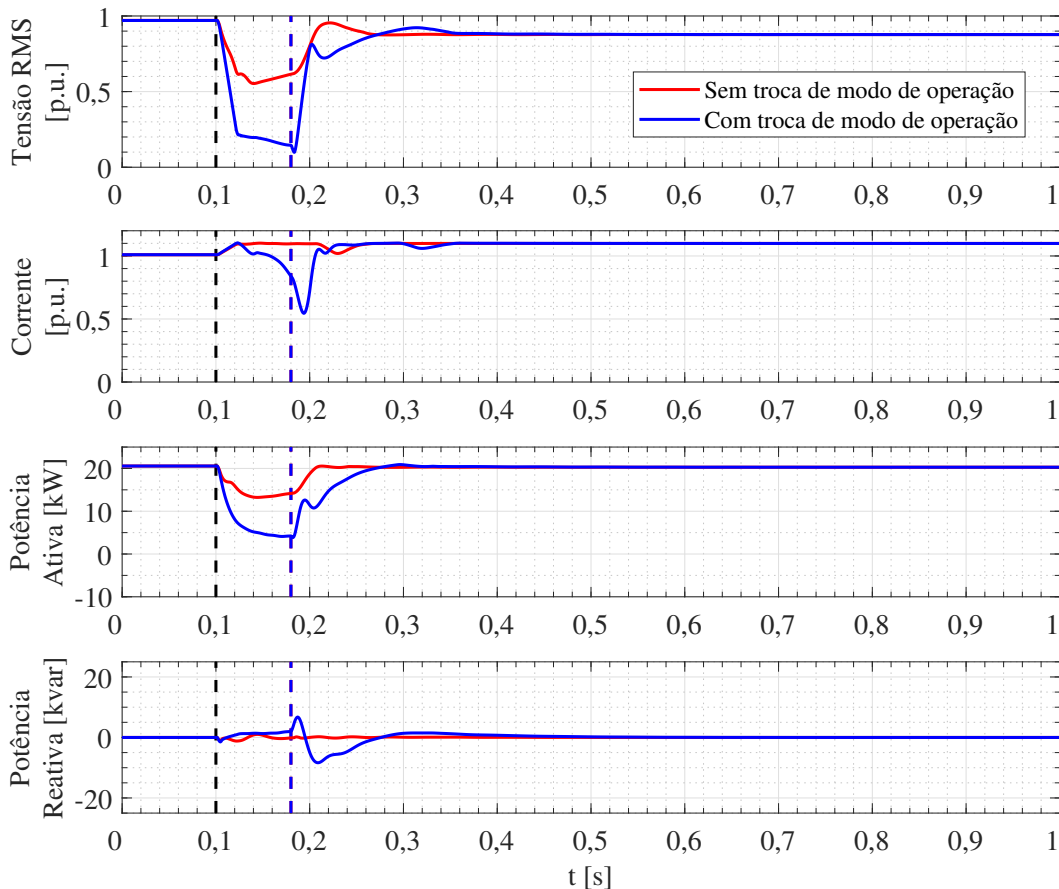


Figura 5.16: Comparação - Grandezas elétricas do VSC do FV 01.

permanece mais estável, sem grandes variações. Esta diferença na dinâmica transitória após o ilhamento, principalmente no que diz respeito à queda de tensão e ao controle de frequência, podem ser o fator decisivo entre a fonte FV permanecer em operação ou ser desconectada por proteção.

A Tabela 5.3 resume as vantagens e desvantagens observadas com cada uma das estratégias, de operação dos BESSs com troca de modo de operação de *grid-feeding* para *grid-supporting* no ilhamento e de operação dos BESSs continuamente no modo *grid-supporting*.

No caso com troca de modo de operação é necessário que cada BESS possua um sistema de detecção de ilhamento, ou que haja um sistema central de detecção que comande cada BESS. Um sistema centralizado necessitaria comunicação do sistema central com todos os BESSs. Esta estrutura é de filosofia oposta ao controle primário por *droop*, que preza pelo controle local sem comunicação entre os BESSs. A detecção de ilhamento em cada BESS necessitaria ser precisa na detecção nos diferentes pontos da MR, a fim de que as alterações de controle entre os BESSs fossem executadas o mais simultaneamente possível. A utilização dos BESSs continuamente em *grid-supporting* evita a necessidade de sistemas de detecção de ilhamento locais. Em ambas estratégias, a MR necessita detecção de ilhamento no PCC, para efetuar a isolamento da MR quando detectado o ilhamento.

Tabela 5.3: Vantagens e desvantagens de cada estratégia de operação dos BESSs.

