



CONTROLE E SISTEMAS DE SUPERVISÃO PARA MICRORREDES CA COM FONTES RENOVÁVEIS E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Paolo Cesar Erazo Huera

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias
Gustavo da Silva Viana

Rio de Janeiro
Dezembro de 2024

CONTROLE E SISTEMAS DE SUPERVISÃO PARA MICRORREDES CA COM
FONTES RENOVÁVEIS E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Paolo Cesar Erazo Huera

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias
Gustavo da Silva Viana

Aprovada por: Prof. Robson Francisco da Silva Dias
Prof. Gustavo da Silva Viana
Prof. Thiago Monteiro Tuxi
Prof. Janaína Gonçalves de Oliveira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
DEZEMBRO DE 2024

Erazo Huera, Paolo Cesar

Controle e sistemas de supervisão para Microrredes CA com Fontes Renováveis e Armazenamento de Energia/Paolo Cesar Erazo Huera. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XVIII, 105 p.: il.; 29,7cm.

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias

Gustavo da Silva Viana

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 94 – 98.

1. Controle Supervisório. 2. Microrredes. 3. Sistema a Eventos Discretos. I. da Silva Dias, Robson Francisco *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho a meus pais
e família.*

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todas as pessoas que tornaram possível este momento especial na minha vida.

Primeiramente, quero destacar a importância da minha mãe, Lilia, que é o pilar fundamental da minha existência. Ela sempre me apoiou em meus planos e sonhos, mostrando-me o valor da determinação e da perseverança. Meu pai, Cesar, também desse modo, foi uma fonte de inspiração, incentivando-me a lutar pelos meus objetivos e enfatizando o poder transformador da educação, um ensinamento que se mostrou verdadeiro ao longo da minha jornada.

Não posso deixar de mencionar meus irmãos e sobrinhos, que são a minha força propulsora para seguir adiante e perseguir aquilo que tanto almejo. O apoio incondicional da minha família é inestimável, e a sua união tem sido uma constante fonte de encorajamento.

Gostaria de agradecer especialmente ao meu orientador, Professor Robson, que contribuiu muito para o desenvolvimento deste trabalho, conselhos ao longo do meu mestrado e por me permitir ser seu orientado. Ele acreditou muito em mim e sou imensamente grato por todo o aprendizado durante este tempo. Gostaria também de expressar minha gratidão ao Professor Gustavo por aceitar ser meu coorientador. Sua vasta experiência na Teoria de Controle Supervisório foi fundamental, permitindo um valioso intercâmbio de ideias sobre a aplicação dessa teoria no desenvolvimento do meu trabalho.

Quero agradecer meus amigos aqui no Brasil, João, Lauro, Gleydsom, Carlos, Gabriel, Janito, Luan e todos do laboratório LAFAE, ELEPOT e LEMT. Aos meus amigos no Equador, Milton, Auro, Justine e Andrés, que me ajudaram muito e me animaram a seguir, sou afortunado por tê-los em minha vida.

Por fim, gostaria de agradecer a todos que contribuíram de alguma forma para o desenvolvimento deste trabalho. Assim também, sou muito grato ao Brasil por todo o aprendizado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

CONTROLE E SISTEMAS DE SUPERVISÃO PARA MICRORREDES CA COM FONTES RENOVÁVEIS E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Paolo Cesar Erazo Huera

Dezembro/2024

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias

Gustavo da Silva Viana

Programa: Engenharia Elétrica

Em uma microrrede, onde diferentes sistemas de geração de energia baseados em diferentes tecnologias e classificações de potência estão interconectados, é necessário implementar uma estrutura de controle hierárquica orientada para minimizar o custo da operação, maximizando a eficiência, a confiabilidade e a controlabilidade. Dessa forma, este trabalho tem como finalidade o controle primário e secundário para integração de fontes renováveis de energia e de sistema de armazenamento de energia em microrredes conectadas a redes de distribuição e de forma isolada. As unidades de geração distribuída (GD) desempenham um papel importante na redução das emissões de dióxido de carbono e diminuição da geração de energia por fontes não renováveis. No entanto, as unidades de GD também podem trazer desafios para a rede de distribuição, como fluxo de potência inverso, desvios de tensão e flutuações de frequência. Quando várias unidades de GD são agrupadas, elas podem formar uma microrrede (MG) que resolve os problemas causados pela alta penetração de unidades de GD com sucesso e torna possível a aplicação em larga escala de sistemas de GD. Todos os controladores para as unidades DG no modo conectado à rede são diferentes comparados ao modo ilhado. No caso conectado à rede, os controladores locais estão configurados como seguidores ou suporte de rede. No caso ilhado com vários inversores em paralelo, ao menos um controlador local deve ser configurado como formador de rede. Atuando como fonte de tensão, o conversor é responsável por controlar a tensão e frequência da MG. Ele injeta ou absorve as potências ativa e reativa se a frequência ou a tensão em MG diminuir ou aumentar, respectivamente. Este trabalho apresenta simulações em tempo real, onde é desenvolvido um sistema de gerenciamento de potência (PMS) utilizando a Teoria de Controle Supervisório

(TCS) baseada em eventos discretos. Além disso, as funções do PMS e da microrrede são implementadas e validadas através da metodologia conhecida como *Rapid Control Prototyping* (RCP). Os resultados apresentados neste trabalho comprovam o funcionamento do sistema tanto nos modos conectado à rede quanto no modo ilhado, assim como a transição entre esses modos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THESIS TITLE

Paolo Cesar Erazo Huera

December/2024

Advisors: Robson Francisco da Silva Dias

Gustavo da Silva Viana

Department: Electrical Engineering

In a microgrid, where different power generation systems based on different technologies and power ratings are interconnected, it is necessary to implement a hierarchical control structure aimed at minimizing the operation cost, maximizing efficiency, reliability and controllability. Thus, this work aims at the primary and secondary control for the integration of renewable energy sources and energy storage system in a microgrid connected to distribution networks and in an isolated way.

Distributed generation units (DG) play an important role in reducing carbon dioxide emissions and reducing energy generation from non-renewable sources. However, DG units can also bring challenges to the distribution grid, such as reverse power flow, voltage deviations and frequency fluctuations. When several GD units are grouped together, they can form a microgrid (MG) which successfully solves the problems caused by high penetration of GD units and makes possible the large-scale application of GD systems.

All controllers for DG units in grid connected mode are different compared to islanded mode. In the case connected to the grid, the local controllers are configured as grid followers. In the islanded case with several inverters in parallel, at least one local controller must be configured as a grid former. Acting as a voltage source, the converter is responsible for controlling the voltage and frequency of the MG. It injects or absorbs active and reactive power if the frequency or voltage in MG decreases or increases, respectively. This work presents real-time simulations, where a power management system (PMS) is developed using Supervisory Control Theory based on discrete events. Additionally, the functions of the PMS and the microgrid (MG) were implemented and validated using the methodology known as Rapid Control Prototyping (RCP). The results presented in this work demonstrate

the system's operation in both grid-connected and islanded modes, as well as the transition between these modes.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvi
Lista de Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	3
1.2 Motivação e objetivos	4
1.3 Principais contribuições do trabalho	5
1.4 Metodologia	6
1.5 Organização	6
1.6 Publicações	7
2 Microrredes e Controle Supervisório em microrredes CA	8
2.1 Microrredes	8
2.1.1 Regulação de microrredes no Brasil	9
2.1.2 Norma IEEE Std 2030.7–2017	10
2.1.3 Controle hierárquico em geral	12
2.2 Controle primário	13
2.2.1 Conversor Alimentador de Rede	13
2.2.2 Conversor Formador de Rede	14
2.2.3 Conversores de Suporte à Rede	15
2.2.4 Modelo de GDs	18
2.3 Controle secundário	33
2.3.1 Gerenciamento de potência	33
2.3.2 Sistema a Eventos Discretos (SEDs)	34
2.3.3 Controle Supervisório	36
2.3.4 Arquitetura Centralizada	40
2.3.5 Arquitetura Descentralizada	40

3	Modelagem de gerenciamento de potência baseado na Teoria de Controle Supervisório	43
3.1	Modelagem de alguns componentes da microrrede na abordagem de SEDs	44
3.1.1	Estado do disjuntor no POI (BRK_M)	45
3.1.2	Unidades Fotovoltaicas (PV_1 e PV_2)	45
3.1.3	Sistema de gerenciamento de bateria (BMS_1 e BMS_2)	46
3.1.4	Sistemas de armazenamento de energia ($BESS_1$ e $BESS_2$)	46
3.1.5	Transições definidas pela frequência	48
3.1.6	Medição da Tensão RMS (V_{rms})	49
3.1.7	Medição da potência ativa da rede (P_{REDE})	50
3.1.8	Modelagem do comando para ativar/desativar a função <i>peak shaving</i> (ENB_PEAKS).	51
3.2	Especificações do controle supervisor	52
3.2.1	Modo conectado	53
3.2.2	Ilhamento não intencional e reconexão com a rede	53
3.2.3	Modo ilhado	55
3.3	Síntese do Supervisor	57
3.3.1	Supervisor 1 - Modo conectado	58
3.3.2	Supervisor 2 - Ilhamento não intencional (SIMSUP2):	60
3.3.3	Supervisores, 3, 4 e 5 - Modo ilhado	61
3.4	Implementação dos supervisores no simulink	65
3.5	Conclusão	67
4	Aplicação de controle supervisor em microrredes CA: estudo de caso	68
4.1	Estrutura da microrrede proposta	68
4.2	Resultados e Discussões sobre os LCs	69
4.2.1	Validação do modelo dos conversores	69
5	Resultados e Discussões	77
5.1	Bancada de Teste <i>Hardware-in-the-Loop</i>	78
5.2	Validação da integração do PMS	79
5.2.1	Operação conectada à rede	80
5.2.2	Cenário 2: Desconexão não intencional	82
5.2.3	Cenário 3: Operação em ilha	86
6	Conclusões e trabalhos futuros	92
6.1	Conclusões	92
6.2	Propostas de Trabalhos Futuros	93

Referências Bibliográficas	94
A Parâmetros do sistema	99
A.1 Impedância da rede	100
B Projeto da tensão do Elo CC e do capacitor CC	101
B.1 Tensão do Elo CC	101
B.2 Capacitor CC	101
C Filtro LCL	103

Lista de Figuras

2.1	Estrutura da Microrrede.	9
2.2	Funções da microrrede.	11
2.3	Estrutura de controle da Microrrede.	14
2.4	Diagrama do conversor alimentador de rede [1].	14
2.5	Controle do conversor alimentador de rede [2].	15
2.6	Diagrama do formador de rede [1].	16
2.7	Controle do formador de rede [2].	16
2.8	Diagrama do suporte de rede [1].	17
2.9	Controle do suporte de rede como fonte de corrente [2].	17
2.10	Controle do suporte de rede como fonte de tensão [2].	18
2.11	Curvas droop de tensão e frequência em redes resistivas, geralmente em sistemas de baixa tensão [2].	18
2.12	Curva de Potência Ativa vs Tensão.	19
2.13	Curva de corrente vs Tensão.	20
2.14	Configuração do sistema fotovoltaico de um estágio de potência e algoritmo de controle.	21
2.15	Malha de controle de tensão.	24
2.16	Controle do sistema PV com (a) característica $V - P$, (b) controle CEA e (c) controle da potência de inércia.	25
2.17	Algoritmo de controle CEA no sistema fotovoltaico.	25
2.18	Curva de Potência Ativa vs velocidade.	26
2.19	Circuito WT.	27
2.20	Curva características BESS.	29
2.21	Configuração do sistema BESS.	30
2.22	Oscilador interno do BESS.	32
2.23	Diagrama com a malha do controle droop.	32
2.24	Operação de sincronização entre dois autômatos.	37
2.25	$G = G1 G2$	37
2.26	Diagrama de blocos do sistemas de eventos discretos	38
2.27	Planta do controle	39

2.28	Diagrama da arquitetura centralizada.	40
2.29	Diagrama da arquitetura descentralizada.	40
2.30	Diagrama de blocos do sistema de eventos discretos.	42
3.1	Microrrede implementada para o modelagem a eventos discretos.	44
3.2	Modelagem do disjuntor no POI.	45
3.3	Modelagem dos PVs em SED.	46
3.4	Modelagem dos BMS em SED.	47
3.5	Modelagem dos BESS em SED.	48
3.6	Modelagem dos BESS em SED.	48
3.7	Modelagem do PLL em SED.	49
3.8	Modelagem do medidor (V_{rms}) em SED.	50
3.9	Modelagem do medidor da Potência Ativa da rede.	51
3.10	Modelagem do autômato para ligar/desligar a função <i>peak shaving</i>	51
3.11	Modelagem da especificação 1 em SED.	54
3.12	Modelagem da especificação 2 em SED.	55
3.13	Modelagem da especificação 3 em SED.	56
3.14	Modelagem da especificação 4 em SED.	57
3.15	Modelagem da especificação 5 em SED.	57
3.16	Supervisor 1.	59
3.17	Supervisor 2.	61
3.18	Supervisor 3.	62
3.19	Supervisor 4.	63
3.20	Supervisor 5.	65
3.21	Conversão da máquina de estados sintetizada pela TCT para o <i>stateflow</i> do simulink.	66
4.1	Microrrede modificada da rede de distribuição de baixa tensão europeia [3].	69
4.2	Máscara com circuito do conversor fotovoltaico conectado a uma fonte com uma impedância com SCR igual a 10.	70
4.3	Corrente do sistema PV.	71
4.4	Medição da potência ativa e reativa no sistema fotovoltaico conectado à rede.	71
4.5	Teste do sistema fotovoltaico - Modo <i>curtailment</i>	72
4.6	Máscara com circuito do conversor eólico conectado a uma fonte com impedância com SCR igual a 10.	72
4.7	Corrente do sistema WT.	73
4.8	Máscara com circuito do conversor formador de rede conectado a uma carga de impedância constante (RL).	74

4.9	Medição da potência ativa e reativa do BESS e da rede nos modos de operação conectado à rede e ilhado.	75
4.10	Medição da tensão e corrente na carga.	75
4.11	Potência Ativa dos BESSs e das cargas.	76
4.12	Potência Reativa dos BESSs e das cargas.	76
5.1	Microrrede modificada da rede de distribuição de baixa tensão europeia.	77
5.2	Interface Hardware-in-the-Loop.	78
5.3	Configuração experimental do sistema HIL baseado em OPAL-RT.	79
5.4	Desempenho do corte de pico.	81
5.5	Dados de (a) irradiação e (b) velocidade do vento considerados para a simulação em tempo real.	81
5.6	Desempenho do supervisor 2 no cenário desconexão não intencional.	83
5.7	Desempenho do supervisor 2 com pouca geração das FERs.	83
5.8	Desempenho do supervisor 2 com muita geração das FERs.	84
5.9	Desempenho do supervisor 2 no cenário desconexão não intencional.	84
5.10	Tensão RMS da carga durante a desconexão com diferentes atrasos.	85
5.11	Visualização da corrente e tensão da carga no osciloscópio no caso de uma desconexão não intencional.	86
5.12	Desempenho da microrrede operando no modo Ilhado quando o SOC está acima de 80%.	87
5.13	Desempenho da microrrede no modo ilhado.	89
5.14	Desempenho da microrrede no modo ilhado.	90
5.15	Corrente do sistema fotovoltaico e tensão da microrrede.	91
5.16	(a) Potência ativa e (b) irradiação do PV 1 utilizados na simulação em tempo real.	91
C.1	Conversor trifásico com filtro LCL e amortecimento passivo (resistor de amortecimento, R_f)	103
C.2	Resposta do filtro LCL sem e com resistor de amortecimento.	105

Lista de Tabelas

3.1	Estado do disjuntor no POI	45
3.2	Eventos das unidades fotovoltaicas.	46
3.3	Eventos dos BMSs.	47
3.4	Eventos dos BESS.	48
3.5	Eventos do PLL.	49
3.6	Eventos da medição de tensão Vrms	50
3.7	Eventos da medição da Potência da rede.	51
3.8	Eventos da medição da Potência da rede.	51
3.9	Características técnicas dos modos de operação das fontes.	52
3.10	Eventos da especificação 1.	54
3.11	Eventos da especificação 2.	55
3.12	Eventos da especificação 3.	56
3.13	Eventos da especificação 4.	56
3.14	Eventos da especificação 5.	58
3.15	Descrição dos eventos do Supervisor 1.	60
3.16	Descrição dos eventos do Supervisor 2.	61
3.17	Descrição dos eventos do Supervisor 3.	62
3.18	Descrição dos eventos do Supervisor 4.	63
3.19	Descrição dos eventos do Supervisor 5.	64
4.1	Parâmetros de concepção do sistema fotovoltaico.	70
4.2	Parâmetros de concepção do sistema eólico.	73
4.3	Parâmetros de concepção do sistema de armazenamento de energia.	74
A.1	Dados dos diferentes cabos utilizados na microrrede.	99
A.2	Parâmetros do transformador da rede de distribuição.	100

Lista de Abreviaturas

P_{bat}	Potência nominal da bateria, p. 4
$P_{contratada}$	Potência contratada da microrrede., p. 53
f	Frequência, p. 49
BESS	Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria , p. 11
CAR	Conversor Alimentador da Rede, p. 13
CEA	Controlador de energia ativa, p. 24
CFR	Conversor Formador da Rede, p. 14
CI	Condutância incremental, p. 20
EMS	Sistema de gerenciamento de energia, p. 2
FERs	Fontes Renováveis de energia, p. 3
GD	Geração distribuída, p. 1
HIL	<i>Hardware-in-the-Loop</i> , p. 3
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> , p. 22
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável, p. 1
MG	Microrrede, p. 1
MPPT	Seguidores de ponto máximo de potência, p. 19
MPP	ponto de máxima potência, p. 19
PI	Proporcional-Integral, p. 22
POI	Ponto de Interconexão, p. 3
P&O	Perturbar e observar, p. 19

SCR	relação de curto-circuito, p. 69
SOC	Estado de carga, p. 68
TCS	Teoria de Controle Supervisório, p. 4

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos, a mudança climática se tornou uma preocupação no mundo relacionada ao uso de combustíveis fósseis para a geração e transporte de energia elétrica [4]. Portanto, de modo a reduzir o uso de fontes não renováveis, é necessário adotar medidas para diversificar a matriz energética e torná-la mais sustentável, com menos emissões. O uso de geração de energia limpa e renovável tem se tornado uma importante estratégia de desenvolvimento, sustentável, econômico e social para todos os países no mundo [4]. De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), em 2020, 28% da capacidade de produção de energia elétrica no mundo foi proveniente de fontes renováveis, gerando 2.779 GWh de energia no mundo, com as hidrelétricas sendo responsáveis por 1.211 GWh , eólicas 733 GWh e solares 714 GWh [5].