<i>Modo Operação BESS</i>	<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
Troca de <i>grid-feeding</i> para <i>grid-supporting</i>	Controle direto de P e Q do BESS no modo conectado da MR.	Ausência temporária de controle de tensão e frequência.
	Os BESSs não sofrem sobrecarga devido às cargas externas	Necessário sistema para detecção de ilhamento nos BESS ou centralizado com comunicação
Contínuo em <i>grid-supporting</i>	Controle de tensão e frequência ativo desde o instante de ilhamento da MR	Controle de P e Q do BESS no modo conectado da MR via <i>droop</i> P/f e Q/V .
	Não há necessidade de detecção imediata de ilhamento em cada BESS	Possibilidade de sobrecarga dos BESSs logo após o ilhamento com cargas externas

Outro ponto importante a ser analisado é a operação da MR no modo conectado. Se o BESS operar no modo *grid-supporting* ele irá responder às variações de frequência e tensão da rede, inclusive para eventos fora da MR. Este comportamento precisa ser estudado, sendo necessário analisar caso a caso para verificar os pontos positivos e negativos desta estratégia. Além disso, no modo conectado, o segmento de referência de controle de potência ativa e reativa do BESS passaria a ter um comportamento diferente. Na operação do BESS em *grid-feeding*, o ajuste de potência ativa e reativa é feito pelo ajuste das referências de potência que são traduzidas diretamente em referências de corrente para controlar a corrente de saída, fornecendo assim as potências desejadas. Já na operação no modo *grid-supporting*, as referências de potências precisam ser alteradas no controle *droop*. A alteração destas referências conduz a alterações na tensão e frequência de referência do conversor do BESS, fazendo com que o conversor desloque o seu ponto de operação da curva de *droop* para alcançar as novas referências, uma vez que a tensão e frequência são impostas pela rede. Esta diferença de comportamento de controle do BESS pode ser significativa e também demanda estudos específicos.

5.8 Conclusão

Nesta Seção foram realizados ensaios de simulação em diversos cenários, baseados no problema apresentado no Capítulo 3, de ilhamento da MR por desligamento da rede principal com atraso de tempo. Para realizar as simulações, foram utilizados os modelos dos REDs, sistemas de controle e modos de operação apresentados no Capítulo 4.

O Ensaio 01 foi realizado para definir o modelo mais adequado dos REDs a ser utilizado neste trabalho. Foi levado em conta o desempenho da resposta dinâmica da MR para cada modelo e o custo computacional de cada um. Dentre os modelos testados, verificou-se que o modelo com fonte primária modelada por uma fonte ideal não apresentou resultados adequados para simulações que avaliam a dinâmica da MR frente a perturbações, necessitando, assim, o modelo com fonte primária completa. Na comparação entre o modelo de valores médios e o modelo de chaveamento para o conversor de potência (VSC), verificou-se que dentro das premissas de simulação deste trabalho, o modelo com chaveamento não mostrou diferenças significativas. Desta forma, o modelo adotado para o conversor foi o de valores médios, uma vez que este apresenta um custo computacional muito menor que o modelo chaveado. Neste mesmo ensaio, a resposta da MR ao ilhamento foi utilizada para validar a correta operação do controle primário, o qual atuou conforme esperado no controle de tensão e frequência da MR em regime permanente.

No Ensaio 02, foi verificada a resposta do ilhamento da MR com a utilização de diferentes tempos de atraso para o cenário no qual é necessário trocar o modo de operação dos BESSs e abrir o PCC. Foi visto que durante este período transitório, a MR sofre com a acentuada queda de tensão e rápida elevação da frequência, ocasionados pela ausência de controle primário de tensão e frequência na MR neste período. O atraso de tempo de 40 *ms* mostra variações que talvez poderiam ser suportadas, porém, nos casos de 80 *ms* e 160 *ms* os valores de tensão e frequência atingem valores que possivelmente levariam à atuação de proteções e desconexão de REDs. Contudo, a elevada taxa de variação de frequência observada poderia servir como uma variável de detecção de ilhamento, fornecendo uma detecção rápida e consequente curto atraso de tempo na troca do modo de operação e abertura do PCC.

O Ensaio 03 buscou verificar se haveria diferença significativa na resposta da MR ao ilhamento caso a abertura do PCC ocorresse antes da troca de modo de operação dos BESSs. Não foi verificada uma diferença significativa, nas condições e tempos simulados, que melhorasse ou piorasse a resposta. Em geral, houve uma pequena melhora pela elevação da tensão da MR, causada pela desconexão da Carga Externa R1. A situação inversa, da troca de modo ocorrer antes da abertura do PCC não foi diretamente simulada pois se assemelha ao cenário do Ensaio 04.

No Ensaio 04, foi proposto operar os BESSs sempre no mesmo modo de operação, o *grid-supporting*, a fim de não necessitar a troca de modo de operação no ilhamento. Foram realizadas simulações com diferentes tempos de atraso para abertura do PCC, sendo estes tempos iguais

aos utilizados no Ensaio 02. Na situação do Ensaio 04, verifica-se que a MR não fica exposta à ausência do controle primário de tensão e frequência, assim a frequência da MR não sofre variações tão acentuadas como no Ensaio 02. A tensão da MR cai significativamente, embora não de forma tão acentuada quanto no Ensaio 02. Esta queda de tensão é devida, na maior parte, à influência da Carga Externa R1 que é bem maior do que a capacidade da MR. A desvantagem observada é que, devido à Carga Externa R1, até que não ocorra a abertura do PCC, os BESSs respondem com um elevado fornecimento de potência para a MR e para a Carga Externa R1, de tal forma que neste período eles ficam expostos a sobrecarga, altas correntes de saída e redução acentuada da suas tensões no elo CC. Quanto maior o atraso de tempo para abertura do PCC, mais tempo os BESS ficam nesta situação e maior são as oscilações observadas para acomodação do sistema após a abertura do PCC.

Ao término, foi apresentada uma comparação do Ensaio 02 e do Ensaio 04, facilitando a observação das diferentes características de resposta dos dois cenários. Em geral, o cenário do Ensaio 04 mostra melhores resultados, inclusive na comparação das respostas para os FVs, uma vez que a atuação contínua do controle primário mantém as grandezas da MR em valores mais próximos à operação normal. No entanto, neste cenário, a influência da Carga Externa R1 se torna mais visível e importante, podendo ocasionar sobrecargas consideráveis e talvez inadmissíveis nos BESSs e na MR. Também foi destacado que a utilização do cenário do Ensaio 04 requer mais estudos e análises da operação conectada da MR com os BESSs operando no modo *grid-supporting*, nos quais é necessário avaliar os benefícios, desvantagens e desafios desta forma de operação tanto para os BESSs quanto para a MR e a rede principal.

Capítulo 6

Conclusão

Este trabalho contemplou a definição, conceito, características, bem como aspectos da operação e controle das MRs. O controle hierárquico de MRs foi utilizado como método de controle, sendo abordado para este estudo o controle primário através do método de *droop*.

Dentro da operação de MRs, o tema abordado foi o ilhamento de MRs. Através de um levantamento bibliográfico de estudos sobre o tema, observou-se que grande parte deles focam especificamente nas estratégias de controle dos conversores de potência, buscando uma transição suave entre os esquemas de controle, e que, em geral, não são considerados problemas práticos que podem ocorrer na operação das MRs. Desta forma, este trabalho buscou abordar alguns destes temas práticos, sendo proposto o estudo de problemas como: ilhamento por desligamento da rede principal sem prévio conhecimento ou ação da MR, atrasos de tempo entre o ilhamento e as ações de troca de controle e abertura do PCC e a influência de cargas externas à MR.

Para realizar as simulações necessárias para estudar o tema proposto, foi necessário aprimorar e desenvolver modelos dos REDs. Durante esta etapa, foi percebido que estes modelos requerem conteúdos e conceitos de diversos temas como sistemas de controle, eletrônica de potência, recursos energéticos e estratégias de operação, e que estes assuntos são bastante dispersos na literatura. Assim, foram descritos, referenciados e compilados neste trabalho os principais temas necessários para desenvolver os modelos dos REDs. Mostrou-se o desenvolvimento de modelos mais detalhados para os REDs utilizados na MR: os BESSs e os FVs. Foi aprofundada a modelagem da fonte primária de energia (bateria e painéis FV), da conversão CC/CC e dinâmica do elo CC e dos sistemas de controle associados. Também foi necessário integrar os controles do lado CC com o lado CA do VSC, levando à obtenção de diferentes modelos operativos entre as fontes despacháveis (BESS) e não despacháveis (FV). Foram obtidos modelos que podem utilizar fonte primária completa ou fonte ideal e VSC modelado por valores médios ou por chaveamento, possibilitando quatro tipos diferentes de modelos através das combinações.

Em virtude de que foram estudados diferentes modelos para os REDs, foi realizada uma simulação de ilhamento para diferentes modelos e identificado o modelo mais adequado com base na precisão e custo computacional. O modelo escolhido contempla a modelagem das fontes primárias e a dinâmica do circuito CC e utiliza o modelo de valores médios para o VSC.

Este resultado serve como base para estudos similares que desejem identificar qual modelo é mais adequado ao estudo e aos recursos computacionais disponíveis.