No Brasil, atualmente há um grande número de microrredes em desenvolvimento, impulsionado pelo crescimento da geração distribuída e a busca por soluções energéticas mais sustentáveis. Para acompanhar esse crescimento, estão sendo desenvolvidos novos aspectos regulamentares. Entre as iniciativas de microrredes (MGs) no Brasil, podemos destacar a microrrede na cidade de Curitiba, no Parque Barigui [6]. Essa microrrede é composta por um sistema de geração solar de 36 kW , combinado com um sistema de armazenamento de energia de $7,2\text{ kW}/28,8\text{ kWh}$, utilizando baterias de íons de lítio. Essa solução permite o armazenamento da energia excedente produzida durante o dia, que pode ser utilizada durante à noite ou em momentos de pico de consumo. Assim também, a microrrede Solar do Morro da Babilônia, no Rio de Janeiro, que fornece energia elétrica para a comunidade local por meio de painéis solares [7]; a microrrede de Energia Renovável de Fernando de Noronha, em Pernambuco, que utiliza fontes renováveis de energia para atender a demanda energética da ilha [8]; e a Microrrede de Fontes Intermitentes de Energia Renovável na Região Amazônica, que busca utilizar fontes renováveis de energia para suprir as necessidades energéticas da comunidade no Alto Juruá – AC. O projeto da Vila Restauração, iniciado em 2020 pela Energisa Acre e Alsol [9], faz parte dessa iniciativa.

A adoção de microrredes como as mencionadas anteriormente representa um passo importante na transição para um sistema energético mais limpo e eficiente, com benefícios ambientais e econômicos para a população.

À medida que o consumo de energia incrementa e com a mudança da matriz energética, a operação e controle das redes elétricas se torna cada vez mais complexa, tornando necessário uma estruturação hierárquica de controle. Neste contexto, divide-se o controle em três níveis: O primeiro nível é o controle primário, responsável por garantir a estabilidade e operação adequada dos Geradores Distribuídos (GDs). Esse controle é essencial para monitorar e controlar os GDs de forma a garantir que eles operem dentro de parâmetros específicos, mantendo a qualidade e confiabilidade do sistema elétrico [10]. O segundo nível é o controle secundário, cuja função é manter a tensão e frequência da rede elétrica dentro da faixa de operação adequada. Essa regulação é realizada de acordo com os códigos de rede específicos de cada país, que definem os limites permitidos para a tensão e frequência. O controle secundário atua de forma a ajustar os parâmetros de operação do sistema elétrico, garantindo que ele opere dentro dos limites estabelecidos. O terceiro nível é o controle terciário, que se baseia em algoritmos de otimização da geração, consumo e redução de custos. Esse controle utiliza técnicas avançadas de otimização para buscar o melhor uso dos recursos disponíveis, levando em consideração as demandas de energia, os custos de operação e as restrições do sistema. O controle terciário visa maximizar a eficiência energética, reduzir os custos de operação e promover a integração eficiente de fontes renováveis no sistema elétrico.

A microrrede deve assegurar o fornecimento confiável de energia elétrica tanto em modo conectado à rede quanto em modo ilhado. Essa capacidade é alcançada por meio da combinação de um sistema de gerenciamento de Potência (PMS) e um sistema de gerenciamento de energia (EMS), que coordenam a troca de energia dentro da microrrede levando em conta restrições técnicas, econômicas e ambientais.

Em particular, o EMS é responsável por otimizar a operação geral da microrrede, programando o despacho de recursos energéticos para um período de 24 horas com base em previsões de consumo de carga, geração de energia e minimização de custos. Já, o PMS deve garantir a estabilidade do sistema e o equilíbrio de potência entre a geração e o consumo, considerando os modos de operação dos controladores primários.

A estratégia empregada para o algoritmo do gerenciamento de potência é baseada na teoria de controle supervisão. A descrição matemática empregada para representar os elementos do sistema são modeladas por autômatos[11], da área de sistemas a eventos discretos. Cada elemento da microrrede pode ser representado por autômatos e assim podem ser sintetizados supervisores para atender um determinado conjunto de especificações. Estes supervisores ditam as ações que os elementos

da microrrede devem tomar de forma a evitar estados indesejados. Será apresentada a modelagem dos elementos da microrrede e das especificações que se devem atender, em conformidade com os limites de SOC, frequência e tensão no Ponto de Interconexão (POI). Em seguida, são apresentados os Supervisores que comandam as ações da microrrede, sintetizados no programa TCT [12].

Para garantir a segurança e eficácia dos diferentes controles da microrrede e minimizar o risco de operações indesejadas do sistema, é crucial validar seu desempenho antes de integrá-lo ao sistema de potência real. Nesse contexto, simuladores de tempo real são ferramentas fundamentais que permitem a realização de simulações em diferentes cenários de forma rápida e econômica, possibilitando a avaliação do desempenho dos sistemas de controle em microrredes.

Entre as técnicas mais utilizadas para a simulação em tempo real, destaca-se o *Hardware-in-the-Loop* (HIL), que permite a integração de componentes físicos em testes virtuais, possibilitando uma avaliação mais precisa do desempenho dos sistemas de controle em microrredes antes de sua implementação no sistema de potência real [13]. Além disso, essa técnica ajuda a minimizar o risco de operações indesejadas e aumentar a confiabilidade do sistema como um todo, uma vez que permite a validação de sistemas em diferentes condições de operação, possibilitando a identificação e correção de falhas de maneira mais rápida e eficiente.

Neste capítulo é feita uma contextualização do trabalho, dadas as motivações para a realização do mesmo, apresentando seus objetivos e é detalhada a forma como está estruturada cada capítulo.

1.1 Contextualização

Com o avanço da geração de energia e os desafios da mudança climática, a integração de GD tem se tornado cada vez mais relevante. No Brasil, uma das fontes tradicionais de geração de energia é a termoeletrica, mas a crise hídrica em 2021 levou ao acionamento de geradores a diesel, que são fontes poluentes e têm um custo elevado de geração. Nesse contexto, as Fontes Renováveis de Energia (FERs) surgem como uma alternativa para reduzir o uso de combustíveis fósseis. No entanto, as características intermitentes das FERs apresentam desafios para sua integração com o sistema elétrico, especialmente quando se trata de garantir a confiabilidade e a estabilidade do sistema.

As unidades de GD desempenham um papel importante na redução da poluição, diminuindo as perdas na transmissão de energia e melhorando a utilização local de FERs, o que se torna um forte suporte para a rede elétrica de grande escala. No entanto, as unidades de GD também podem trazer desafios para a rede de distribuição, como fluxo de potência inverso, aumento de harmônicos de alta frequência

devido ao uso de eletrônica de potência; e flutuações de frequência e tensão devido à natureza variável das FERs [14, 15].

O gerenciamento de potência é um grande desafio para as microrredes, devido à natureza variável da geração de energia a partir de FERs, como a fotovoltaica e a eólica. Para lidar com essas variações de potência, sistemas de armazenamento de energia como baterias são empregados em conjunto com as FERs. No entanto, é importante observar que as baterias devem trabalhar dentro de uma faixa de operação adequada do estado de carga e potência para prolongar sua vida útil. Para alcançar esse objetivo, é necessário o uso de algoritmos de gerenciamento de potência, que são baseados em períodos de tempo mais curtos, ou seja, de vários milissegundos a segundos [16]; a fim de proporcionar estabilidade de tensão e frequência ao sistema elétrico.

Embora a aplicação da teoria de controle supervisorio em sistemas de potência já tenha sido mostrada na literatura técnica, ainda existem poucos trabalhos aplicados ao gerenciamento de potência das microrredes, eles são limitados a um parque de energia customizado [17], um sistema HVDC [18], um transformador de comutação [19], carregamento de veículos elétricos [20] e detecção de falhas [21]. Em [16], é aplicado a teoria de controle supervisorio ao gerenciamento de potência a uma microrrede ilhada, com várias unidades FER, que inclui dois sistemas de armazenamento de energia de bateria, um sistema fotovoltaico e um gerador síncrono. Este trabalho aborda o gerenciamento de potência de uma microrrede que opera tanto em modo conectado à rede quanto isolado, utilizando a Teoria de Controle Supervisorio (TCS). O sistema é composto por dois sistemas de armazenamento de energia de bateria, um sistema fotovoltaico e um sistema eólico.

1.2 Motivação e objetivos

Nas microrredes, o gerenciamento de potência enfrenta desafios significativos devido à imprevisibilidade e variabilidade das cargas e das FERs. As flutuações diárias tanto na geração quanto no consumo de energia exigem soluções avançadas que possam balancear a oferta e a demanda em tempo real. Isso requer uma solução que permita uma integração harmoniosa das FERs. Além disso, é fundamental garantir que os sistemas de armazenamento de energia operem dentro de uma margem adequada do estado de carga e não excedam a potência nominal da bateria (P_{bat}) para preservar sua vida útil.

Na literatura, o gerenciamento de potência em microrredes é frequentemente tratado por meio de abordagens heurísticas. No entanto, essas estratégias podem levar a estados indesejados e carecem de escalabilidade. Para superar essas limitações, propõe-se o desenvolvimento sistemático de um sistema de gerenciamento de potên-

cia (PMS) baseado na teoria de controle supervisorio. Essa abordagem assegura a cobertura de todos os cenários operacionais possíveis, oferecendo uma solução escalável e não bloqueante durante transições de eventos. Assim, o PMS promove uma operação maximamente permissiva da microrrede, otimizando a integração de fontes renováveis de energia e reduzindo as interrupções no fornecimento.

A aplicação da Teoria de Controle Supervisorio na literatura técnica tem sido focada em sistemas de manufatura [22], comunicação e computação com uso limitado em sistemas elétricos, particularmente em microrredes. Poucos trabalhos investigam e aplicam a TCS no contexto do gerenciamento de potência de microrredes CA.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um PMS baseado na Teoria de Controle Supervisorio, considerando os controles primários dos conversores e os modos de operação conectado e ilhado da rede principal. O sistema contará com fontes de geração distribuída, incluindo dois sistemas fotovoltaicos trabalhando no modo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para fornecer a máxima potência possível ao sistema e redução de potência (modo *curtailment*) no caso de ter um excedente de energia, e um sistema eólico, em que o conversor do lado do gerador é representado por uma fonte de corrente que injeta potência ao sistema. Além disso, são utilizados dois sistemas de armazenamento de energia para absorver ou injetar energia a fim de manter a microrrede estável. Este estudo visa validar o bom funcionamento da rede modelada e observar seu desempenho em cenários específicos. Os controles primários de cada fonte e o PMS baseado em TCS são testados em simulações de tempo real.

1.3 Principais contribuições do trabalho

As principais contribuições da dissertação estão resumidas a seguir:

- Desenvolvimento de funções do PMS para operação da microrrede CA nos modos conectado à rede e ilhado, em eventos discretos, utilizando a Teoria de Controle Supervisorio.

As contribuições secundários deste trabalho são:

- Modelagem da rede de baixa tensão CIGRE [3] em conjunto com o sistema de controle de unidades geradoras fotovoltaicas, eólicas e de armazenamento.
- Uma metodologia para controlar a tensão e frequência da rede de teste de baixa tensão CIGRE para o sistema conectado à rede e ilhado.
- Validar o funcionamento de cada conversor em simulação *offline* e em simulação de tempo real, testando-os separadamente, com o intuito de analisar se apresentam o comportamento esperado.

1.4 Metodologia

Para alcançar os objetivos propostos neste trabalho, as seguintes fases são executadas:

- (i) **Projeto conceitual da microrrede:** nesta fase, são projetados os controladores locais para as unidades de geração e cargas da microrrede, bem como o supervisor para o gerenciamento de potência. O supervisor é responsável por monitorar os eventos da microrrede e tomar as decisões de controle necessárias para garantir a operação adequada da rede, levando em consideração as restrições operacionais e as metas de desempenho desejadas.
- (ii) **Avaliação do desempenho do sistema:** nesta fase, são realizados estudos de caso de simulação *offline* no domínio do tempo para avaliar o desempenho do sistema proposto em diferentes cenários. Os estudos de caso podem envolver variações nas condições de carga, na geração de energia e em outras variáveis relevantes para a operação da microrrede.
- (iii) **Validação experimental do sistema em tempo real:** nesta fase, o sistema proposto é implementado em um ambiente de teste utilizando o conceito *Hardware-In-the-Loop* (HIL), o que permite testar os controladores locais e o supervisor em um ambiente mais realista, utilizando modelos mais precisos. A validação em tempo real é essencial para garantir a eficácia e a robustez do sistema proposto em condições reais de operação. Além disso, os resultados obtidos durante essa fase podem ser usados para ajustar e otimizar os parâmetros do sistema, a fim de melhorar o seu desempenho e garantir sua operação adequada. As funções do PMS estão embarcados num simulador de tempo real.

1.5 Organização

Este trabalho é dividido em seis capítulos, cada um abordando um aspecto importante da pesquisa. No primeiro capítulo, são apresentados os objetivos e motivações do estudo, destacando a importância da integração do FERS no sistema elétrico. No segundo capítulo, é dedicado à base teórica dos controladores primários de microrrede e das operações dos conversores. Neste capítulo, são apresentados os conceitos fundamentais necessários para compreender o funcionamento dos controladores primários e sua integração na microrrede.

No terceiro capítulo, é descrita a metodologia utilizada para aplicar a Teoria de Controle Supervisório ao gerenciamento de potência na microrrede. Neste capítulo, é

apresentada a metodologia adotada para implementar e avaliar o sistema de controle desenvolvido. Já no quarto capítulo, os resultados da pesquisa são apresentados, incluindo as análises teóricas e experimentais realizadas para avaliar a eficiência e eficácia do sistema de controle proposto. No quinto capítulo são apresentados e testado as funções do PMS no caso de estudo.

Por fim, o sexto capítulo apresenta as conclusões da pesquisa, destacando os principais resultados alcançados e as possíveis direções para trabalhos futuros.

Em resumo, este trabalho é um estudo abrangente sobre a integração de FERs, com foco no desenvolvimento e implementação de um sistema de gerenciamento de potência de microrredes CA baseado na Teoria de Controle Supervisório. Os diferentes capítulos abordam aspectos importantes da pesquisa, desde a base teórica até a avaliação experimental dos resultados obtidos.

1.6 Publicações

Está em desenvolvimento um artigo que aplica a Teoria de Controle Supervisório numa microrrede CA, intitulado "Real-time Rapid Control Prototyping of a Discrete-event-based Power Management System for AC Microgrids".

Capítulo 2

Microrredes e Controle Supervisório em microrredes CA

Neste capítulo, são apresentadas as definições fundamentais do controle hierárquico em microrredes. Em particular, são abordados os conceitos básicos do controle primário, secundário e terciário, que são componentes cruciais para a operação eficiente e confiável de microrredes. Além disso, são fornecidas as definições das fontes de energia utilizadas neste trabalho, a fim de fornecer um entendimento completo dos elementos envolvidos no controle hierárquico da microrrede. Ademais, este capítulo inclui uma descrição do gerenciamento de potência e energia em uma microrrede, que é um aspecto crítico para garantir o suprimento de energia adequado aos dispositivos conectados. Compreender como essas funções são gerenciadas e controladas é fundamental para manter a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica na microrrede.

2.1 Microrredes

Microrrede é um sistema de energia local composto por uma ou mais fontes de geração de energia, cargas, e podem ter ou não dispositivos de armazenamento de energia e dispositivos de controle que gerenciam a interação entre a microrrede e a rede elétrica principal [2]. Esse sistema pode operar de forma ilhada ou conectada no sistema elétrico, conforme mostrado na Figura 2.1. As microrredes, quando baseadas em fontes renováveis de energia, são capazes de fornecer energia limpa e confiável para diversas aplicações, desde comunidades remotas até instalações militares, hospitais, universidades, empresas e residências, aumentando a resiliência e a segurança energética. Além disso, as microrredes podem ser dimensionadas de acordo com a demanda energética local, o que ajuda a reduzir perdas de transmissão e distribuição, aumentando a eficiência energética.

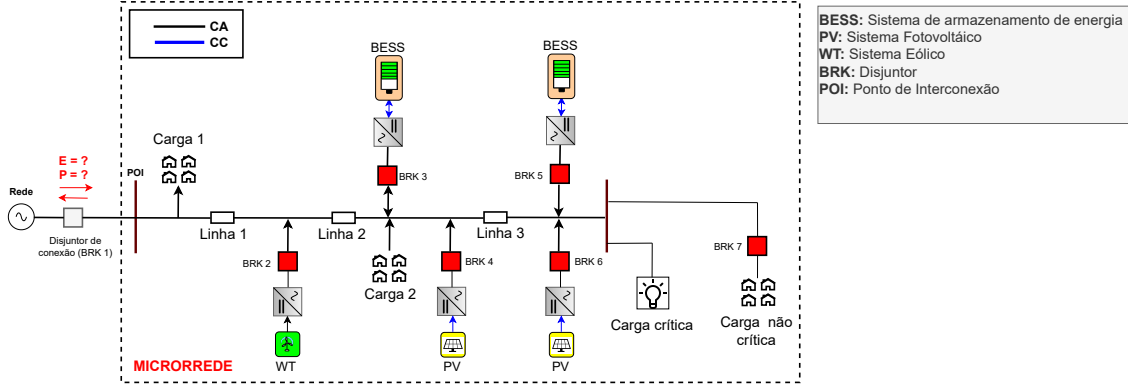


Figura 2.1: Estrutura da Microrrede.

Apesar das inúmeras vantagens, há desafios técnicos, econômicos e regulatórios que dificultam a implantação de microrredes na rede de distribuição. Os problemas técnicos estão relacionados à estabilidade de tensão, autonomia dos sistemas de armazenamento, interconexão da microrrede à rede de distribuição, e controle e proteção do sistema. Além disso, muitos países ainda não possuem regulamentações e políticas específicas para a utilização e implantação de geração distribuída e microrredes.

2.1.1 Regulação de microrredes no Brasil

De acordo com o PRODIST¹[23], Módulo 1, uma microrrede é definida como uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por unidades de geração distribuída. Embora haja regulamentações para empreendimentos que utilizam a geração distribuída, que variam conforme o nível de tensão e potência (autoprodutor, minigeração e microgeração), o conceito de microrrede não se enquadra em regulações atuais no Brasil nem em nenhum dos casos supracitados. Embora tenham sido introduzidas inovações regulatórias na geração distribuída, como: múltiplas FERs e geração compartilhada, essas não podem ser enquadradas em microrredes devido a várias limitações [24]. Por exemplo:

- Possibilidade de prover serviços à rede de distribuição;
- Desconexão e operação independente da rede principal.

Embora o desenvolvimento de microrredes apresente potencialmente benefícios significativos, ainda existem vários desafios a serem superados para garantir uma operação estável e segura. Para atender a esse objetivo, normas como o IEEE 2030 estão orientando diversos aspectos do funcionamento das microrredes. Em

¹Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

particular, a norma IEEE 2030.7-2017 [10] descreve as exigências e tarefas específicas dos controladores de microrredes, contribuindo para o desenvolvimento de funções de controle do sistema.

2.1.2 Norma IEEE Std 2030.7–2017

A norma estabelece os requisitos técnicos funcionais mínimos que são necessários para garantir a operação técnica adequada das MGs no POI. Um componente crucial da operação é o sistema de gerenciamento de energia da microrrede (MEMS), que inclui funções de controle que definem a microrrede como um sistema capaz de gerenciar a si mesmo, operar conectado à rede principal ou ilhado, e conectar e desconectar da rede de distribuição principal de maneira suave para a troca de energia e fornecimento de serviços auxiliares [10].

2.1.2.1 Limitações

- Esta norma não estabelece a capacidade individual ou agregada de cargas ou geração instalada na microrrede. Além disso, ela não especifica os níveis de tensão no POI da microrrede à rede de distribuição, nem dentro da própria microrrede.
- Não estabelece esquemas de proteção a serem implantados dentro da MG, incluindo funções de proteção de componentes e ativos individuais, nem a coordenação de proteção que pode ser necessária com os esquemas de proteção da rede de distribuição.
- Não aborda questões relacionadas à transferência de energia entre a MG e a rede de distribuição no POI.