No ilhamento realizado com troca de modo de operação dos BESSs, foi visto que a MR sofre com a acentuada queda de tensão e rápida elevação da frequência, ocasionados pela ausência de controle primário de tensão e frequência na MR neste período. Quanto maior o atraso utilizado na simulação, maiores foram os desvios de tensão e frequência observados. No ilhamento realizado sem troca de modo de operação dos BESSs, foi verificado que a tensão e frequência da MR não sofrem variações tão acentuadas como no caso anterior, uma vez que a MR possui continuamente controle primário de tensão e frequência. As simulações com maior atraso de tempo não apresentaram desvios maiores de tensão e frequência. No entanto, nesta situação, pode ocorrer sobrecarga nos BESSs no período transitório devido às cargas externas da MR.

Estes resultados mostram que é necessário que a MR tenha REDs capazes de controlar tensão e frequência rapidamente após um ilhamento não intencional, o que necessita a operação contínua dos BESS em modo *grid-supporting* ou mecanismos de detecção de ilhamento e comando de troca de controle bastante rápidos nos BESSs. Também foi evidenciado que é importante considerar as cargas externas no estudo de ilhamento não intencional da MR, uma vez que elas podem ter significativa influência no desempenho dinâmico. No caso de utilização dos BESSs operando continuamente no mesmo modo, é necessário estudar a operação destes dispositivos no modo conectado da MR, verificando sua resposta à comandos de variação de potência ativa e reativa e à perturbações e variações da rede elétrica.

6.1 Publicações

A discussão sobre ilhamento de MRs do Capítulo 3 apresentou o problema tratado neste trabalho. Uma análise a respeito deste problema foi realizada no artigo "*A Microgrid Islanding Performance Study Considering Time Delay in Island Detection*", o qual foi publicado na *Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (IEEE T&D LA 2020)* (Ioris et al., 2020). Neste artigo, foi mostrado que o ilhamento não intencional da MR leva a um atraso na troca de modos de operação, caso a troca seja necessária, e pode deixar a MR operando ilhada com cargas externas por um período de tempo.

Os estudos e os modelos desenvolvidos no Capítulo 4 foram publicados no artigo intitulado "*A power electronic converter-based microgrid model for simulation studies - Fundamental controls, DER modeling and applications*" foi publicado na revista *Energy Systems* (Ioris, de Godoy, Felisberto, Poloni, de Almeida & Marujo, 2021), o qual teve como objetivo propor um *benchmark* para estudos em MRs.

Também foram resultados deste trabalho as contribuições para a escrita do Capítulo "*Microgrid Operation and Control: from grid-connected to islanded mode*" do livro *Practical As-*

pects of Active Distribution Networks (Ioris, de Godoy, Felisberto, Poloni, de Almeida & Marujo, 2021 - submetido para revisão), o qual está em fase de revisão para publicação. Foram elaboradas descrições sobre a operação e o controle de MRs durante sua operação ilhada e após o evento de ilhamento.

Referências Bibliográficas

- Abadi, M. & Sadeghzadeh, S. M. (2019). A control approach with seamless transition capability for a single-phase inverter operating in a microgrid, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* **111**(October 2018): 475–485. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- Alanne, K. & Saari, A. (2006). Distributed energy generation and sustainable development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **10**(6): 539–558. Citado na página 17.
- Bazargan, D., Bahrani, B. & Filizadeh, S. (2018). Reduced Capacitance Battery Storage DC-Link Voltage Regulation and Dynamic Improvement Using a Feedforward Control Strategy, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **33**(4): 1659–1668. Citado 3 vezes nas páginas 46, 62 e 63.
- Bidram, A. & Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system, *IEEE Transactions on Smart Grid* **3**(4): 1963–1976. Citado 11 vezes nas páginas 18, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 37, 38 e 52.
- Bidram, A., Davoudi, A., Lewis, F. L. & Guerrero, J. M. (2013). Distributed cooperative secondary control of microgrids using feedback linearization, *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(3): 3462–3470. Citado 8 vezes nas páginas 30, 34, 46, 47, 50, 52, 60 e 61.
- Blair, N., Diorio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T. W. & Wagner, M. J. (2018). System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5), *Technical Report NREL/TP-6A20-70414*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf> Citado na página 66.
- Bobrowska-Rafal, M., Rafal, K., Jasinski, M. & Kazmierkowski, M. (2011). Grid synchronization and symmetrical components extraction with pll algorithm for grid connected power electronic converters - a review, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences* **59**(No 4): 485–497. Citado na página 49.
- Borup, U., Blaabjerg, F. & Enjeti, P. N. (2001). Sharing of nonlinear load in parallel-connected three-phase converters, *IEEE Transactions on Industry Applications* **37**(6): 1817–1823. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.
- Chandorkar, M. C., Divan, D. M. & Adapa, R. (1993). Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems, *IEEE Transactions on Industry Applications* **29**(1): 136–143. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.
- Chen, C. L., Wang, Y., Lai, J. S., Lee, Y. S. & Martin, D. (2010). Design of parallel inverters for smooth mode transfer microgrid applications, *IEEE Transactions on Power Electronics* **25**(1): 6–15. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 58.
- Das, D., Gurralla, G. & Jayachandra Shenoy, U. (2018). Linear quadratic regulator-based bumpless transfer in microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **9**(1): 416–425. Citado na página 42.
- Das, D., Gurralla, G. & Shenoy, U. J. (2017). Transition between grid-connected mode and