A presente norma considera que uma MG se interconecta com a rede em um único ponto de interconexão (POI). Caso haja múltiplos pontos de conexão, apenas um será controlado para fins de integração. Nesse contexto, são estabelecidos requisitos técnicos, como a implementação de medidas de anti-ilhamento, controle de baixa ou alta tensão e/ou regulação da frequência, bem como requisitos operacionais referentes à importação e exportação de potência ativa e reativa. A relação entre as duas funções principais, que supervisionam as funções de nível inferior, é ilustrada na Figura 2.2. Tais funções, juntamente com as especificações detalhadas nesta norma, são essenciais para garantir a integração adequada da MG à rede.

- A função de despacho tem como objetivo equilibrar a geração de energia e a demanda em diversas condições operacionais. Para isso, utiliza controladores

locais das fontes em modos operacionais específicos, com pontos de ajuste determinados.

- A função de transição é responsável por gerenciar a operação da microrrede durante as transições entre o estado conectado à rede e o estado ilhado, em resposta aos modos de transição específicos [10]:
 - Ilhamento não planejado.
 - Ilhamento planejado.
 - Reconexão.
 - *Black start*.

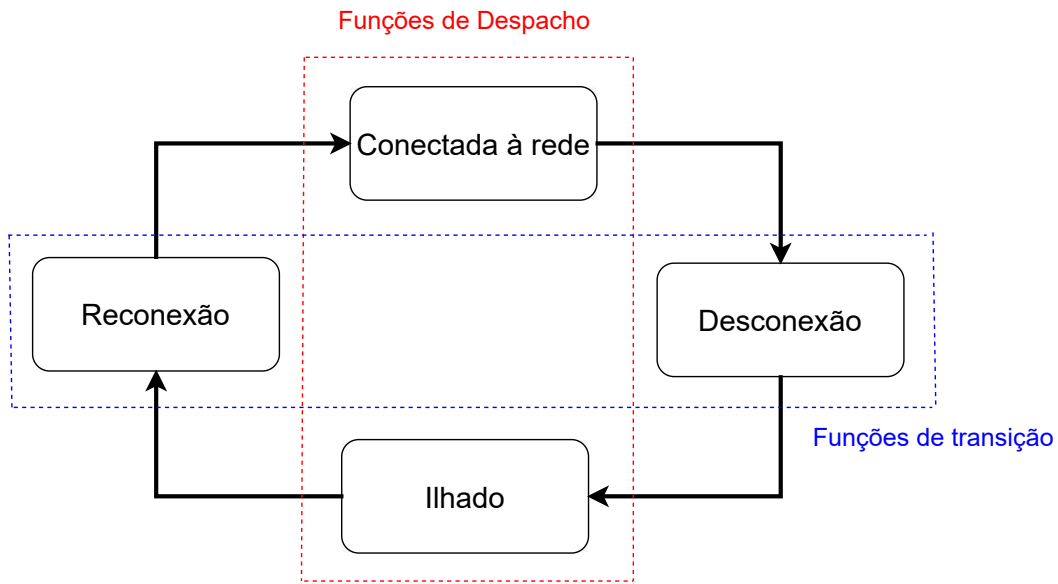


Figura 2.2: Funções da microrrede.

As funções de despacho normalmente operam em uma escala de tempo mais longa do que as funções de transição. Por exemplo, os sistemas de armazenamento de energia por bateria (BESS) podem ajustar a saída de energia para manter a frequência enquanto estiver ilhado, enquanto a função de despacho pode determinar quais ativos de geração devem estar operando em quais modos e com quais setpoints, de modo que os reguladores possam lidar com as mudanças de carga previstas [25]. No caso de MGs ilhadas permanentemente, a função de transição, relacionada à conexão e desconexão, não é utilizada. O sistema de controle da MG apenas implementa a função de despacho, despachando os ativos e garantindo a estabilidade do sistema. O ilhamento não planejado ocorre quando a MG se desconecta repentinamente da rede principal devido à falha externa.

Neste trabalho são desenvolvidas as funções de despacho e transição, considerando um estudo de caso.

2.1.3 Controle hierárquico em geral

Com a crescente integração de fontes de energia renováveis, a geração de energia elétrica está se tornando cada vez mais complexa. A introdução de microrredes também está transformando a maneira como a energia é produzida e distribuída. Para garantir um controle mais coordenado dos componentes em uma microrrede, o uso da estrutura de controle hierárquico pode ser essencial. A implementação de um sistema de controle hierárquico permite que os operadores controlem a produção e distribuição de energia de maneira mais eficiente e confiável. Além disso, o sistema permite uma melhor integração das fontes renováveis de energia na microrrede, maximizando a eficiência energética e confiabilidade do sistema. Portanto, é essencial que as microrredes adotem sistemas de controle hierárquico para garantir que a geração de energia elétrica seja realizada de forma segura e eficiente.

O controle hierárquico envolve a divisão da microrrede em diferentes níveis de controle, cada um com suas próprias funções e responsabilidades.

- Controle primário;
- Controle secundário;
- Controle terciário.

O controle primário é um componente essencial do sistema de controle hierárquico em microrredes. Seu objetivo principal é garantir o funcionamento adequado de cada conversor, que converte a energia produzida pelas fontes renováveis em energia elétrica utilizável. Além disso, o controle primário também pode desempenhar outras funções importantes, como ajustar a produção de energia injetada na rede elétrica como um seguidor de rede [2], fornecer energia para as cargas quando desconectado da rede elétrica impondo uma tensão e frequência como formador de rede [2], e ajudar a manter a estabilidade da rede elétrica, ajustando a frequência e a tensão de saída dos conversores como suporte de rede [2]. No entanto, é importante notar que o controle primário não é capaz de lidar com todas as possíveis perturbações na microrrede, especialmente as de longa duração. Para enfrentar essas situações, é necessário um controle secundário.

O controle secundário é responsável por garantir a estabilidade da microrrede em situações de emergência, como falhas de energia ou interrupções na rede elétrica. Ele pode incluir sistemas de armazenamento de energia, como baterias ou supercapacitores, que fornecem energia adicional durante as interrupções. O controle terciário em microrredes é uma camada de controle que atua em um nível mais elevado do que o controle primário e secundário. Enquanto o controle primário é responsável pelo controle local de cada dispositivo da microrrede e o controle secundário gerencia o compartilhamento de energia entre os dispositivos da microrrede, o controle

terciário é responsável por otimizar o desempenho e a eficiência da microrrede como um todo.

O controle terciário geralmente envolve algoritmos de otimização que levam em consideração o consumo de energia e a geração de energia dos dispositivos da microrrede, bem como o custo da energia e a disponibilidade da rede elétrica externa. Esses algoritmos podem ajudar a reduzir os custos de energia da microrrede, aumentar a eficiência energética e melhorar a confiabilidade do sistema.

As funções principais da estrutura de controle secundário da microrrede são [25]:

- Regulação de tensão e frequência para os modos de operação conectado à rede e ilhado;
- Compartilhamento de carga adequado e coordenação das FERs;
- Ressincronização da microrrede com a rede principal;
- Controle de fluxo de energia entre a microrrede e a rede principal.

Assim também, a função do controle terciário é [25]:

- Otimização do custo operacional da microrrede.

A Figura 2.3 apresenta a estrutura hierárquica das microrredes, na qual os diferentes níveis trocam informações para a operação desejada. Os controladores locais de cada fonte enviam informações das medições de tensão, frequência e do estado de carga da bateria para o controle secundário. Por sua vez, o controle secundário envia comandos de operação, como o modo de operação de cada FER e dos sistemas de armazenamento, para o controle primário.

Esta dissertação tem como foco o controle primário e secundário, tanto operando no modo conectado quanto no modo ilhado da rede. O objetivo é aprimorar o controle dessas camadas, visando garantir uma maior eficiência e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica dentro da microrrede.

2.2 Controle primário

2.2.1 Conversor Alimentador de Rede

O Conversor Alimentador da Rede (CAR) se comportam como uma fonte de corrente em paralelo com uma impedância. Isso significa que, ao injetar a energia gerada pelas fontes na rede elétrica, o conversor atua como uma fonte de corrente que é controlada indiretamente pela potência ativa e reativa injetada na rede, conforme mostra as Figuras 2.4 e 2.5.

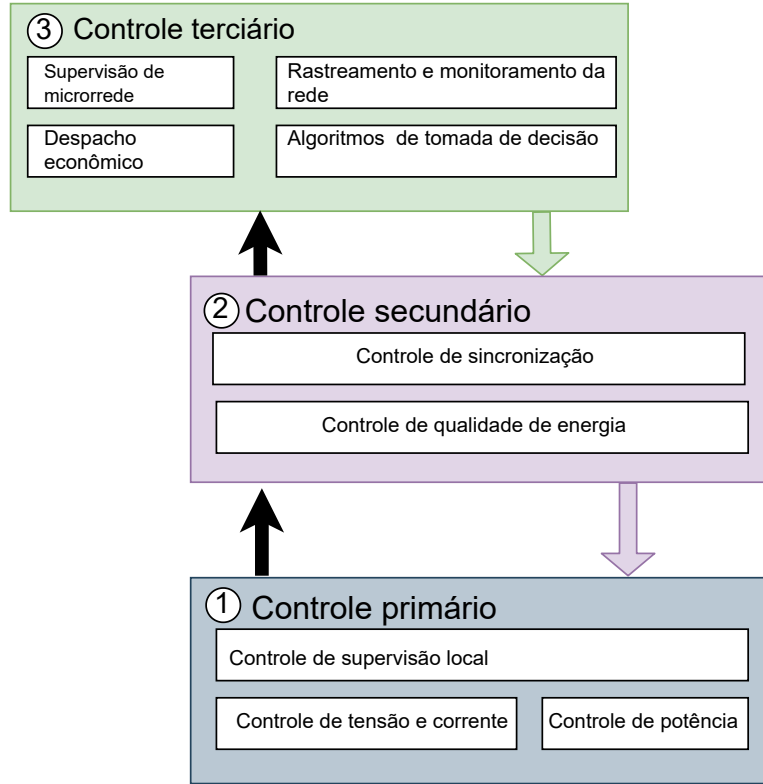


Figura 2.3: Estrutura de controle da Microrrede.

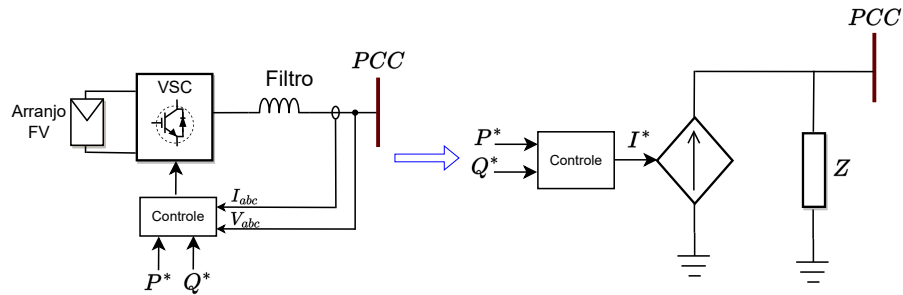


Figura 2.4: Diagrama do conversor alimentador de rede [1].

Para simular os geradores solares e eólicos foram empregados conversores alimentadores de rede do tipo VSC que tem como função injetar a energia gerada pelas fontes.

2.2.2 Conversor Formador de Rede

O Conversor Formador da Rede (CFR) tem como função formar os sinais de tensão e frequência de referência de uma microrrede quando esta opera no modo autônomo, ou seja, isolada da rede de distribuição. A partir de uma fonte geradora estável, o CFR fornece as referências de tensão e frequência da MG, para que os outros conversores possam realizar o sincronismo. Para esse caso, o CFR é alimentado por um banco de baterias. É possível, também, conectá-lo a outros tipos de fontes gerado-



O conversor formador de rede tem como função principal garantir uma referência de tensão e frequência no POI da microrrede, que serve de referência para os CAR. Esses conversores VSC se comportam como fontes de tensão controladas em série com uma impedância, conforme mostra as Figuras 2.6 e 2.7.

Outra função crucial do conversor formador de rede é trabalhar no modo ilhado da rede elétrica principal, fornecendo proteção contra perturbações e interrupções na rede elétrica. Isso é especialmente crucial em microrredes que operam em áreas remotas ou isoladas, onde a confiabilidade do fornecimento de energia é vital.

Conversor de Suporte à Rede (CSR) é um conversor que tem a função de dar suporte à rede. Seu suporte consiste principalmente em termos de regulação dos níveis de tensão e da frequência no local em que ele é instalado. Os CSR absorvem ou fornecem potência ativa e reativa no POI para efetuar o controle de frequência e tensão local.

15

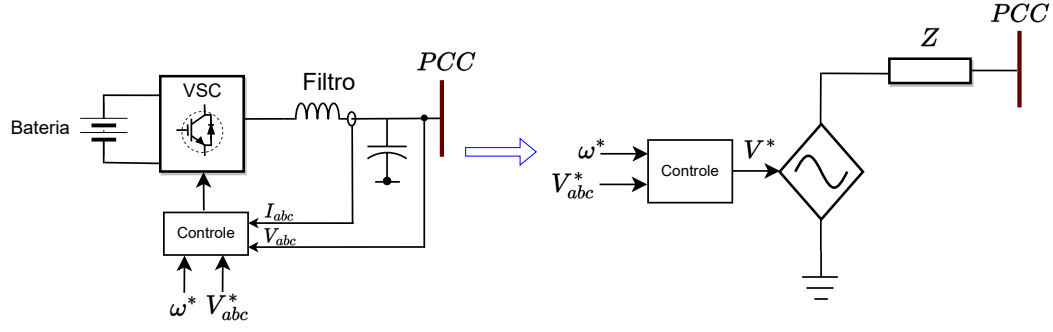


Figura 2.6: Diagrama do formador de rede [1].

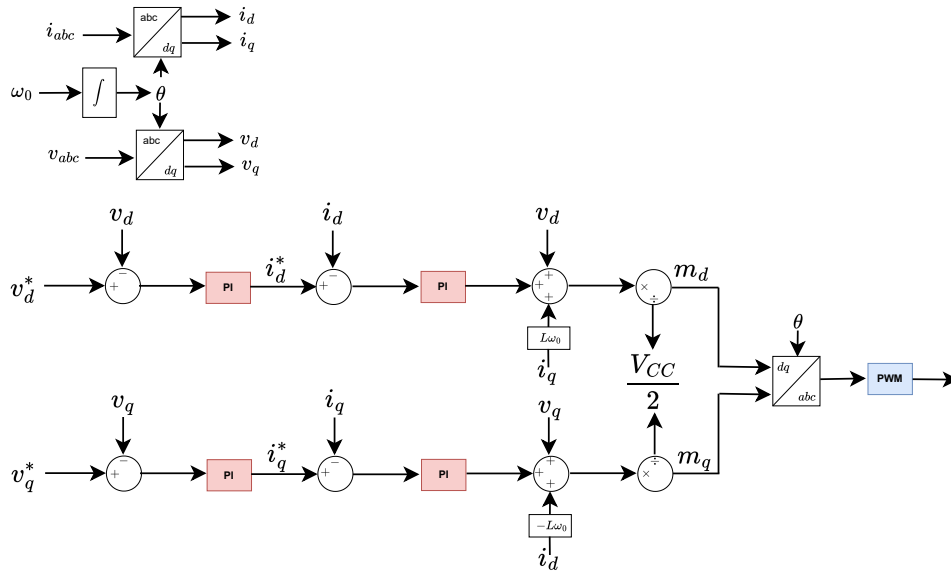


Figura 2.7: Controle do formador de rede [2].

a um elemento com possibilidade de armazenamento de energia, por exemplo, um banco de baterias. Para o CSR, pode-se adotar o controle da corrente ou da tensão de saída, mostrado nas Figuras 2.9 e 2.10, dependendo da intenção do projetista. Uma das formas de suporte à rede fornecido é por meio do compartilhamento de potência. Isso significa que o CSR pode ser configurado para compartilhar a potência ativa e reativa gerada por uma fonte de energia renovável ou armazenamento de energia [26].

2.2.3.1 Compartilhamento de potência

O compartilhamento de potência é um conceito importante em microrrede, onde várias fontes de geração e armazenamento de energia são conectados para fornecer energia. O objetivo do compartilhamento de potência é garantir que a carga seja atendida de maneira confiável e eficiente, enquanto se maximiza a utilização de fontes de energia renováveis e se reduz a dependência de combustíveis fósseis.

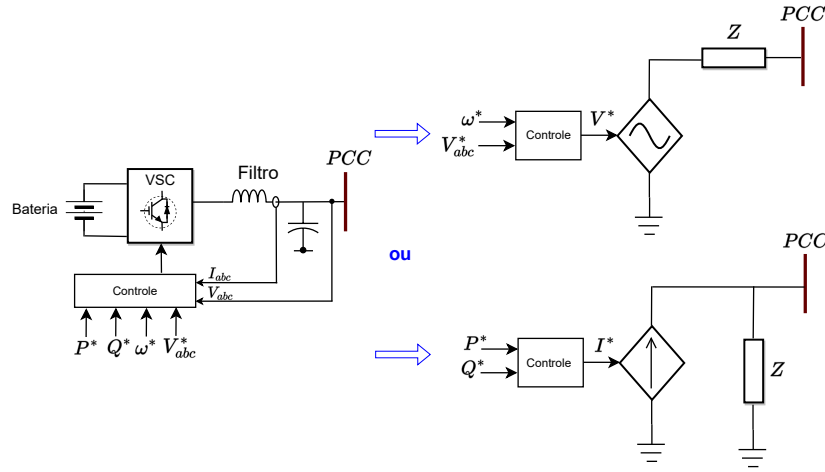


Figura 2.8: Diagrama do suporte de rede [1].

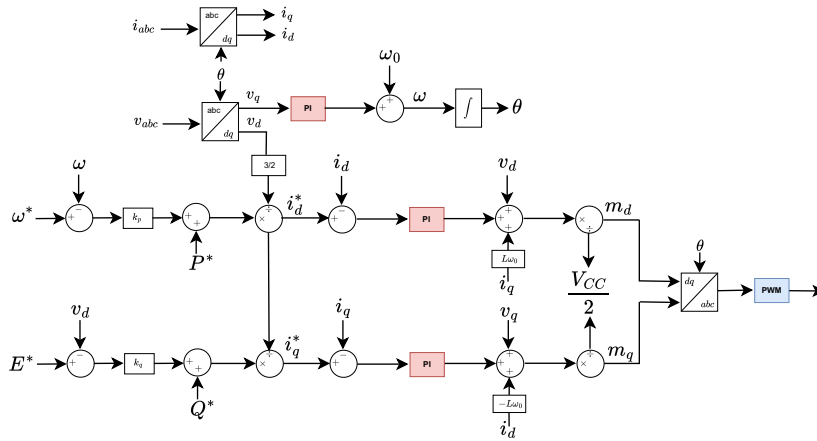


Figura 2.9: Controle do suporte de rede como fonte de corrente [2].

Existem diferentes estratégias para o compartilhamento de potência em sistemas de energia elétrica, dependendo do tipo de sistema e das fontes de energia disponíveis. Em sistemas centralizados, como redes de distribuição, o compartilhamento de potência é geralmente alcançado através da coordenação de diferentes fontes de energia, como usinas de energia térmica, hidrelétricas, eólicas e solares, para atender a demanda de energia da carga.