- islanded mode in VSI-fed microgrids, *Sadhana - Academy Proceedings in Engineering Sciences* **42**(8): 1239–1250. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 42.
- Delille, G., François, B. & Malarange, G. (2012). Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **3**(4): 931–939. Citado na página 62.
- Delille, G. M. A. (2010). *Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques : approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution*, Theses, Ecole Centrale de Lille.
URL: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00586088> Citado na página 63.
- Farias, G. A. B. & Reginatto, R. (2019). Anti-windup action in inverters control of distributed generation photovoltaic systems, *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2018 - Proceedings* **6**: 367–374. Citado 5 vezes nas páginas 46, 66, 67, 68 e 69.
- Farrokhhabadi, M., Konig, S., Canizares, C. A., Bhattacharya, K. & Leibfried, T. (2018). Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation, *IEEE Transactions on Power Systems* **33**(2): 2301–2312. Citado 4 vezes nas páginas 43, 62, 63 e 64.
- Fu, Q., Nasiri, A., Bhavaraju, V., Solanki, A., Abdallah, T. & Yu, D. C. (2014). Transition management of microgrids with high penetration of renewable energy, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(2): 539–549. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- Ganjian-Aboukheili, M., Shahabi, M., Shafiee, Q. & Guerrero, J. M. (2020). Seamless transition of microgrids operation from grid-connected to islanded mode, *IEEE Transactions on Smart Grid* **11**(3): 2106–2114. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 39 e 42.
- Gao, F. & Iravani, M. R. (2008). A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation, *IEEE Transactions on Power Delivery* **23**(2): 850–859. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 39.
- Gkountaras, A. (2017). *Modeling techniques and control strategies for inverter dominated microgrids*, PhD thesis, Universitätsverlag der TU Berlin.
URL: <http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-5520> Citado 7 vezes nas páginas 47, 53, 54, 63, 64, 65 e 66.
- Gkountaras, A., Dieckerhoff, S. & Sezi, T. (2015). Evaluation of current limiting methods for grid forming inverters in medium voltage microgrids, *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2015* pp. 1223–1230. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 55.
- Golestan, S., Ramezani, M., Guerrero, J. M., Freijedo, F. D. & Monfared, M. (2014). Moving average filter based phase-locked loops: Performance analysis and design guidelines, *IEEE Transactions on Power Electronics* **29**(6): 2750–2763. Citado 3 vezes nas páginas 48, 49 e 50.
- Green, T. C. & Prodanović, M. (2007). Control of inverter-based micro-grids, *Electric Power Systems Research* **77**(9): 1204–1213. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 22.
- Guerrero, J. M., De Vicuña, L. G., Matas, J., Miret, J. & Castilla, M. (2004). Output impedance design of parallel-connected UPS inverters, *IEEE International Symposium on Industrial Electronics* **2**(4): 1123–1128. Citado na página 31.

- Guerrero, J. M., de Vicuna, L. G., Matas, J., Castilla, M. & Miret, J. (2004). A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems, *IEEE Transactions on Power Electronics* **19**(5): 1205–1213. Citado 4 vezes nas páginas 19, 31, 33 e 34.
- Guerrero, J. M., Hang, L. & Uceda, J. (2008). Control of distributed uninterruptible power supply systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **55**(8): 2845–2859. Citado na página 31.
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G. & Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**(1): 158–172. Citado 7 vezes nas páginas 18, 27, 28, 32, 38, 46 e 47.
- He, J. & Li, Y. W. (2011). Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation, *IEEE Transactions on Industry Applications* **47**(6): 2525–2538. Citado na página 34.
- Hirsch, A., Parag, Y. & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **90**(September 2017): 402–411.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040> Citado na página 22.
- Ioris, D., Almeida, A. B. D. & Godoy, P. T. D. (2020). A Microgrid Islanding Performance Study Considering Time Delay in Island Detection, *ISGT – LA 2020*, Montevideo. Citado 3 vezes nas páginas 40, 76 e 98.
- Ioris, D., de Godoy, P. T., Felisberto, K. D. R., Poloni, P., de Almeida, A. B. & Marujo, D. (2021). A power electronic converter-based microgrid model for simulation studies, *Energy Systems* .
URL: <https://doi.org/10.1007/s12667-021-00440-0> Citado na página 98.
- Ioris, D., de Godoy, P. T., Felisberto, K. D. R., Poloni, P., de Almeida, A. B. & Marujo, D. (2021 - submetido para revisão). *Practical Aspects of Active Distribution Networks*, International Series on Computational Intelligence, Springer International Publishing, chapter Microgrid Operation and Control: from grid-connected to islanded mode. Citado na página 99.
- Issa, W. R., Khateb, A. H. E., Abusara, M. A. & Mallick, T. K. (2018). Control strategy for uninterrupted microgrid mode transfer during unintentional islanding scenarios, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **65**(6): 4831–4839. Citado na página 43.
- Jayaraman, M., Sreedevi, V. T. & Balakrishnan, R. (2013). Analysis and design of passive filters for power quality improvement in standalone pv systems, *2013 Nirma University International Conference on Engineering (NUICONE)*, pp. 1–6. Citado na página 51.
- Katiraei, F., Iravani, M. R. & Lehn, P. (2004). Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process, *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting* **2**(1): 2175. Citado 4 vezes nas páginas 19, 31, 32 e 36.
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N. & Dimeas, A. (2008). Microgrids management, *IEEE Power and Energy Magazine* **6**(3): 54–65. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 22.
- Lasseter, R. H. (2001). Microgrids [distributed power generation], *Proc. IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet.* **1**: 146–149. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 21.

- Lasseter, R. H. (2002). MicroGrids, *Proc. IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet* **1**: 305–308. Citado 4 vezes nas páginas 18, 21, 23 e 24.
- Li, Y. W. & Kao, C. N. (2009). An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid, *IEEE Transactions on Power Electronics* **24**(12): 2977–2988. Citado 5 vezes nas páginas 19, 31, 33, 34 e 39.
- Lidula, N. W. & Rajapakse, A. D. (2011). Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **15**(1): 186–202. Citado 3 vezes nas páginas 18, 22 e 25.
- Lo Calzo, G., Lidozzi, A., Solero, L. & Crescimbeni, F. (2015). LC Filter Design for On-Grid and Off-Grid Distributed Generating Units, *IEEE Transactions on Industry Applications* **51**(2): 1639–1650. Citado na página 51.
- Lopes, J. A., Moreira, C. L. & Madureira, A. G. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(2): 916–924. Citado 3 vezes nas páginas 17, 37 e 38.
- Lou, G., Gu, W., Wang, J., Wang, J. & Gu, B. (2018). A Unified Control Scheme Based on a Disturbance Observer for Seamless Transition Operation of Inverter-Interfaced Distributed Generation, *IEEE Transactions on Smart Grid* **9**(5): 5444–5454. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- Ma, T., Yang, H. & Lu, L. (2014). Solar photovoltaic system modeling and performance prediction, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **36**: 304 – 315.
URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114002950> Citado 2 vezes nas páginas 66 e 67.
- MME/EPE (2021a). Nota Técnica EPE DEA-SEE 009/2021 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2031, *Relatório técnico*, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília. Citado na página 17.
- MME/EPE (2021b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, *Relatório técnico*, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Brasília. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- Mohamed, Y. A. R. I. & El-Saadany, E. F. (2008). Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids, *IEEE Transactions on Power Electronics* **23**(6): 2806–2816. Citado 6 vezes nas páginas 47, 51, 52, 53, 60 e 61.
- Mohamed, Y. A. R. I. & Radwan, A. A. (2011). Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems, *IEEE Transactions on Smart Grid* **2**(2): 352–362. Citado na página 42.
- Mohamed, Y. A. R. I., Zeineldin, H. H., Salama, M. M. & Seethapathy, R. (2012). Seamless formation and robust control of distributed generation microgrids via direct voltage control and optimized dynamic power sharing, *IEEE Transactions on Power Electronics* **27**(3): 1283–1294. Citado na página 42.
- Mukherjee, N. & Strickland, D. (2016). Control of Cascaded DC-DC Converter-Based Hybrid Battery Energy Storage Systems - Part II: Lyapunov Approach, *IEEE Transactions on*