Em microrredes, onde os dispositivos de geração e armazenamento de energia são conectados ao POI, o compartilhamento de potência pode ser alcançado através da implementação de estratégias de controle avançadas, como a estratégia de controle baseado em compartilhamento de potência (modo *droop*) e o controle de frequência virtual [27]. Essas estratégias de controle permitem que diferentes fontes de energia compartilhem a carga de maneira uniforme e eficiente, garantindo que a carga seja atendida de maneira confiável e sem interrupções. Além disso, o compartilhamento de potência em microrredes também pode ajudar a maximizar a utilização de fontes renováveis de energia, como painéis solares e turbinas eólicas.

de energia limpa, renovável e sustentável. O crescente interesse por esses sistemas deve-se também à conscientização cada vez maior da importância de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e a dependência de combustíveis fósseis. Os custos de instalação por kW de sistemas fotovoltaicos vêm diminuindo graças ao aumento da eficiência das células solares, ao avanço tecnológico em equipamentos e materiais, bem como à maior disponibilidade de mão de obra especializada [28]. Isso tornou os sistemas fotovoltaicos uma opção viável e econômica para a geração de energia elétrica, mesmo em locais com pouca insolação.

A geração de energia solar é afetada pela variabilidade das condições ambientais, como a irradiação solar e a temperatura. Essas condições podem alterar o perfil de produção de energia do sistema, por exemplo, um dia nublado ou sombras podem afetar a quantidade de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos. A variação da irradiação e da temperatura resulta em variações na energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos de momento a momento, conforme mostra as Figuras 2.12 e 2.13. A irradiação foi variada para cinco valores diferentes, a fim de simular as condições atmosféricas reais ao longo do dia. Os valores escolhidos foram $1000W/m^2$, $800W/m^2$, $600W/m^2$, $500W/m^2$ e $200W/m^2$. A temperatura foi mantida constante a $25^\circ C$. É fundamental que o sistema opere no ponto de máxima potência (MPP) representado pelos círculos, a fim de extrair a máxima eficiência do sistema fotovoltaico. Portanto, a utilização de seguidores de ponto máximo de potência (MPPT) é essencial para otimizar o desempenho do sistema fotovoltaico.

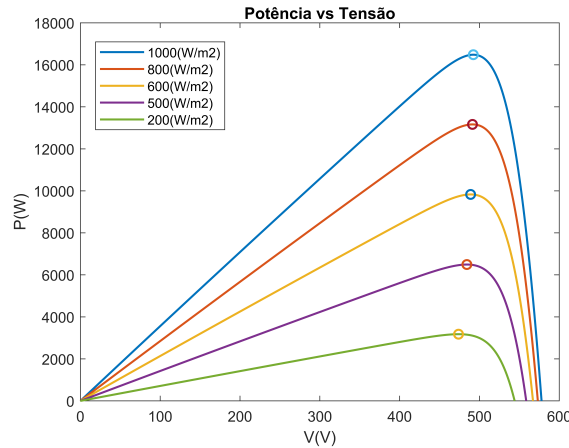


Figura 2.12: Curva de Potência Ativa vs Tensão.

O MPPT extrai o máximo de potência do sistema, apesar das mudanças na irradiação e na temperatura [29]. Na literatura, existem diferentes tipos de técnicas para o MPPT. As duas principais técnicas são:

- Perturbar e observar (P&O) : É uma das técnicas mais utilizadas devido à sua fácil implementação, necessita de poucos parâmetros como a tensão e a cor-

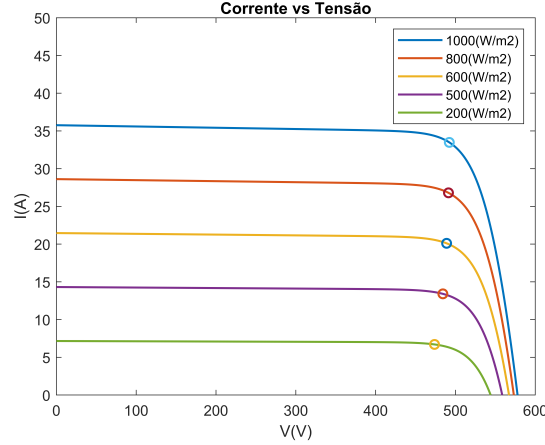


Figura 2.13: Curva de corrente vs Tensão.

rente dos painéis fotovoltaicos para realizar o MPPT. Consiste em perturbar periodicamente a tensão do painel em uma determinada direção (com aumentos ou diminuições de pequenas variações na V_{CC}), dependendo das variações de potência e tensão resultantes [30].

- Condutância incremental(CI): Assim como no algoritmo P&O, o método de CI utiliza duas variáveis para a extração do ponto de máxima potência: a medição da tensão e da corrente. No algoritmo CI, a inclinação da curva característica do painel (da Figura 2.13) é calculada em cada ponto. Se o valor da inclinação for positivo ou negativo, a tensão do painel é ajustada em pequenos incrementos até que a inclinação se aproxime de zero, indicando que o MPP foi atingido. O método CI oferece um desempenho satisfatório em condições atmosféricas de rápida variação [31].

Neste trabalho, é utilizada a técnica P&O, uma vez que apresenta resultados semelhantes à técnica de condutância incremental e é uma das duas principais técnicas comerciais de MPPT do mercado.

A escolha da topologia adequada é fundamental para garantir o bom desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Nos últimos anos, tem havido um grande avanço no desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos e de conversores eletrônicos de potência, com o objetivo de atender às demandas da rede elétrica de baixa tensão e de cargas altamente sensíveis às condições ambientais. Diferentes topologias de conversores têm sido propostas para incorporar características únicas que atendam aos requisitos dos sistemas fotovoltaicos, como alta eficiência, desacoplamento de energia e qualidade de energia adequada, tanto para aplicações isoladas quanto para aplicações conectadas à rede elétrica [32]. Devido à importância dos conversores na operação dos sistemas fotovoltaicos, um grande número de publicações de pesquisa tem sido dedicado ao desenvolvimento de novas topologias. Entre essas topologias,

destaca-se um sistema fotovoltaico de um estágio e configurado como CAR, que será explicada mais adiante.

2.2.4.1.1 Conversores fotovoltaicos

Na Figura 2.14, é apresentado o modelo de simulação que será analisado. Nesse circuito, os módulos fotovoltaicos geram energia que é transmitida para a rede. O modelo SunPower SPR-305E-WHT-D, disponível na biblioteca do simulink, foi utilizado como exemplo, com um arranjo de 132 módulos conectados em paralelo e 5 em série, totalizando uma potência de 16 kW. Para garantir a estabilidade do sistema, capacitores shunt são utilizados no lado CC para amortecer as ondulações de tensão e armazenar energia, mantendo a tensão CC em um valor adequado (O cálculo do capacitor do elo CC está detalhado no Anexo B.2.). Além disso, o conversor VSC é responsável pela conversão da corrente contínua em alternada. Para filtrar os harmônicos de corrente de alta ordem gerados pelo chaveamento em alta frequência do conversor, é aplicado um filtro LCL (ver no Anexo C).

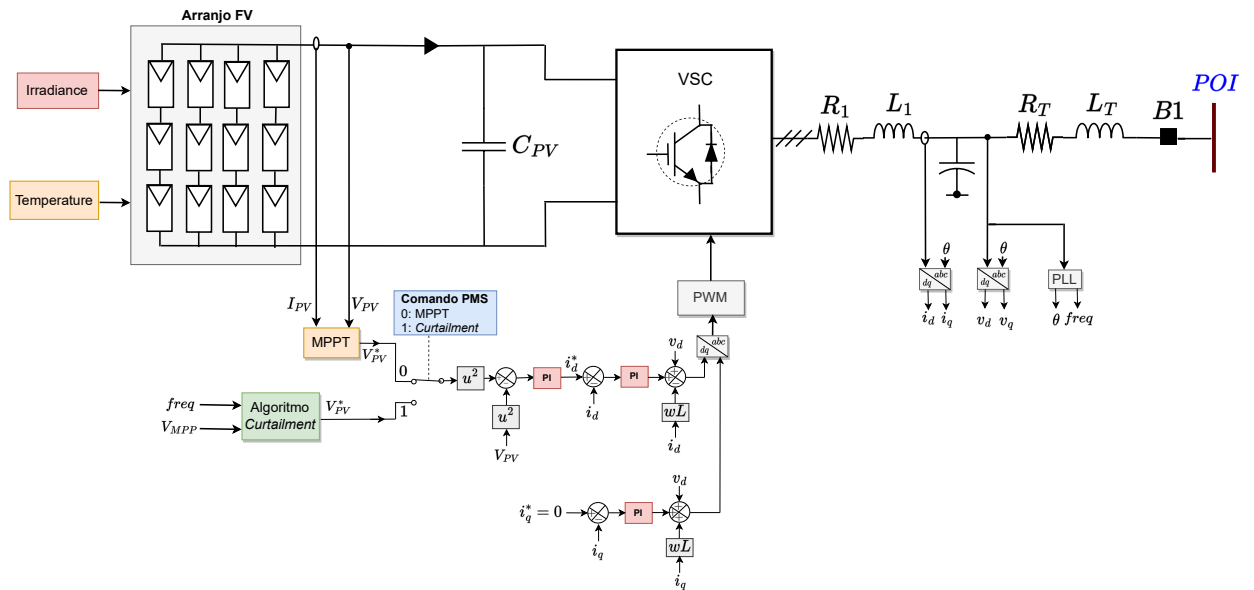


Figura 2.14: Configuração do sistema fotovoltaico de um estágio de potência e algoritmo de controle.

Controle em cascata

O controle de corrente e tensão foi implementado através do método d-q-0 [33]. Em relação ao eixo direto, as malhas de controle de corrente (interna) e de tensão (externa), formam uma estrutura em cascata. O controle do conversor é feito através de uma malha externa, mais lenta, que recebe um referencial de tensão e uma malha interna, mais rápida, que recebe uma referência de corrente vinda da saída da malha externa.

Para projetar o controlador, é possível aplicar a lei das malhas no lado CA do sistema VSC, conforme mostra a Figura 2.14, considerando as três fases.

$$V_{t,abc}(t) - V_{s,abc}(t) = (R + r_{on})i_{abc}(t) + L\frac{di_{abc}}{dt}(t), \quad (2.1)$$

onde, L e R são a indutância e a resistência do filtro e r_{on} é a resistência interna dos *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs). Os sinais do modelo são senoidais, o que torna o projeto do controlador uma tarefa não trivial. No entanto, ao utilizar o Referencial Síncrono (Eixos DQ), é possível transformar os sinais que são processados pelo controlador em grandezas constantes, para condição do sistema balanceado. Isso viabiliza a utilização de controladores clássicos como o Proporcional-Integral. No presente trabalho, optou-se pela utilização da Transformada de Park, que é invariante em amplitude e possui a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\phi(t)) & \cos(\phi(t) - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\phi(t) + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\phi(t)) & -\sin(\phi(t) - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\phi(t) + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \quad (2.2)$$

Onde $\phi(t)$ é a fase da rede em que o conversor está conectado, obtido através do PLL. Com esta transformada a fase A da rede estará em fase com o Eixo D do referencial síncrono e o Eixo Q estará atrasado em 90° . Com isso, as equações que modelam o conversor, e que são utilizadas no projeto do controlador, são:

$$L\frac{di_d}{dt} = L\omega_0 i_q - (R + r_{on})i_d + V_{td} - V_{sd}, \quad (2.3)$$

$$L\frac{di_q}{dt} = -L\omega_0 i_d - (R + r_{on})i_q + V_{tq} - V_{sq}. \quad (2.4)$$

Onde $V_{t,dq}$ estão em função da tensão de alimentação do lado CC do conversor e do índice de modulação, conforme (2.5) e (2.6):

$$V_{td} = \frac{V_{CC}}{2} m_d(t), \quad (2.5)$$

$$V_{tq} = \frac{V_{CC}}{2} m_q(t). \quad (2.6)$$

Devido à presença de termos $L\omega_0$ em (2.3) e (2.4), a dinâmica de i_d e i_q são acopladas, característico do referencial síncrono. É possível desacoplar a dinâmica entre os eixos adicionando a m_d e m_q termos que se contrapõem ao modelo do conversor. Os índices de modulação que vão para o conversor podem ser descritos por:

$$m_d = \frac{2}{V_{CC}}(u_d - L\omega_0 i_q + V_{sd}), \quad (2.7)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{CC}}(u_q + L\omega_0 i_d + V_{sq}). \quad (2.8)$$

Substituindo (2.5), (2.6), (2.7) e (2.8) em (2.3) e (2.4) encontrado-se as equações diferenciais que regem o comportamento do conversor em malha-fechada:

$$L \frac{di_d}{dt} = -(R + r_{on})i_d + u_d, \quad (2.9)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -(R + r_{on})i_q + u_q. \quad (2.10)$$

Para obter um rastreamento de referência e erro zero em regime permanente o controlador Proporcional-Integral possui a seguinte equação:

$$k_d(s) = \frac{k_p s + k_i}{s}. \quad (2.11)$$

Os parâmetros do PI foram ajustados pela técnica de cancelamento de pólos, onde utiliza-se o zero do controlador para cancelar um pólo da planta a ser controlada. Utilizando os valores de ganho é possível impor a dinâmica do conversor em função da constante de tempo desejada para o sistema em malha-fechada, τ_i .

$$\begin{aligned} k_p &= \frac{L}{\tau_i}, \\ k_i &= \frac{R + r_{on}}{\tau_i}, \end{aligned}$$

onde, τ_i é a constante de tempo da malha fechada. A função de transferência resultante é:

$$\frac{I_d(s)}{I_{dref}(s)} = \frac{1}{\tau_i s + 1}. \quad (2.12)$$

Para projetar os controladores em d e q, τ_i deve ser reduzido para uma resposta de controle de corrente rápida, mas adequadamente grande de modo que $1/\tau_i$, ou seja, a largura de banda do sistema de controle de malha fechada, seja consideravelmente menor, por exemplo, 10 vezes, do que a frequência de chaveamento do VSC (expresso em rad/s). Dependendo dos requisitos de uma aplicação específica e da frequência de chaveamento do conversor, τ_i é normalmente selecionado na faixa de 0,5–5ms [33].

A tensão de referência, vinda da saída do MPPT, entra em um somador, onde é

comparada com a tensão na saída do elo CC. Para o controle de tensão foi aplicado o método do simétrico ótimo apresentado em [8], a malha aplicada pode ser vista na Figura 2.15, onde a referência de tensão é dada pelo algoritmo Perturba e Observa implementado numa função de matlab MPPT, fazendo com que tensão no elo CC seja sempre a tensão que extrai a máxima potência.

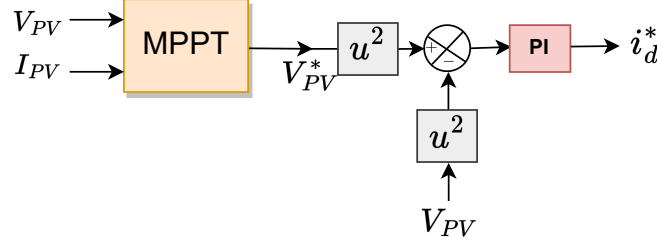


Figura 2.15: Malha de controle de tensão.

A saída da malha de controle de tensão coincide com a entrada da malha de controle de corrente, representada pela corrente de referência i_d^* . Esse valor de referência é comparado com a corrente i_d , que é a componente direta da corrente na saída do inversor.

A malha externa foi projetada através do Método Simétrico Ótimo [34] com constante $a = 3$. Os ganhos podem ser calculados por:

$$kp = \frac{\frac{C_{cc}}{2}}{a \cdot \tau_i}, \quad (2.13)$$

$$Ti = a^2 \cdot \tau_i. \quad (2.14)$$

2.2.4.2 Modo redução de potência ou *curtailment*

A potência de saída gerada pelo sistema fotovoltaico é regulada pela tensão de saída dos painéis fotovoltaicos, V_{PV} , que opera no MPP quando está conetada na rede ou no modo ilhado quando os BESS tem capacidade para compensar o desequilíbrio de potência. Um controlador de energia ativa (CEA), é implementado para realizar a redução de energia quando o sistema fotovoltaico é necessário reduzir a potência a gerada e operar no modo *curtailment* [35].

Correspondendo a diferentes faixas de frequência no POI, os sistemas fotovoltaicos ajustam a potência de saída dependendo da frequência f_{meas} . Quando f_{meas} não está acima da frequência nominal, os sistemas fotovoltaicos estão trabalhando no MPP para exportar a potência máxima. Quando f_{meas} está acima da frequência nominal $f^* = 60Hz$, os sistemas fotovoltaicos começam a diminuir a potência gerada para reduzir a frequência. Desta forma, quanto maior a sobre frequência do barramento, menor a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Essa estratégia de regulação de energia pode ser expressa como:

$$\begin{cases} P_{PV} = P_{MPP}, & f_{meas} \leq f^*, \\ P_{PV} = P_{MPP} - n \cdot (f_{meas} - f^*), & f_{meas} > f^*. \end{cases}$$

Onde n é a constante de *droop*. Com base na curva P-V mostrada na Figura 2.16(a), o sistema fotovoltaico pode funcionar no modo MPPT ou em curtailment, controlando a tensão de saída do módulo fotovoltaico V_{PV} , no intervalo (V_{MPP}, V_{OC}) como na Figura 2.16(b). Em seguida, o algoritmo de redução proposto estabelece a relação entre f_{meas} e V_{PV} para controlar indiretamente P_{PV} , conforme a Figura 2.16(c).

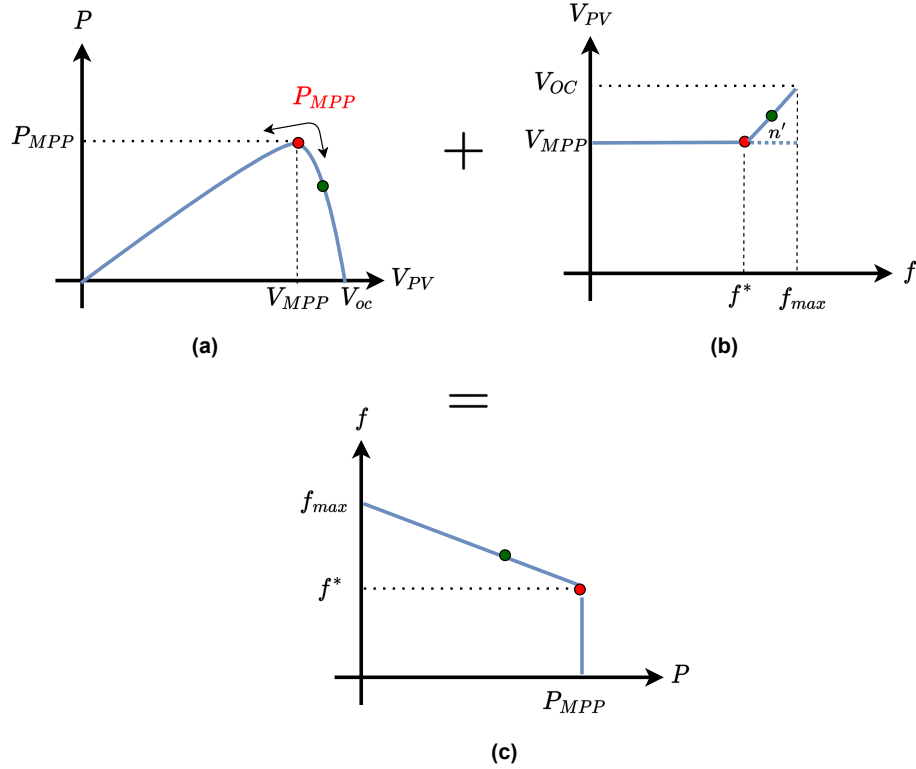


Figura 2.16: Controle do sistema PV com (a) característica V – P, (b) controle CEA e (c) controle da potência de inércia.