- Industrial Electronics* **63**(5): 3050–3059. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 64.
- Nicastri, A. & Nagliero, A. (2010). Comparison and evaluation of the pll techniques for the design of the grid-connected inverter systems, *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 3865–3870. Citado na página 49.
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G. A. & Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(4): 1905–1919. Citado 7 vezes nas páginas 18, 19, 22, 23, 25, 28 e 36.
- Pegueroles-Queralt, J., Bianchi, F. D. & Gomis-Bellmunt, O. (2014). Control of a lithium-ion battery storage system for microgrid applications, *Journal of Power Sources* **272**: 531–540. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 63.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R. & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: Definition, benefits and issues, *Energy Policy* **33**(6): 787–798. Citado na página 17.
- Piardi, A. B., Otto, R. B., Otremba, L., Motter, D., Pavani, A. P. G. & Ramos, R. A. (2019). Impact of rocof-based islanding detection on the stand-alone operation of a distributed synchronous generator, *2019 IEEE Milan PowerTech*, pp. 1–6. Citado na página 37.
- Planas, E., Gil-De-Muro, A., Andreu, J., Kortabarria, I. & Martínez De Alegría, I. (2013). General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **17**: 147–159. Citado 6 vezes nas páginas 22, 23, 25, 28, 31 e 33.
- Ramezani, M., Li, S. & Sun, Y. (2019). DQ-reference-frame based impedance and power control design of islanded parallel voltage source converters for integration of distributed energy resources, *Electric Power Systems Research* **168**(August 2018): 67–80.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.10.017> Citado 2 vezes nas páginas 60 e 61.
- Reznik, A., Simoes, M. G., Al-Durra, A. & Mueeen, S. M. (2014). LCL Filter design and performance analysis for grid-interconnected systems, *IEEE Transactions on Industry Applications* **50**(2): 1225–1232. Citado na página 51.
- Robles, E., Ceballos, S., Pou, J., Zaragoza, J. & Gabiola, I. (2008). Grid synchronization method based on a quasi-ideal low-pass filter stage and a phase-locked loop, *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 4056–4061. Citado na página 49.
- Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F. & Rodríguez, P. (2012). Control of power converters in AC microgrids, *IEEE Transactions on Power Electronics* **27**(11): 4734–4749. Citado 4 vezes nas páginas 50, 55, 57 e 58.
- Strunz, K., Abbey, C., Andrieu, C., Campbell, R. C. & Fletcher, R. (2014). *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, number April, CIGRE. Citado 3 vezes nas páginas 72, 73 e 74.
- Talapur, G. G., Suryawanshi, H. M., Xu, L. & Shitole, A. B. (2018). A Reliable Microgrid with Seamless Transition between Grid Connected and Islanded Mode for Residential Community with Enhanced Power Quality, *IEEE Transactions on Industry Applications* **54**(5): 5246–5255. Citado na página 42.
- Tayab, U. B., Roslan, M. A. B., Hwai, L. J. & Kashif, M. (2017). A review of droop con-

- trol techniques for microgrid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **76**(November 2016): 717–727. Citado 5 vezes nas páginas 30, 31, 32, 33 e 34.
- The MathWorks, I. (2021). PLL Documentation, online MATLAB Support Documentation. Acesso em: Julho/21.
URL: <https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/pll.html> Citado na página 50.
- Tirumala, R., Mohan, N. & Henze, C. (2002). Seamless transfer of grid-connected PWM inverters between utility-interactive and stand-alone modes, *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC* **2**(c): 1081–1086. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., Luna, A., Rodríguez, P. & Teodorescu, R. (2009). Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **56**(10): 4088–4096. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- Villalva, M. G., Gazoli, J. R. & Filho, E. R. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, *IEEE Transactions on Power Electronics* **24**(5): 1198–1208. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 67.
- Wang, J., Chang, N. C. P., Feng, X. & Monti, A. (2015). Design of a Generalized Control Algorithm for Parallel Inverters for Smooth Microgrid Transition Operation, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **62**(8): 4900–4914. Citado 3 vezes nas páginas 42, 56 e 62.
- Yang, Y., Chen, W. & Blaabjerg, F. (2014). *Advanced Control of Photovoltaic and Wind Turbines Power Systems*, Springer International Publishing, Cham, pp. 41–89.
URL: https://doi.org/10.1007/978-3-319-03401-0_2 Citado 2 vezes nas páginas 66 e 67.
- Yao, W., Chen, M., Matas, J., Guerrero, J. M. & Qian, Z. M. (2011). Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**(2): 576–588. Citado na página 34.
- Yao, Z., Xiao, L. & Yan, Y. (2010). Seamless transfer of single-phase grid-interactive inverters between grid-connected and stand-alone modes, *IEEE Transactions on Power Electronics* **25**(6): 1597–1603. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 42.
- Yazdani, A. & Iravani, R. (2010). *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA.
URL: <http://doi.wiley.com/10.1002/9780470551578> Citado 9 vezes nas páginas 45, 46, 47, 48, 49, 52, 53, 54 e 66.
- Zheng, F., Lin, X., Lin, Y., Zhang, Y. & Zhang, Y. (2019). Design of a novel hybrid control strategy for es grid-connected inverter for smooth microgrid transition operation, *IEEE Access* **7**: 171950–171965. Citado na página 42.

Apêndice A

Apêndice

As tabelas A.1 e A.2 apresentam os parâmetros do modelo e do controle do BESS. As tabelas A.3 e A.4 apresentam os parâmetros do modelo e do controle do FV.