Na Figura 2.17, é mostrado o algoritmo CEA implementado para a redução de potência, no caso que a frequência esteja acima de um valor seguindo o código de rede da norma ABNT para sistemas fotovoltaicos [36].

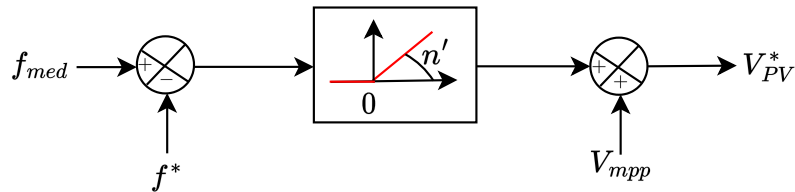


Figura 2.17: Algoritmo de controle CEA no sistema fotovoltaico.

2.2.4.3 Sistema Eólico

Geradores eólicos, também conhecidos como turbinas eólicas, são dispositivos que convertem a energia cinética do vento em energia elétrica. Eles são uma das fontes de energia alternativa disponíveis mais promissoras atualmente e têm sido amplamente adotados em todo o mundo [37].

Os geradores eólicos são encontrados em uma variedade de tamanhos, potências e topologias, que vão desde turbinas de pequeno porte para uso residencial até grandes parques eólicos com centenas de turbinas. Uma das principais vantagens dos geradores eólicos é que eles representam uma fonte de energia limpa e renovável, o que significa que não emitem gases de efeito estufa ou outros poluentes nocivos. Além disso, os geradores eólicos têm o potencial de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e diminuir os custos de energia a longo prazo [28].

Na Figura 2.18, apresenta-se a curva de potência associada à operação da turbina eólica. Onde é calculada a geração de Potência Ativa em relação à velocidade do vento, destacando que a velocidade nominal da turbina é $12(m/s)$. A curva de potência permite compreender o funcionamento da turbina a partir de diferentes condições de vento, fornecendo uma estimativa da potência que é capaz de gerar a turbina a partir de certo valor do vento. Os dados da curva é obtido de [38].

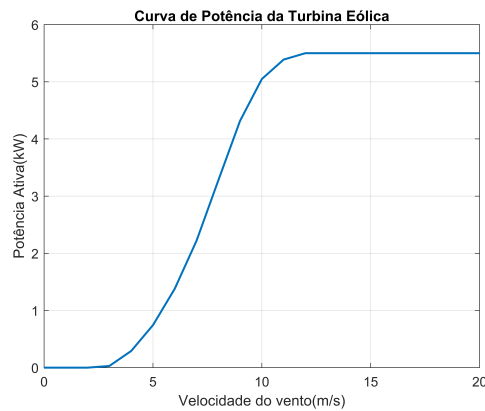


Figura 2.18: Curva de Potência Ativa vs velocidade.

2.2.4.3.1 Conversor Eólico

A modelagem da Turbina Eólica foi realizada considerando uma turbina do tipo 4, que pode ser equipada com um conversor Back-to-Back composto por dois conversores conectados em cascata. O elo CC do Back-to-Back opera com o conversor do lado do gerador, visando extrair a máxima potência do gerador, enquanto o conversor do lado da rede regula a tensão do elo. Para este trabalho, o conversor do lado da máquina é representado por uma fonte de corrente controlada, injetando

corrente no elo CC regulado pelo conversor do lado da rede, que atua como CAR, é mostrado na Figura 2.19.

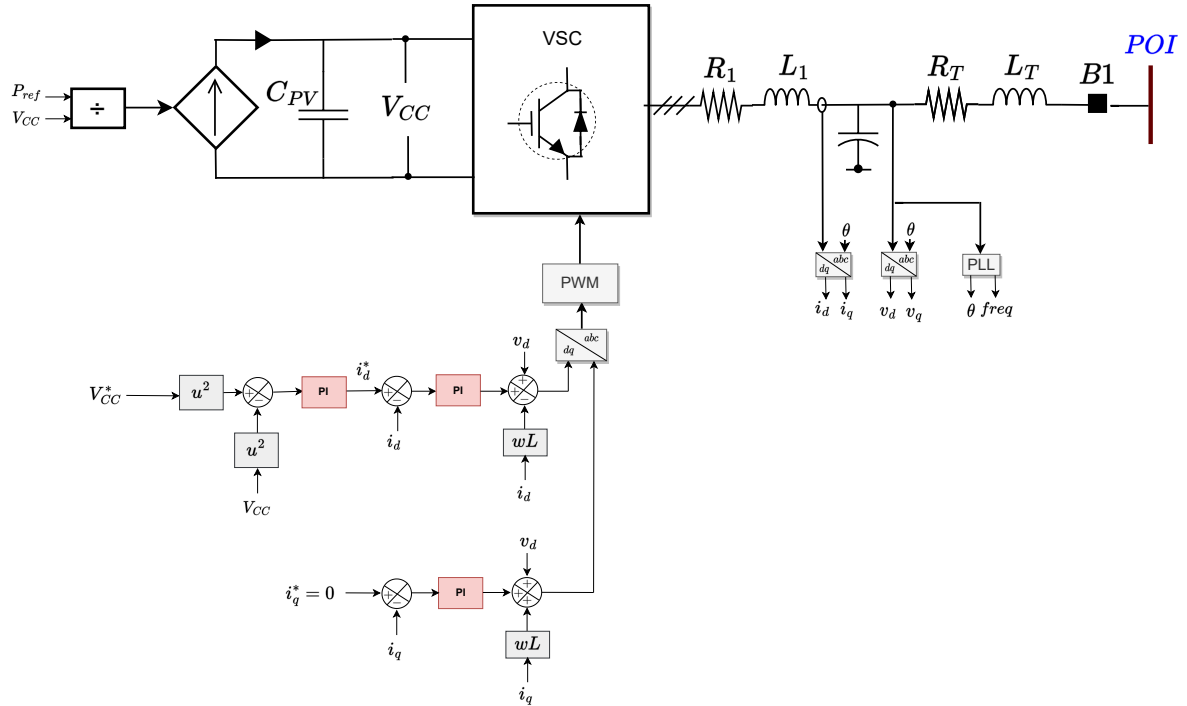


Figura 2.19: Circuito WT.

O controlador da malha interna foi projetado utilizando o Método de Cancelamento de Polos, de forma semelhante à aplicada no conversor fotovoltaico.

$$kp = \frac{L_{wt}}{\tau_{i,wt}}, \quad (2.15)$$

$$ki = \frac{(r_{on} + R_L)}{\tau_{i,wt}}. \quad (2.16)$$

A malha externa foi projetada através do Método Simétrico Ótimo com constante $a = 3$. Os ganhos podem ser calculados por:

$$kp = \frac{C_{cc}}{a \cdot \tau_i}, \quad (2.17)$$

$$Ti = a^2 \cdot \tau_i \implies ki = \frac{kp}{T_i}. \quad (2.18)$$

2.2.4.4 Sistema de Baterias

Os sistemas de armazenamento em microrredes desempenham um papel fundamental no balanceamento da energia elétrica, pois permitem o armazenamento de energia produzida por fontes renováveis, como painéis solares e turbinas eólicas, para uso posterior quando necessário. Além disso, os sistemas de armazenamento podem aju-

dar a melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em microrredes, especialmente em locais remotos ou isolados.

Existem diferentes tipos de sistemas de armazenamento de energia que podem ser usados em microrredes, incluindo baterias de íon-lítio, baterias de chumbo-ácido, baterias de fluxo, sistemas de armazenamento térmico e sistemas de armazenamento de hidrogênio.

As baterias de íon-lítio são amplamente utilizadas em sistemas de armazenamento de energia devido à sua alta eficiência, alta densidade de energia e longa vida útil. As baterias de chumbo-ácido são mais baratas, mas têm menor densidade de energia e vida útil mais curta. As baterias de fluxo, por sua vez, são adequadas para aplicações de longa duração, como o armazenamento de energia solar em larga escala [39]. A escolha do sistema de armazenamento de energia dependerá das necessidades específicas da microrrede, como a quantidade de energia que precisa ser armazenada, o tempo de armazenamento necessário e o orçamento disponível.

Na Figura 2.20, observa-se a curva característica da bateria, que apresenta três zonas distintas. Na primeira zona (área em amarelo), a curva é exponencial e a variação de tensão incrementa-se rapidamente. Isso indica que a bateria tem uma baixa resistência interna nessa região. Já na zona nominal ou quase linear (área cinza), a variação de tensão não é brusca e a bateria apresenta um comportamento mais previsível, o que a torna adequada para aplicações que requerem estabilidade de tensão. Por fim, na terceira zona (área em branco), a curva é novamente exponencial, porém com uma variação de tensão limitada pela tensão nominal da bateria. É importante entender a curva característica da bateria para escolher a aplicação adequada e evitar danos à bateria ou ao equipamento conectado a ela.

2.2.4.4.1 Conversores das Baterias

A bateria que atua como Conversor Formador de Rede é responsável por gerar os sinais de tensão e frequência que são rastreados por todos os outros conversores acoplados na microrrede, durante a operação no modo ilhado. O controle é feito através de duas malhas de controle em cascata. A interna, que controla a corrente de saída do conversor, é projetada da mesma forma já apresentada em 2.2.4.1.1. Ela opera com um sinal de referência gerado pela malha externa que controla a tensão no capacitor do filtro, no lado CA do conversor.

2.2.4.5 Malha Externa - Tensão CA

Para calcular a corrente de referência é necessário formular a sua relação com a tensão de saída. Isto pode ser feito através da equação da corrente que flui no capacitor da seguinte forma:

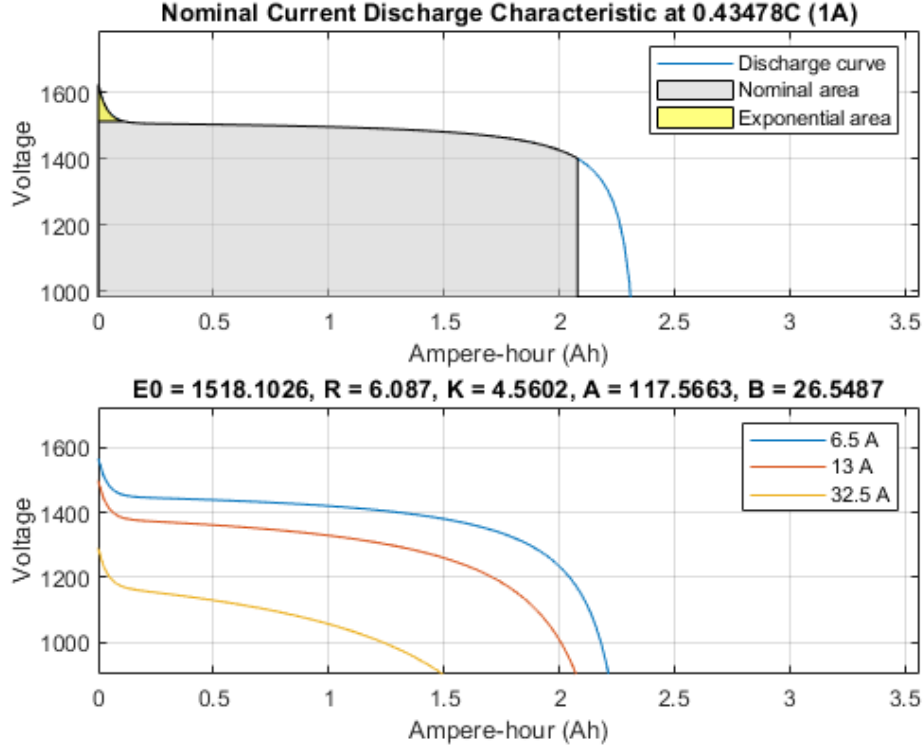


Figura 2.20: Curva características BESS.

$$i_{c,abc}(t) = C_f \frac{dv_{s,abc}(t)}{dt} = i_{abc}(t) - i_{L,abc}(t). \quad (2.19)$$

Para que seja possível o uso de reguladores $PI(s)$ o controle é feito no referencial síncrono e é aplicada em (2.19) a Transformada de Park invariante em amplitude. Com isso, as equações que regem o comportamento da tensão de saída no conversor, e que são usadas na implementação do controle, são:

$$C_f \frac{dV_{s,d}}{dt} = C_f \omega V_{sq} + i_d - i_{L,d}, \quad (2.20)$$

$$C_f \frac{dV_{s,q}}{dt} = -C_f \omega V_{sd} + i_q - i_{L,q}. \quad (2.21)$$

Característico do Referencial Síncrono as equações são acopladas, ou seja, a equação do eixo D possui uma variável do eixo Q e vice-versa. Além disso, as equações também dependem diretamente dos sinais de corrente na carga $i_{L,dq}$ e podem ser utilizadas compensações *feedforward* de forma que o controle seja desacoplado entre os eixos e a dinâmica da carga. Os sinais de referência enviados para a malha

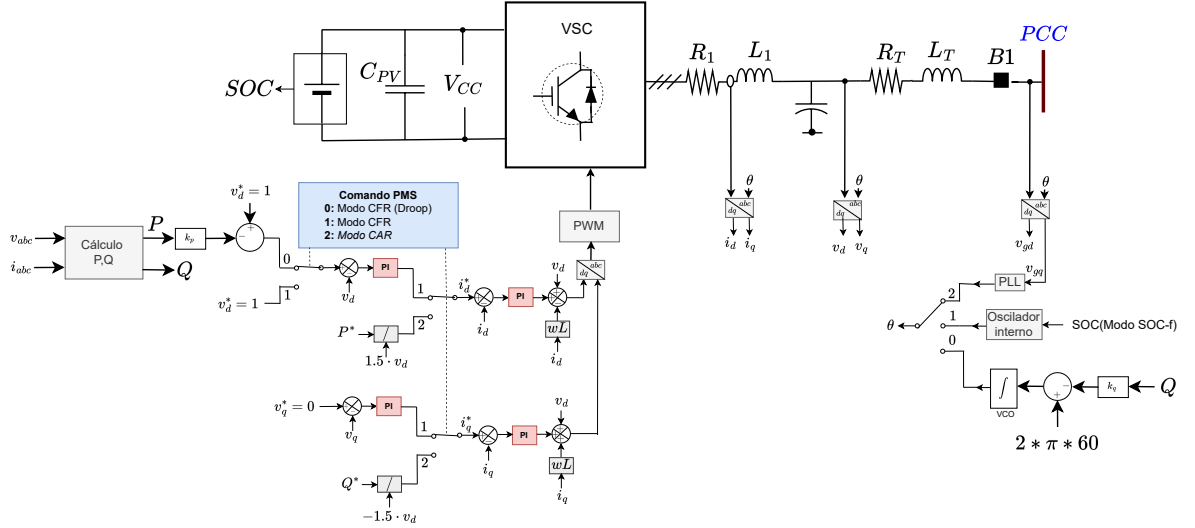


Figura 2.21: Configuração do sistema BESS.

externa com sua compensação podem ser descrito por:

$$i_{d,ref} = u_d - C_f \omega V_{sq} + i_{L,d}, \quad (2.22)$$

$$i_{q,ref} = u_q + C_f \omega V_{sd} + i_{L,q}. \quad (2.23)$$

Onde, u_{dq} são os sinais provenientes dos controladores da malha externa. Com isso, o projeto do controlador pode ser feito desconsiderando sinais de perturbação. A planta a ser controlada pode ser representada pelo atraso da malha interna em cascata com um integrador [40]:

$$\frac{V_{s,dq}(s)}{U_{dq}(s)} \approx \frac{1}{\tau_i s + 1} \frac{1}{C_f s}. \quad (2.24)$$

Para uma planta deste tipo pode ser utilizado o Método Simétrico Ótimo que possui bom desempenho para rejeição a perturbações, característica desejada no Conversor Formador de Rede. Considerando o regulador $PI(s)$ com equação em função do seu tempo de integração:

$$PI(s) = K_p \frac{(T_i s + 1)}{T_i s}. \quad (2.25)$$

Pode-se projetar o controlador em função de um parâmetro $a = 1 + 2D$ onde $D = \left\{ \frac{1}{2}, \frac{1}{\sqrt{2}} \right\}$, que altera o desempenho do controlador [40]. Os ganhos do controlador podem ser projetados conforme as seguintes equações:

$$T_i = a^2 \tau_i, \quad (2.26)$$

$$K_p = \frac{C}{a \tau_i K_d}. \quad (2.27)$$

Onde K_d é o ganho da malha interna, neste caso unitário. Para a malha externa foi utilizada o método simétrico ótimo com $a = 1$.

A microrrede em estudo é equipada com 2 bancos de baterias. Durante o modo de operação conectada à rede, um dos bancos permanece em modo de *standby*, injetando zero de potência e sincronizado com a rede. No entanto, quando ocorre o ilhamento, as baterias precisam alterar seu modo de operação para manter a rede energizada.

Para isso, uma das baterias é configurada para operar no modo Formador de Rede, regulando ativamente a frequência e a tensão no POI. Enquanto isso, a outra bateria entra no modo de Suporte de Rede e, com base nas medições do SOC, frequência e tensão no ponto de conexão, colabora na sustentação da microrrede por meio do compartilhamento de carga com a primeira bateria.

2.2.4.6 Modo SOC-f

De acordo com diferentes cenários do SOC, o BESS controla a frequência do sistema no modo ilhado, mantendo-a em 60 Hz ou aumentando-a conforme necessário para coordenar com os sistemas fotovoltaicos e reduzir a potência ativa injetada por estes. Isso ocorre quando MG gera um excesso de energia renovável e a bateria está se aproximando de sua carga máxima permitida, resultando em um alto nível de SOC.

Quando o SOC atinge um nível criticamente alto, o BESS recebe um comando do PMS para entrar no modo SOC-f, aumentando a frequência de saída. Na faixa de alto SOC (de SOC nominal acima de 80%), como representado na Figura 2.22, o BESS regula a frequência com uma inclinação de m_1 para impor uma frequência maior que a nominal no barramento [41]. O BESS controla a frequência do sistema por meio de seu oscilador interno, baseado em (2.28).

$$f = f_0 + m_1(SOC - SOC_0), \quad (2.28)$$

$$m_1 = \frac{f_{max} - f^*}{100\% - SOC_0}. \quad (2.29)$$

Onde f e f_0 são a frequência do sistema e seu valor limite que se requer que comece a funcionar o modo $SOC - f$, respectivamente; m_1 é a inclinação do droop;

e SOC e SOC_0 são o SoC do BESS e seu valor inicial em estado estacionário, respectivamente. Esta faixa de frequência é definida para manter uma margem adequada dos limites críticos permitidos de 57,0 Hz e 61,8 Hz, conforme especificado pela IEEE Std 1547-2018. f_0 é definido como 60 Hz e SOC_0 como 80%, baseado na Tabela 3.9.

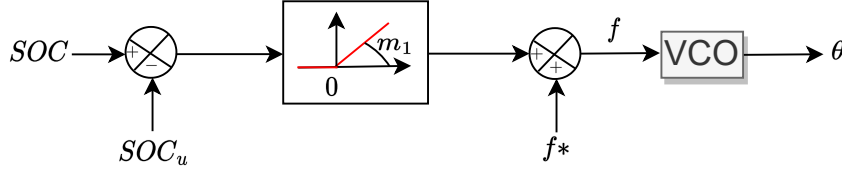


Figura 2.22: Oscilador interno do BESS.

2.2.4.7 Controle Droop

Neste trabalho, o controle *droop* utilizado é mostrado na Figura 2.23. Esse controle é composto por um ganho para a malha de potência ativa e um único ganho para a malha de potência reativa. Na malha de potência ativa, o sinal de referência é a tensão nominal, enquanto na malha de potência reativa, o sinal de referência é a frequência nominal de 60 Hz.

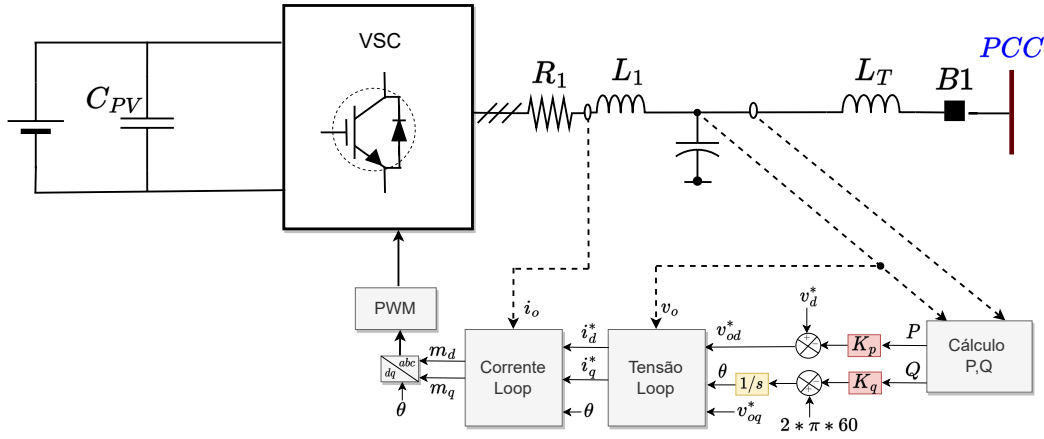


Figura 2.23: Diagrama com a malha do controle droop.

Como a medição de corrente para o controle do conversor VSC é realizada na corrente CA do filtro, é necessário compensar a potência reativa associada ao capacitor do filtro. Essa compensação é feita por meio de controle, ajustando a potência reativa de referência no conversor.

Para evitar a sobrecarga de uma bateria que atua como formadora de rede, a carga é compartilhada entre ambas as baterias. Isso pode ser feito ajustando as curvas de droop de Potência Ativa e Reativa. O controle é realizado alterando os sinais de referência de tensão e frequência do formador de rede em relação às suas

potências ativa e reativa de saída, respectivamente. As curvas de droop podem ser descritas por:

$$V - V_0 = -K_p(P - P_0) \quad (2.30)$$

$$f - f_0 = K_q(Q - Q_0) \quad (2.31)$$

Os projetos dos ganhos foram realizados conforme apresentado em (2.32) e (2.33). Neste modelo, utiliza-se o acoplamento entre tensão e potência ativa e; entre frequência e potência reativa, característico de sistemas muito resistivos.

$$K_p = \frac{\Delta V}{P_{max} - P_{min}} \quad (2.32)$$

$$K_q = \frac{\Delta V \omega}{Q_{max} - Q_{min}} \quad (2.33)$$

Para compartilhar a carga entre os conversores de forma proporcional às suas especificações, as constantes K_p e K_q precisam ser projetadas. Neste trabalho, foram considerados os parâmetros de circuito aberto para uma margem de 0.1% de frequência e de 10% de tensão. Com isto, as constantes calculadas para as baterias foram: Para o projeto das contantes é necessário estipular os parâmetros de circuito aberto dos conversores, ou seja, quando $P = Q = 0$.

2.3 Controle secundário

O controle secundário de uma microrrede deve incluir um PMS a fim de assegurar o funcionamento adequado tanto no modo conectado à rede quanto no modo ilhado, gerenciando a troca de potência dentro da microrrede enquanto está sujeita a restrições econômicas, técnicas e ambientais.

2.3.1 Gerenciamento de potência

O PMS é baseado em prazos mais curtos em torno de segundos até alguns minutos [25] e seu principal objetivo é fornecer estabilidade de tensão e frequência ao sistema. O gerenciamento de potência é responsável pelas seguintes tarefas[16]:

- Regulação de tensão e frequência.
- Equilíbrio de geração de energia com a demanda através de ações apropriadas, como redução de carga, redução de potência gerada do sistema fotovoltaico, etc.

- Restauração de cargas desconectadas devido a um desbalanceamento de energia ou a um evento de ilhamento.
- Restauração de nível de tensão e frequência aceitáveis seguindo a resposta dinâmica no modo ilhado.
- Ressincronização da microrrede ilhada com a rede principal em resposta a um comando de reconexão.

2.3.2 Sistema a Eventos Discretos (SEDs)

Um sistema consiste em um conjunto de elementos que, interagindo entre si e com o meio que os cerca, formam um todo organizado. Tais interações, em geral, ocorrem por meio de entradas e saídas. Neste trabalho, o foco será dado aos sistemas a eventos discretos, os quais são definidos como os sistemas cuja evolução está associada à ocorrência de eventos, sendo estes eventos as causas das alterações de seu estado. Estes sistemas, portanto, apresentam duas características principais: (i) são orientados por eventos; (ii) seu conjunto de estados é discreto.

Para entender a modelagem de sistemas a eventos discretos por autômatos, é necessário compreender os conceitos básicos de linguagens e de autômatos propriamente ditos, que são apresentados a seguir.

2.3.2.1 Linguagem

Ao conjunto de eventos discretos de um SED dá-se o nome de alfabeto, à cada sequência formada por estes eventos dá-se o nome de palavra. O conjunto dessas palavras, por sua vez, chama-se linguagem. Formalmente, uma linguagem L definida sobre um conjunto de eventos Σ é um conjunto de sequências de eventos de comprimento finito. Por exemplo, uma linguagem é:

$$L_1 = \{\varepsilon, a, abb\}$$

Outros exemplos de linguagens em que $\Sigma = \{a.b.c\}$ incluem:

- Linguagem L_2 : Todas as sequências que começam com a :

$$L_2 = \{a, ab, ac, abb, abc, \dots\}$$

- Linguagem L_3 : Sequências contendo apenas eventos b :

$$L_3 = \{\varepsilon, b, bb, bbb, \dots\}$$

2.3.2.2 Autômato

Neste documento, foi adoptado os autômatos como o modelo formal para descrever o comportamento dos SED, apresentado como:

$$G = (X, \Sigma, f, \Gamma, x_0, X_m), \quad (2.34)$$

em que G é um autômato finito determinístico que modela um SED, onde X é o conjunto finito de estados, Σ é o conjunto finito de eventos, $f : X * \Sigma \rightarrow X$ é a função de transição, parcialmente definida sobre o domínio da função $\Gamma : X \rightarrow 2^\Sigma$ (onde 2^Σ denota o conjunto potência de Σ) determina o conjunto de eventos ativos dos estados de G , x_0 é o estado inicial, e X_m é o conjunto de estados marcados ou estados desejados.

Ao longo de todo o texto, Σ^* denota o fecho Kleene de Σ , que é o conjunto de todas as sequências formadas pelos eventos em Σ , incluindo a palavra vazia, denotada por ε , que representa a ausência de eventos.

A função de transição f pode ser estendida para $f : X \times \Sigma^* \rightarrow X$ da seguinte forma:

$$f(x, \varepsilon) = x, \quad (2.35)$$

$$f(x, s'\sigma) = f(f(x, s'), \sigma). \quad (2.36)$$

Em (2.35), significa que, se a sequência de eventos é vazia (ε), o estado do sistema não muda; ele permanece no estado x . Em (2.36), s' é uma sequência de eventos e σ é um único evento. A função $f(x, s'\sigma)$ é calculada primeiro aplicando f à sequência s' , o que leva o sistema a um estado intermediário $f(x, s')$. Em seguida, a função f é aplicada ao estado intermediário e ao evento σ , resultando no estado final. Para todos os $x \in X$, $s' \in \Sigma^*$ e $\sigma \in \Sigma$. As linguagens geradas e marcadas por G são, respectivamente,

$$L(G) = \{s' \in \Sigma^* : f(x_0, s') \text{ é definido}\}, \quad (2.37)$$

$$L_m(G) = \{s' \in L(G) : f(x_0, s') \in X_m\}. \quad (2.38)$$

A linguagem gerada $L(G)$ é o conjunto de todas as sequências de eventos que levam o sistema a um estado definido a partir do estado inicial x_0 . Já a linguagem marcada $L_m(G)$ é o subconjunto de $L(G)$ que leva a planta a estados marcados X_m . A linguagem marcada $L_m(G)$ descreve os comportamentos do sistema que atingem os estados marcados, os quais representam a conclusão de uma tarefa.

O prefixo fechamento de uma linguagem L é definido como o conjunto de todas as sequências iniciais (prefixos) de eventos de cada palavra de L , representado por:

$$\overline{L} = \{s' \in \Sigma^* : (\exists t \in \Sigma^*)[s't \in L]\}, \quad (2.39)$$

onde $s't$ indica que toda sequência s' , seguida por qualquer t , pertence a L . Se uma linguagem L é igual ao seu prefixo fechamento ($L = \overline{L}$). Quando é dito que uma linguagem L é prefixo-fechada, quer dizer que, se L contém uma palavra s' , então L também contém todas as subsequências iniciais (prefixos) de s' . Isso é importante na teoria de controle supervisorio porque garante que qualquer sequência de eventos que leve a um estado marcado da planta também respeita todas as sequências de eventos parciais que levaram a esse estado.

2.3.2.2.1 Operação com Autômatos

Um autômato G é considerado acessível, denotado por $Ac(G)$, se for possível transitar de qualquer estado da planta a partir do estado inicial. O autômato acessível é obtido removendo-se de G todos os estados que não são alcançáveis a partir do estado inicial, juntamente com as transições que começam ou terminam nesses estados removidos. A parte coacessível do autômato G , representada por $CoAc(G)$, é obtida excluindo-se de G todos os estados dos quais não é possível alcançar algum estado marcado, juntamente com suas respectivas transições.

Uma planta é geralmente composta por diversos sistemas de eventos discretos, sendo vantajoso modelar primeiro os componentes separadamente e, posteriormente, combiná-los em um único SED mais complexo, em vez de tentar criar o SED da planta de uma vez. A técnica para coordenar e combinar sistemas de eventos discretos é chamada de produto síncrono: denotada por $G = G1||G2||G3...$ ou $G = sync(G1; G2; G3; ...)$, onde $G1; G2; G3; ...$ são os modelos de componentes da planta e o produto síncrono G é o modelo SED geral da planta.

Nas Figuras 2.24a e 2.24b, apresentam-se dois autômatos, $G1$ e $G2$, que contêm eventos não comuns. Durante a operação de sincronização, é gerada uma planta que abrange todas as combinações possíveis dos eventos que podem ocorrer na planta. O autômato resultante, G , representado na Figura 2.25, corresponde ao resultado do produto síncrono, sendo composto por 6 estados e 14 transições.

2.3.3 Controle Supervisorio

O controle supervisorio é uma abordagem da teoria de controle voltada para sistemas a eventos discretos, em que um supervisor é projetado para regular o comportamento de um sistema (conhecido como planta) de modo a atender a requisitos específicos. A planta gera eventos, enquanto o supervisor monitora esses eventos e toma decisões sobre quais ações permitir ou restringir.



Figura 2.24: Operação de sincronização entre dois autômatos.

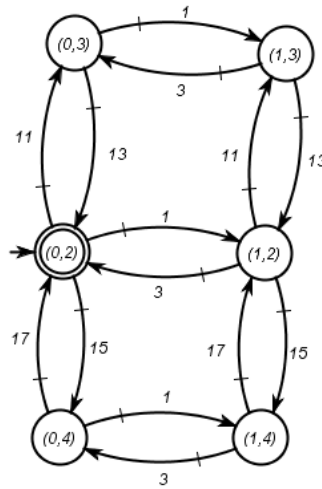


Figura 2.25: $G = G1 || G2$.

O papel principal do controle supervisor é garantir que o sistema opere de maneira segura e eficiente, evitando estados indesejados ou perigosos e assegurando que as especificações desejadas sejam cumpridas. Essa abordagem é particularmente importante em ambientes complexos, como de controle de microrredes, em que a coordenação de eventos e ações é essencial. Além disso, o controle supervisor permite uma síntese e análise matemática rigorosa, promovendo soluções modulares e otimizadas que podem ser implementadas de forma prática em sistemas reais.

Considerando o paradigma de controle Ramadge-Wonham apresentado em [11], a planta e o supervisor trabalham juntos como um sistema em malha fechada, conforme mostrado na Figura 2.26. A planta gera sequências de eventos (s') e as envia ao supervisor ($V(s')$) como um sinal de realimentação. O supervisor é projetado com base no comportamento desejado da planta (ou seja, as especificações de controle para atender uma determinada tarefa), determinando implicitamente em que estado o sistema está funcionando e, em seguida, enviando uma lista de eventos que devem ser desabilitados naquele estado específico como sinal de controle para a planta. As especificações de controle (K) são modeladas para que a planta se comporte de

acordo com tarefas específicas.

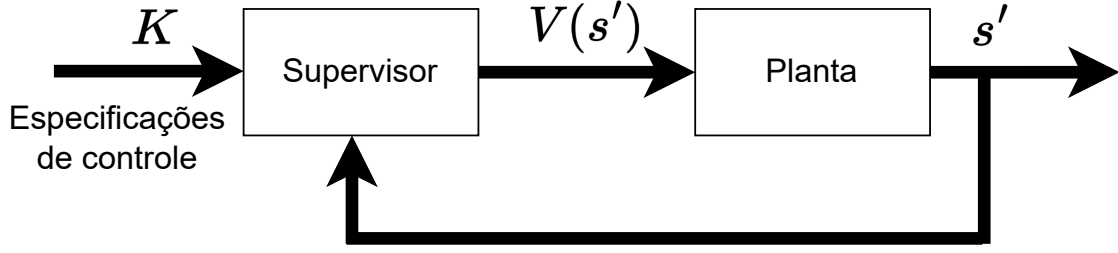


Figura 2.26: Diagrama de blocos do sistemas de eventos discretos

O supervisor V é considerado não bloqueante da planta se

$$\overline{L_m(V/G)} \cap L_m(G). \quad (2.40)$$

Isso significa que, conforme (2.40), sob a supervisão de V , a planta G nunca entra em um estado de bloqueio, ou seja, sempre há uma sequência de eventos que permite que a planta continue sua operação até um estado marcado.

2.3.3.1 Controlabilidade

A especificação K da Figura 2.27, é controlável em relação a $L(G)$ e Σ_{uc} se

$$\overline{K}\Sigma_{uc} \cap L(G) \subseteq \overline{K}, \quad (2.41)$$

e diz-se que é fechada em relação a $L_m(G)$ se

$$K = \overline{K} \cap L_m(G). \quad (2.42)$$

Para uma dada linguagem $K \subseteq L_m(G)$, existe um supervisor não bloqueante S tal que $L_m(S/G) = K$ se, e só se, K for controlável e $L_m(G)$ -fechado. Em (2.42) é indicado que K , se não for vazio, é a solução minimamente restritiva ou maximamente permissiva do supervisor $L(S/G)$, de modo que seu comportamento esteja contido na planta e o controle não seja bloqueante [11]. Essa condição assegura que, mesmo na presença de eventos incontroláveis, o comportamento do sistema permaneça dentro das especificações desejadas.

2.3.3.2 Realização de Supervisores

Os supervisores são sintetizados para seguir o comportamento da especificação K , desde que a linguagem $K \subseteq L(G)$ seja controlável. O supervisor S , definido por

$$S(s) = [E_{uc} \cap \Gamma(f(x_0, s))] \cup \{\sigma \in E_c : s\sigma \in K\},$$

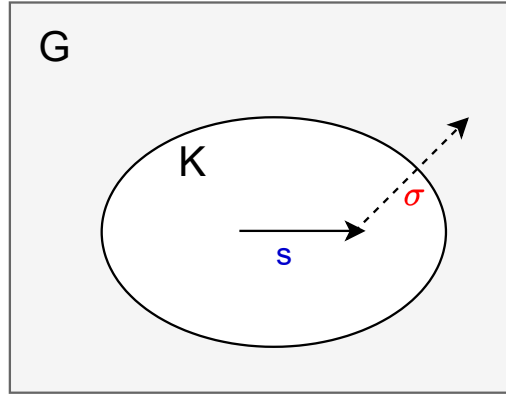


Figura 2.27: Planta do controle

resulta em

$$L(S/G) = K.$$

O supervisor observa as sequências de eventos $s \in L(G)$ e decide quais eventos controláveis $\sigma \in E_c$ podem ser habilitados, garantindo que o sistema opere según a especificação K . Os eventos não controláveis E_{uc} , por sua vez, sempre que habilitados pelo sistema G , devem ser permitidos acontecer pelo supervisor, pois não podem ser restringidos.

2.3.3.3 Sublinguagem Controlável Suprema

Se a linguagem K não for controlável, é necessário determinar uma sublinguagem controlável suprema, $K^{\uparrow C}$, que é a maior sublinguagem de K que satisfaz a propriedade de controlabilidade. Neste caso, o supervisor seria projetado para garantir que:

$$L(S/G) = K^{\uparrow C}.$$

Assim, o processo de realização de supervisores permite projetar um controlador capaz de manter o sistema dentro das especificações desejadas, respeitando as restrições impostas pelos eventos e garantindo que o sistema opere de maneira segura e eficiente.

Dependendo da modelagem e tamanho da planta e das especificações, o supervisor centralizado ou monolítico pode ter muitos estados e transições o que dificulta sua implementação, existem outras arquiteturas onde se pode ter vários supervisores controlando uma parte da planta, chamado de arquitetura descentralizada. As duas abordagens usadas na literatura em sistemas elétricos são a arquitetura centralizada e a descentralizada.

2.3.4 Arquitetura Centralizada

Na arquitetura centralizada, existe um único supervisor que controla toda a planta, conforme mostra a Figura 2.28. Este supervisor monolítico tem acesso a toda a informação sobre o estado da planta e pode tomar decisões baseadas em uma visão global do sistema. As vantagens dessa abordagem incluem a simplicidade de implementação e a capacidade de otimização global do sistema. No entanto, a desvantagem é que o supervisor central pode se tornar muito grande, com muitos estados e transições, sendo intratável na prática para sistemas grandes e complexos.

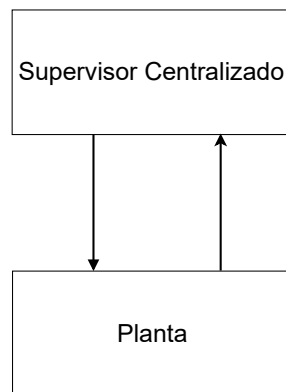


Figura 2.28: Diagrama da arquitetura centralizada.