Tabela A.1: Modelo do BESS - Parâmetros do conversor CC/CA

Elemento	Valor	Elemento	Valor
Corrente nominal RMS (A)	65	Máxima corrente RMS (A)	97.5
Capacitância do filtro C_F (μF)	45	Reatância do filtro L_F (mH)	1.45
Resistência <i>Damping</i> do filtro R_{CF} (Ω)	0.29	Resistência do indutor do filtro R_f (Ω)	0.1
Ganho integral do controle de corrente - K_{ii}	403.5	Ganho proporcional do controle de corrente - K_{pi}	5.8
Ganho integral do controle de tensão - K_{iv}	51.2	Ganho proporcional do controle de tensão - K_{pv}	0.075
Ganho do <i>feed-forward</i> de corrente - K_{iff}	0.5	Ganho dos <i>droops</i> de tensão e frequência - m/n (%)	5 / 5
Frequência de corte do filtro de potência ativa ω_c (P) (rad/s)	20	Frequência de corte do filtro de potência reativa ω_c (Q) (rad/s)	20
Impedância virtual Valor (Ω) BESS 1	j0.94	Impedância virtual Valor (Ω) BESS 2	j1.04

Tabela A.2: Modelo do BESS - Parâmetros da bateria e do conversor CC/CC

Elemento	Valor	Elemento	Valor
Tensão de circuito aberto da célula de bateria (SoC 50%) V_{oc} (V)	3.6	Corrente nominal célula de bateria (Ah)	5
Resistência equivalente da célula de bateria - R_{cel} (m Ω)	184	Número de células de bateria em série - N_{cel}	50
Tensão de circuito aberto da bateria (SoC 50%) - $V_{bat_{oc}}$ (V)	180	Número de <i>strings</i> de células de bateria em paralelo - N_s	60
Corrente nominal da bateria (Ah)	300	Corrente máxima da bateria - ($I_{bat_{max}}$) (A)	600
Indutância do indutor de <i>Chopper</i> - L_{chop} (mH)	4E-3	Resistência do indutor de <i>Chopper</i> - R_{Lchop} (Ω)	0.03
Referência de tensão do elo CC - $V_{cc_{ref}}$ (V)	800	Capacitor do elo CC C_{cc} (mF)	2
Ganho do controle de tensão $V_{cc} - K_{v_b}$	0.3	Constante de tempo do controle de tensão $V_{cc} - T_{v_b}$	0.04
Ganho do controle de corrente da bateria - K_{i_b}	4	Constante de tempo do controle de corrente da bateria - T_{i_b}	0.004

Tabela A.3: Modelo do FV - Parâmetros do conversor CC/CA

Elemento	Valor	Elemento	Valor
Corrente nominal RMS (A)	30.3	Máxima corrente RMS (A)	33.3
Capacitância do filtro - C_F (μ F)	20	Indutâncias dos filtros L_{F1}/L_{F2} (mH)	3.1/0.7
Resistência <i>Damping</i> do filtro R_{CF} (Ω)	0.6	Resistência do indutor do filtro R_{LF1}/R_{LF2} (m Ω)	100/5
Ganho integral do controle de corrente - K_{ii}	202	Ganho proporcional do controle de corrente- K_{pi}	6.3
Frequência de corte do filtro de potência ativa ω_c (P) (rad/s)	100	Frequência de corte do filtro de potência reativa ω_c (Q) (rad/s)	100

Tabela A.4: Modelo do FV - Parâmetros dos módulos FV e conversor CC/CC

Elemento	Valor	Elemento	Valor
Módulos FV conectados em série por <i>string</i>	10	<i>Strings</i> em paralelo	7
Máxima potência do módulo FV (Wp)	300	Máxima potência da matriz FV (kWp)	21
Tensão de circuito aberto do módulo FV (V)	44.6	Tensão de circuito aberto da matriz FV	446
Tensão do ponto de máxima potência do módulo FV (V)	36.1	Tensão do ponto de máxima potência da matriz FV (V)	361
Corrente do ponto de máxima potência do módulo FV (A)	8.3	Corrente do ponto de máxima potência da matriz FV (A)	58.1
Reatância do indutor de <i>Chopper</i> - L_{chop} (mH)	4E-3	Resistência do indutor de <i>Chopper</i> - R_{Lchop} (Ω)	0.03
Referência de tensão do elo CC - V_{cc} (V)	800	Capacitor do elo CC C_{dc} (μ F)	500
Ganho do controle de V_{cc} (controle de potência ativa) Kp_{fv}	0.2	Constante de tempo do controle de V_{cc} (controle de potência ativa) Tp_{fv}	10E-3
Ganho do controle de potência reativa - Kq_{fv}	0.4E-3	Constante de tempo do controle de potência reativa - Tq_{fv}	10E-3