2.3.5 Arquitetura Descentralizada

Na arquitetura descentralizada, o controle da planta é distribuído entre múltiplos supervisores, cada um com respeito à planta, conforme mostrado na Figura 2.29. Esses supervisores podem operar de maneira independente ou coordenada. A vantagem dessa abordagem é que ela aumenta a robustez e escalabilidade do sistema, pois não depende de um único ponto de controle. Além disso, a descentralização pode melhorar a reatividade local a eventos específicos. A principal desvantagem é a complexidade adicional na coordenação entre os supervisores para garantir que o comportamento global do sistema atenda às especificações desejadas.

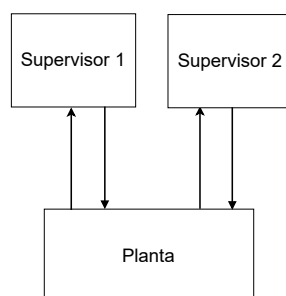


Figura 2.29: Diagrama da arquitetura descentralizada.

A escolha entre uma arquitetura centralizada e descentralizada depende das características específicas da planta e dos requisitos de controle. Em sistemas onde a escalabilidade e robustez são críticas, a descentralização pode ser mais apropriada. Em sistemas mais simples, a centralização pode oferecer uma solução mais direta e eficiente.

Para garantir que os supervisores descentralizados não tenham conflitos, é necessário que eles satisfaçam a propriedade de não-conflitante. A seguir está uma descrição mais detalhada sobre essa propriedade:

2.3.5.1 Propriedade não conflitante entre supervisores

A propriedade de não conflitante entre supervisores assegura que, quando múltiplos supervisores estão operando simultaneamente em uma planta G , suas ações não se contradizem, permitindo que o sistema funcione de maneira harmoniosa. Formalmente, dois supervisores S_1 e S_2 são ditos não-conflitantes se a interseção de seus comportamentos controláveis resulta em um comportamento que ainda é controlável para a planta G .

Em termos matemáticos, considere K_1 e K_2 como as linguagens controláveis dos supervisores S_1 e S_2 , respectivamente. Os supervisores S_1 e S_2 são não-conflitantes se:

$$\overline{K_1 \cap K_2} \cap L_m(G) \subseteq K_1 \cap K_2 \quad (2.43)$$

Esta expressão implica que a interseção das linguagens controláveis K_1 e K_2 , após o fechamento de prefixo, ainda pertence à linguagem marcada $L_m(G)$ da planta e é um subconjunto da interseção original das linguagens. Em outras palavras, as ações dos supervisores não interferem uma com a outra, permitindo que o sistema continue operando segundo as especificações desejadas.

2.3.5.2 Redução de supervisores

A redução de supervisores refere-se ao processo de simplificar o supervisor, mantendo sua funcionalidade. Isso é feito pela minimização de estados e transições, o que resulta em supervisores menores e fáceis de implementar. A redução de supervisores visa simplificar o supervisor mantendo o mesmo comportamento do supervisor original [42], ou seja, o supervisor reduzido tem a mesma capacidade de controlar o sistema conforme a especificação desejada. Embora a redução envolva a eliminação de estados e transições redundantes, isso é feito de forma que o comportamento do sistema, no que diz respeito à controlabilidade e segurança, não seja afetado.

Tanto os supervisores de controle supervísório monolíticos quanto os descentralizados podem ter seus tamanhos reduzidos. Cada supervisor reduzido, denominado

SIMSUP, é equivalente, em termos de seu comportamento de controle, à sua versão não reduzida.

A representação de um autômato é mostrada na Figura 2.30. Nesse diagrama de transição de estado da máquina gerado pelo programa TCT (usado para sintetizar os supervisores)[12], os estados discretos são indicados por círculos, as setas que conectam os estados representam eventos ou ações, uma seta de entrada é anexada ao estado inicial e dois círculos concêntricos identificam o estado desejado (marcado). A seta vermelha representa eventos controláveis, que podem ser ativados ou desativados pelo Supervisor. A seta verde representa eventos não controláveis. Neste trabalho, as transições associadas a eventos controláveis são representadas por números pares e as incontroláveis por números ímpares, respectivamente.

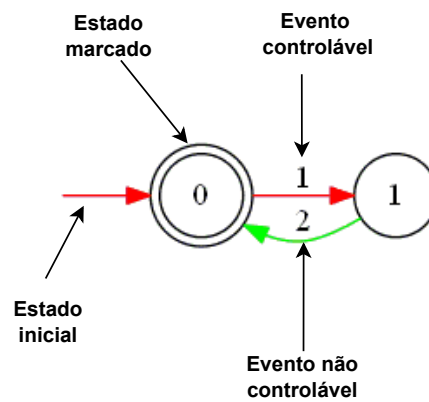


Figura 2.30: Diagrama de blocos do sistema de eventos discretos.

Capítulo 3

Modelagem de gerenciamento de potência baseado na Teoria de Controle Supervisório

Nesta seção, é abordada a modelagem da planta em relação aos diversos componentes da MG, bem como a síntese do controle supervisório. Diversos programas são utilizados para a síntese de supervisores em SEDs, como o IDES (Integrated DES Environment) [43], o SUPREMICA (Supervision of Manufacturing and Automated Systems) [44] e o TCT [45]. Neste documento, o TCT (Toolbox for Computation of Supervisory Control), desenvolvido por W. M. Wonham, é utilizado. O TCT é uma ferramenta poderosa e rigorosa para a síntese de controle supervisório de sistemas a eventos discretos. Ele se destaca por seu alinhamento direto com os fundamentos teóricos do controle supervisório, sendo amplamente utilizado em contextos acadêmicos para pesquisa e ensino. O TCT oferece grande flexibilidade na modelagem, suporte à modularidade e decomposição de sistemas complexos, além de uma abordagem baseada em texto que proporciona controle explícito sobre o processo de síntese. Embora menos intuitivo que ferramentas com interfaces gráficas, como o Supremica, sua transparência, eficiência e foco em propriedades como controlabilidade, observabilidade e não bloqueio o tornam ideal para aplicações que exigem rigor teórico e análises detalhadas. Outra vantagem é as funções do TCT estão integradas ao livro didático escrito pelo próprio autor da teoria de controle supervisório, W. M. Wonham [11].

O uso do programa TCT incorpora muitos dos conceitos básicos no controle supervisório e destina-se à síntese dos supervisores, garantindo que o funcionamento da planta seja minimamente restritivo e controlável.

A integração de várias FERs e unidades de armazenamento de energia, faz com que o sistema seja cada vez mais complexo. O uso da teoria de controle supervi-

sório nas microrredes, permite enxergar todos os cenários possíveis do sistema para um gerenciamento de potência inteligente, o qual de forma heurística não é possível [17]. Aplicando a teoria de controle supervisorio se consegue garantir que o sistema seja controlável e minimamente restritivo, o qual permite transições entre todos os cenários possíveis da microrrede e identifica aqueles estados que devem ser evitados. É possível a integração de várias microrredes trabalhando de forma descentralizada, o que permite uma escalabilidade do sistema. Ao invés de haver um supervisor para toda a planta (chamado, de supervisor monolítico), vários supervisores podem ser calculados, cada um responsável por impor uma exigência específica ao comportamento da planta. Isso é chamado de abordagem modular [11]. Na próxima seção, será feita a modelagem por autômatos de componentes da microrrede proposta neste trabalho.

3.1 Modelagem de alguns componentes da microrrede na abordagem de SEDs

A planta é composta por diversos componentes da microrrede mostrada na Figura 3.1, neste trabalho é considerada a modelagem em eventos discretos do BRK 1, os controladores locais dos PV 1 e PV 2, os BESSs, além das medições da potência da rede, frequência e tensão no POI e o SOC das baterias. Para obter um modelo abrangente da planta, contemplando todos os eventos possíveis dos subsistemas considerados, é vantajoso modelar os componentes separadamente e, em seguida, integrá-los em um único SED mais complexo, ao invés de criar a planta G de uma só vez. Todos os componentes foram sincronizados para identificar todos os cenários gerados pela microrrede, incluindo aqueles que se pretende evitar.

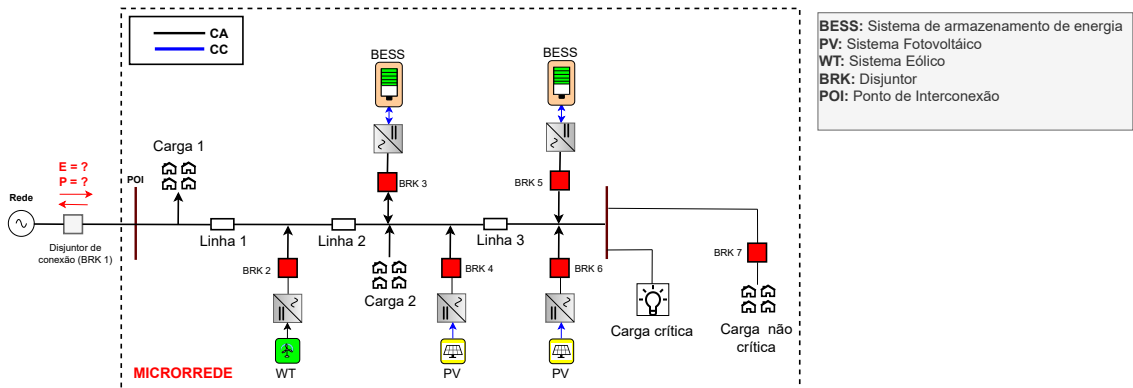


Figura 3.1: Microrrede implementada para o modelagem a eventos discretos.

3.1.1 Estado do disjuntor no POI (BRK_M)

O estado do disjuntor do POI é modelado por um autômato de dois estados. O estado inicial, 0, representa um estado desejado ou marcado do modelo, correspondendo ao disjuntor estar no estado fechado (modo conectado à rede elétrica), conforme mostra a Figura 3.2. O evento 2 representa a abertura accidental do disjuntor, por exemplo, devido a falhas na rede. O evento 1 representa a abertura intencional do MG, por exemplo, manutenção da linha de transmissão. Ambos os eventos, 1 e 2, levam ao estado 1, que corresponde ao disjuntor estar em estado aberto (modo ilhado). O evento 3 representa o fechamento intencional do disjuntor, sendo acionado para a conexão da MG com base em condições do sistema. Por exemplo, isso pode ocorrer quando a falha na linha de transmissão é resolvida, quando é mais conveniente importar energia da rede, ou quando há uma oportunidade de vender energia. Um resumo dos eventos do estado do disjuntor no POI é mostrado na Tabela 3.1.

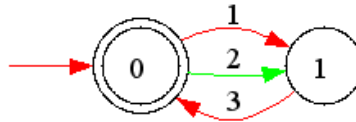


Figura 3.2: Modelagem do disjuntor no POI.

Tabela 3.1: Estado do disjuntor no POI

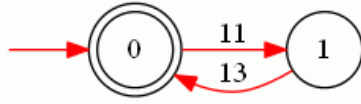
Evento	Descrição	Controlável
1	Desconexão intencional da MG com a rede.	Sim
2	Desconexão não intencional da MG com a rede.	Não
3	Conexão da MG com a rede	Sim

A detecção do ilhamento não intencional (evento 2) é realizada considerando o sinal do disjuntor; no entanto, neste trabalho, não foi implementado um algoritmo específico para essa detecção.

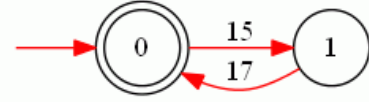
3.1.2 Unidades Fotovoltaicas (PV_1 e PV_2)

As unidades de geração fotovoltaica (PVs) podem operar em dois modos distintos: o modo MPPT - estado 0, ou o modo de redução de potência (*curtailment*) - estado 1. As transições do sistema PV 1 entre seus modos de operação são representadas pelos eventos 11 e 13 (Figura 3.3a), enquanto as transições do sistema PV 2 são indicadas pelos eventos 15 e 17 (Figura 3.3b). Importante destacar que esses eventos são controláveis, podendo ser ativados ou desativados pelo supervisor do sistema.

Neste trabalho, o modo *Low Voltage Ride Through* (LVRT) não foi implementado. Para incluir essa função de suporte de tensão, será necessário integrá-la à



(a) PV 1.



(b) PV 2.

Figura 3.3: Modelagem dos PVs em SED.

modelagem dos sistemas fotovoltaicos (PVs). Na Tabela 3.2, é mostrado um resumo dos eventos dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 3.2: Eventos das unidades fotovoltaicas.

Evento	Descrição	Controlável
11	Transição do modo MPPT a redução de potência do PV 1.	Sim
13	Transição do modo de redução de potência a MPPT do PV 1.	Sim
15	Transição do modo MPPT a redução de potência do PV 2.	Sim
17	Transição do modo de redução de potência a MPPT do PV 2.	Sim

3.1.3 Sistema de gerenciamento de bateria (BMS_1 e BMS_2)

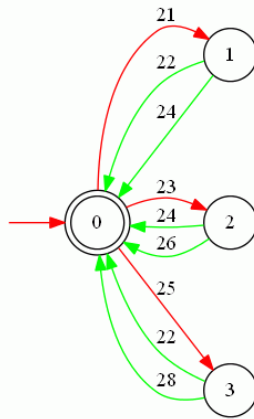
O sistema de gerenciamento de bateria do BESS 1, representado na Figura 3.4a, é modelado como um autômato de quatro estados. O estado 0 indica que o SOC (State of Charge) está dentro dos valores aceitáveis; o estado 1 indica que o SOC está acima do valor máximo; o estado 2 indica que o SOC está abaixo de um valor específico; e o estado 3 indica que o SOC está abaixo do valor mínimo.

Os eventos 22 e 28 sinalizam que o SOC atingiu seus limites superior e inferior, respectivamente, enquanto o evento 24 indica que o SOC está dentro dos limites aceitáveis, e o evento 26 indica que o SOC está abaixo de um valor específico. Os eventos ímpares são eventos de inicialização destinados a habilitar a medição do SOC. O PMS não têm controle do BMS_1 e BMS_2 , já que são medições e são eventos não controláveis. Os limites dos eventos são apresentados na Tabela 3.3.

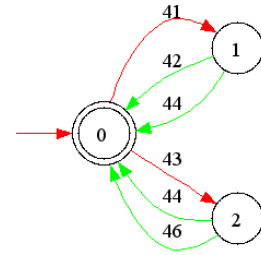
Para o BMS do BESS 2, é considerado um autômato de três estados, onde o estado 0 indica que o SOC está dentro dos valores aceitáveis; o estado 1 indica que o SOC está acima do valor máximo; e o estado 2 indica que o SOC está abaixo de um valor específico. Os eventos desse autômato são apresentados na Tabela 3.3.

3.1.4 Sistemas de armazenamento de energia ($BESS_1$ e $BESS_2$)

Os modos de operação de cada BESS são modelados por dois autômatos: um para o modo ilhado da MG e outro para o modo conectado. No BESS 1, o modo ilhado é



(a) BMS 1.



(b) BMS 2.

Figura 3.4: Modelagem dos BMS em SED.

Tabela 3.3: Eventos dos BMSs.

Evento	Descrição	Controlável
22,42	SOC maior que 80% do BESS 1 e 2.	Não
24	SOC do BESS 1 entre 40% e 80%.	Não
26	SOC do BESS 1 entre 30% e 40%.	Não
28	SOC menor que 30% do BESS 1 e 2.	Não
44	SOC do BESS 2 entre 40% e 80%.	Não
46	SOC do BESS 2 menor que 30%.	Não
21,41	Conjunto de eventos que permitem ao supervisor habilitar e desabilitar medições.	Sim
23,43		Sim
25		Sim

representado por um autômato com quatro estados (conforme mostrado na Figura 3.5a): o estado 0 representa o modo formador de rede, o estado 1 o modo *standby*, o estado 2 o modo droop, e o estado 3 o modo SOC-f. O evento 31 indica a transição para o modo de controle por droop, o evento 33 para o modo formador de rede, o evento 35 para o modo seguidor de rede (potência ativa de referência igual a zero), e o evento 29 para o modo SOC-f. Quanto ao BESS 2, conforme a Figura 3.5b, ele é modelado de maneira semelhante ao BESS 1, com diferentes numerações de eventos, visto que o controle local é o mesmo em ambos os casos.

No cenário de modo conectado, o BESS 1 é representado por três estados e quatro transições, conforme mostra a Figura 3.6a. No estado 0, o BESS está em *standby*, ou seja, permanece conectado à rede, mas sem injetar potência; no estado 1, em modo de carregamento; e no estado 2, em modo de descarregamento. As transições entre esses estados ocorrem da seguinte forma: o evento 37 ativa o modo de carregamento, o evento 39 representa o descarregamento, e o evento 35 indica que a potência ativa de referência é igual a zero (sem injeção ou absorção de potência).

Em relação ao BESS 2, conforme a Figura 3.6b, ele é modelado com dois estados:



Figura 3.5: Modelagem dos BESS em SED.

o estado 0 corresponde ao modo *standby* e o estado 1 ao modo de carregamento. A modelagem do BESS 2 difere do BESS 1 no modo conectado, já que apenas o BESS 1 possui a capacidade de operar em peak shaving. Embora ambos os BESS possam ser utilizados para essa funcionalidade, seria necessária uma arquitetura hierárquica para a tomada de decisão, determinando qual BESS deve operar em peak shaving em situações específicas.

Na Tabela 3.4, são apresentadas as descrições dos eventos entre os modos de operação do BESS 1 e BESS 2.



Figura 3.6: Modelagem dos BESS em SED.

Tabela 3.4: Eventos dos BESS.

Evento	Descrição	Controlável
29,49	Modo SOC-f.	Sim
31,51	Modo de controle por droop.	Sim
33,53	Modo formador de rede.	Sim
35,55	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$.	Sim
37,57	Modo seguidor de rede - carregando.	Sim
39	Modo seguidor de rede - descarregando.	Sim

3.1.5 Transições definidas pela frequência

Os limites de medição de frequência do *Phase-locked loop* (PLL) são convertidos em eventos e modelados utilizando quatro estados, conforme mostrado na Figura 3.7. No estado 0, a frequência está dentro dos valores aceitáveis; no estado 1, a frequência

está abaixo do valor mínimo; no estado 2, a frequência está entre um valor específico e o máximo; e no estado 3, a frequência está acima do valor máximo.

Os eventos 62 e 68 indicam que a frequência do sistema atingiu seus limites inferior e superior, respectivamente. O evento 36 indica que a frequência está dentro de um valor específico e do máximo, enquanto o evento 64 sinaliza que a frequência está dentro dos limites aceitáveis. Os eventos 61 e 63 são eventos de inicialização que permitem a medição do sinal de sobre-frequência e sub-frequência. Os limites associados a cada evento estão apresentados na Tabela 3.5.

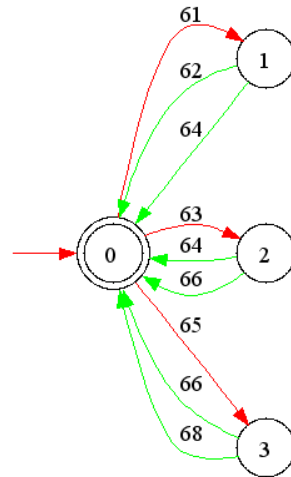


Figura 3.7: Modelagem do PLL em SED.

Tabela 3.5: Eventos do PLL.

Evento	Descrição	Controlável
62	Frequência do sistema atingiu seu limite inferior - $f < 59,5Hz$.	Não
64	A frequência está dentro de seus limites aceitáveis de operação - $59,5 < f < 60,5Hz$.	Não
66	Frequência do sistema esta entre o limite - $60,5 < f < 61,0Hz$.	Não
68	Frequência do sistema atingiu seu limite superior $f > 61,0Hz$.	Não
61	Conjunto de eventos que permitem ao supervisor habilitar e desabilitar as medições.	Sim
63		Sim
65		Sim

3.1.6 Medição da Tensão RMS (V_{rms})

O sistema de monitoramento do barramento principal (POI) mede continuamente o nível de tensão, sendo modelado como um autômato de três estados, conforme mostrado na Figura 3.8 e na Tabela 3.6. O estado 0 representa a tensão dentro da faixa entre 0,92 p.u e 1,05 p.u; o estado 1 indica que a tensão está acima de 1,05 p.u; e o estado 2 indica que a tensão está abaixo de 0,85 p.u. Os eventos definidos para

o sistema de monitoramento são os seguintes: 71 e 73 (inicialização para permitir a medição da tensão RMS); 70 (tensão acima de 1,05 p.u); 72 (tensão entre 1,05 p.u e 0,92 p.u); 74 (tensão entre 0,92 p.u. e 0,85 p.u.); e 76 (tensão menor que 0,85 p.u.).

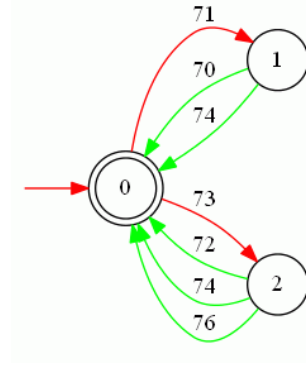


Figura 3.8: Modelagem do medidor (V_{rms}) em SED.

Tabela 3.6: Eventos da medição de tensão V_{rms}

Evento	Descrição	Controlável
70	$V_{RMS} \geq 1,05 \text{ p.u}$	Não
72	$1,05 \text{ p.u} < V_{RMS} < 0,92 \text{ p.u}$	Não
74	$0,92 \text{ p.u} \leq V_{RMS} < 0,85 \text{ p.u}$	Não
76	$V_{RMS} \leq 0,85 \text{ p.u}$	Não
71	Inicialização para permitir a medição da tensão RMS.	Sim
73		Sim

3.1.7 Medição da potência ativa da rede (P_{REDE})

A modelagem da medição da potência ativa da rede é realizada por meio de um autômato de 3 estados e 5 eventos, conforme mostra a Figura 3.9 e a Tabela 3.7. No estado 0, a potência da rede está entre 0,25p.u. e 0,9p.u. da potência contratada; no estado 1, a potência está acima de 0,9p.u. da potência contratada; e no estado 2, a potência está abaixo de 0,25p.u. da potência contratada. Os eventos que provocam as transições entre esses estados são definidos da seguinte maneira: O evento 82 representa a condição em que a potência ativa ultrapassa 0,9p.u. da potência contratada, o evento 84 indica uma faixa entre 0,25p.u. e 0,9p.u. da potência contratada, enquanto o evento 86 reflete a situação em que a potência ativa fica abaixo de 0,25p.u.. Os eventos 81 e 83 correspondem à inicialização da medição.

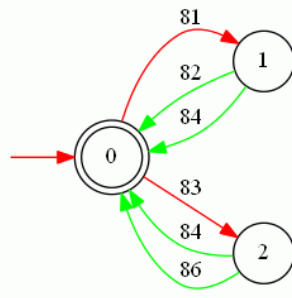


Figura 3.9: Modelagem do medidor da Potência Ativa da rede.

Tabela 3.7: Eventos da medição da Potência da rede.

Evento	Descrição	Controlável
82	$P_{rede} \geq 0,90p.u * P_{contratada}$	Não
84	$0,25p.u * P_{contratada} < P_{rede} < 0,90p.u * P_{contratada}$	Não
86	$P_{rede} \leq 0,25p.u * P_{contratada}$	Não
81	Inicialização para permitir a medição da potência da rede.	Sim
83		Sim

3.1.8 Modelagem do comando para ativar/desativar a função *peak shaving* (*ENB_PEAKE*).

O modo *peak shaving* é ativado manualmente pelo operador, considerando um caso hipotético, onde o BESS precisa carregar-se, já que o SOC dos BESSs é mínimo. Em determinadas situações, pode ser mais vantajoso consumir energia diretamente da rede ao invés de utilizar o BESS no modo *peak shaving*. Para representar este funcionamento, foi modelado um autômato com dois estados e dois eventos, conforme mostrado na Figura 3.10 e na Tabela 3.19. O estado 1, associado ao evento 91, representa a ativação do *peak shaving* pelo operador. Já o estado 0, associado ao evento 93, indica que o modo *peak shaving* está desativado.



Figura 3.10: Modelagem do autômato para ligar/desligar a função *peak shaving*.

Tabela 3.8: Eventos da medição da Potência da rede.

Evento	Descrição	Controlável
91	<i>Peak shaving</i> ativado	Sim
93	<i>Peak shaving</i> desativado	Sim

A planta foi modelada considerando 13 subsistemas. Todos eles foram sincronizados para determinar todos os cenários gerados pela microrrede e seus componentes,

inclusive aqueles que se deseja evitar. A planta possui 663552 estados possíveis e 14846976 transições, o que dificulta a visualização e é omitida.

Os limites de operação adequados do SOC das baterias de lítio foram definidas entre 30% e 80%, a fim de aumentar sua vida útil [46]. Além disso, os limites máximos e mínimos de frequência e tensão no POI são estabelecidos pelo código de rede brasileiro. A Tabela 3.9 resume os valores considerados neste trabalho para garantir que a microrrede não exceda os limites estabelecidos de SOC, frequência e tensão.

Tabela 3.9: Características técnicas dos modos de operação das fontes.

Fonte	Estado	Estratégia operacional
PV 1	0: freq <60,5 Hz	MPPT
	1: freq >60,5 Hz	Redução de potência
PV 2	0: freq <61,0 Hz	MPPT
	1: freq >61,0 Hz	Redução de potência
BESS 1	Modo ilhado	
	0: 40%<SOC<80%	Modo normal ou formador de rede.
	1: SOC >= 80%	Modo SOC-f.
	2: SOC <= 40%	Modo droop
	3: SOC <= 30%	Modo seguidor - carregamento
	Modo conectado	
	0: $0,25p.u * P_{cont} < P_{rede} < 0,90p.u * P_{cont}$	Modo seguidor - <i>standby</i>
	1: $P_{rede} >= 0,90p.u * P_{cont}$	Modo seguidor - descarregamento
	2: $P_{rede} <= 0,25p.u * P_{contratada}$	Modo seguidor - carregamento
BESS 2	0: 30%<SOC<80%	Modo droop
	1: SOC <= 30%	Modo seguidor - carregamento

3.2 Especificações do controle supervisorio

O programa TCT requer que as especificações de controle sejam modeladas por meio de sistemas de eventos discretos para a síntese dos supervisores. Ele oferece funções que simplificam a tradução das especificações de controle em definições matemáticas. Embora não exista uma abordagem única para modelar especificações, em determinados casos, a operação de exclusão mútua no TCT [11] pode ser aplicada de maneira sistemática e eficaz para a modelagem de especificações. Assim, torna-se possível definir as especificações de forma não matemática, que são implementadas a seguir:

- Evitar que a potência ativa da rede ultrapasse o limite contratado, utilizando o BESS para carregar durante períodos de baixa demanda e descarregar durante picos de consumo de energia;

- Se acontecer um ilhamento, o BESS 1 deve operar como formador de rede;
- Reduzir a potência ativa de saída dos painéis fotovoltaicos se o SOC das baterias excederem seu limite superior em $SOC > 80\%$;
- Compartilhar a carga com outro BESS e trabalhar no modo *droop* se o SOC do BESS 1 está abaixo de 40%;
- Carregar o BESS 1 e O BESS 2 se o SOC cair abaixo de seu limite inferior $SOC < 30\%$.

3.2.1 Modo conectado

3.2.1.1 Especificação 1: *Peak shaving*

Nesse modo de operação, a energia fornecida pela rede à microrrede é restrita pela potência contratada ($P_{contratada} = 20kW$), sem comprometer o fornecimento de energia às cargas. Para isso, o BESS 1 é carregado durante os períodos de baixa demanda (quando a potência da rede estiver abaixo de 0,25 p.u. da potência contratada), aproveitando o menor custo da eletricidade. Já em períodos de alta demanda (quando a potência da rede ultrapassa 0,90 p.u. da potência contratada), o BESS é descarregado. Em outras condições, o BESS entra em modo *standby*, permanecendo conectado à rede, mas sem injetar potência.

A potência injetada na rede é limitada, comparando-a com a potência contratada, para permitir que o BESS seja carregado ou descarregado de acordo com condições específicas. Quando a potência da rede estiver abaixo de 0,25 p.u. da potência contratada (evento 86), o BESS inicia a carga (evento 37), aproveitando a baixa carga (indicativa de menores custos de consumo de energia). Quando a potência da rede ultrapassa 0,90 p.u. da potência contratada (evento 82), o BESS é descarregado (evento 35), (indicando pico de demanda, quando o custo da energia é maior). Se a potência da rede estiver entre 0,90 p.u e 0,25 p.u (evento 84) da potência contratada, o BESS entra em modo *standby* (evento 39). De acordo com a modelagem da especificação (Figura 3.11 e Tabela 3.10), o operador só pode desativar a função de *peak shaving* (evento 93) nos estados 0, 2 e 5, caso o SOC dos BESSs esteja abaixo do limite mínimo.

3.2.2 Ilhamento não intencional e reconexão com a rede

3.2.2.1 Especificação 2:

Em cenários em que ocorre uma falha nas proximidades do Ponto de Conexão Comum, torna-se essencial que a microrrede demonstre a capacidade de operar de

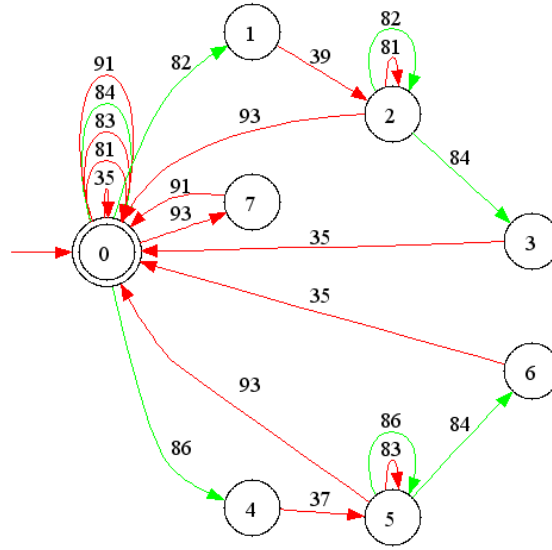


Figura 3.11: Modelagem da especificação 1 em SED.

Tabela 3.10: Eventos da especificação 1.

Evento	Descrição	Controlável
35	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 1.	Não
37	Modo seguidor de rede - carregando BESS 1.	Não
39	Modo seguidor de rede - descarregando BESS 1.	Não
81, 83	Inicialização para permitir a medição da potência da rede.	Sim
82	$P_{rede} \geq 0, 90p.u * P_{contratada}$	Não
84	$0, 25p.u * P_{contratada} < P_{rede} < 0, 90p.u * P_{contratada}$	Não
86	$P_{rede} \leq 0, 25p.u * P_{contratada}$	Não
91	<i>Peak shaving</i> ativado	Sim
93	<i>Peak shaving</i> desativado	Sim

maneira autônoma para garantir o suprimento de energia às cargas locais. Diante dessa situação, o supervisor deve enviar um comando para que um ou dois BESS entrem em ação, formando uma rede independente para atender às cargas.

A especificação é modelada conforme a Figura 3.12 e a Tabela 3.11, de modo que o BESS 1 inicie a formação da rede (evento 33) quando ocorrer um ilhamento não intencional (evento 2). No estado 0, os eventos associados ao modo conectado são configurados como *autoloops* para evitar conflitos com as funções de *peak shaving* e carregamento dos dois BESSs. Quando o evento 2 ocorre, o evento 33 é habilitado para iniciar a formação da rede. Se o SOC do BESS 1 e do BESS 2 caírem abaixo do valor mínimo (eventos 28 e 46, respectivamente) e a tensão no POI estiver entre 0,92 p.u. e 1,05 p.u. (evento 74), a MG se reconecta à rede para permitir o carregamento das baterias. Nos estados 1 e 2, os eventos relacionados ao modo ilhado são modelados como *autoloops* para evitar conflitos com as especificações desse modo.

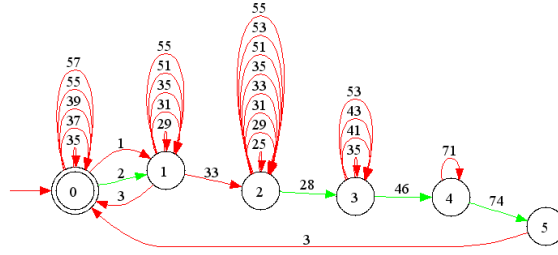


Figura 3.12: Modelagem da especificação 2 em SED.

Tabela 3.11: Eventos da especificação 2.

Evento	Descrição	Controlável
1	Desconexão intencional da MG com a rede.	Sim
2	Desconexão não intencional da MG com a rede.	Não
3	Conexão da MG com a rede.	Sim
28	SOC do BESS 1 menor que 30%.	Não
29	Modo SOC-f.	Sim
31,51	Modo de controle por droop.	Sim
33,53	Modo formador de rede.	Sim
35,55	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$.	Sim
37,57	Modo seguidor de rede - carregando.	Sim
39	Modo seguidor de rede - descarregando.	Sim
46	SOC do BESS 2 menor que 30%.	Não
71	Inicialização para permitir a medição da tensão RMS no POI.	Sim
74	$0,92 \text{ p.u.} \leq V_{RMS} \leq 0,85 \text{ p.u.}$	Não

3.2.3 Modo ilhado

3.2.3.1 Especificação 3: SOC do BESS 1 acima de 80%

Se o SOC atingir o limite máximo (evento 22), o BESS 1 deverá ser configurado para entrar no modo SOC - f (evento 29). Ao entrar no modo SOC-f, o BESS 1 aumentará a frequência no Ponto de Conexão Comum baseado no incremento do SOC. Somente após o SOC retornar à faixa de valores definidos de 40% a 80% (evento 24), o sistema BESS poderá retornar ao modo de operação normal como formador de rede (evento 33).

Na Figura 3.14, os estados 0 e 2 incluem autoloops, permitindo a medição do SOC, além de identificar o comportamento do supervisor diante de eventos não controláveis que podem ocorrer nessas situações. Na Tabela 3.12, são apresentados os eventos definidos no modelagem da especificação 3.

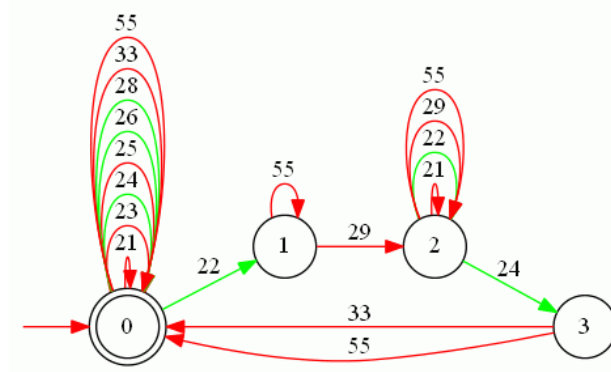


Figura 3.13: Modelagem da especificação 3 em SED.

Tabela 3.12: Eventos da especificação 3.

Evento	Descrição	Controlável
22	SOC do BESS 1 maior que 80%.	Não
24	SOC do BESS 1 entre 40% e 80%.	Não
29	Modo SOC-f do BESS 1.	Sim
33	Modo formador de rede do BESS 1.	Sim
55	Modo seguidor de rede do BESS 2- $P_{ref} = 0$.	Sim

3.2.3.2 Especificação 4: $freq > 60.5Hz$

No caso em que a frequência ultrapasse $60.5Hz$ (evento 66), é acionado o comando para reduzir a potência do PV 1 (evento 11). Se a frequência continuar a aumentar acima de $61Hz$ (evento 68), é acionado o PV 2 para operar no modo *curtailment* (evento 15). Quando a frequência retorna aos seus valores nominais (evento 64), o PV 1 e o PV 2 retomam para a operação em MPPT (eventos 13 e 17, respectivamente), conforme mostrado na Figura 3.14. Na Tabela 3.13, são apresentados os eventos definidos no modelagem da especificação 4.

Assim como na especificação 3, são adicionados *autoloops* que permitem a medição da frequência e do SOC para outros casos, além de possibilitar a ocorrência de outros eventos.

Tabela 3.13: Eventos da especificação 4.

Evento	Descrição	Controlável
11	Transição do modo MPPT a redução de potência do PV 1.	Sim
13	Transição do modo de redução de potência a MPPT do PV 1.	Sim
15	Transição do modo MPPT a redução de potência do PV 2.	Sim
17	Transição do modo de redução de potência a MPPT do PV 2.	Sim
64	A frequência está dentro de seus limites aceitáveis de operação - $59,5 < f < 60,5Hz$.	Não
66	Frequência do sistema esta entre o limite - $60,5 < f < 61,0Hz$.	Não
68	Frequência do sistema atingiu seu limite superior $f > 61,0Hz$.	Não

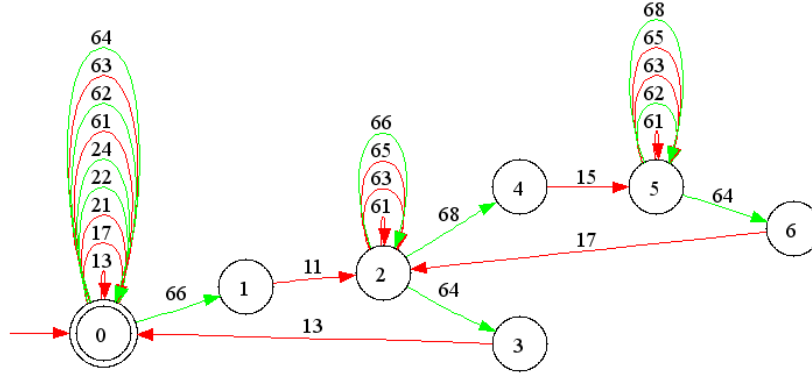


Figura 3.14: Modelagem da especificação 4 em SED.

3.2.3.3 Especificação 5: Baixo SOC

A especificação 5 é modelada conforme mostrado na Figura 3.15 e na Tabela 3.14. Se o SOC estiver abaixo de 40% (evento 26), tanto o BESS 1 quanto o BESS 2 entram no modo *droop* (eventos 31 e 51, respectivamente), compartilhando a potência. Se o SOC do BESS 1 continuar a diminuir e atingir 30% (evento 28), enquanto o SOC do BESS 2 permanecer dentro da faixa de operação adequada (evento 44), o BESS 2 assume a formação da rede (evento 53) e o BESS 1 passa para o modo seguidor de rede, sem injetar potência (evento 35). Quando o SOC retorna à faixa entre 40% e 80% (evento 24), o BESS 1 volta ao modo formador de rede (evento 33), e o BESS 2 muda para o modo seguidor de rede, também sem injetar potência (evento 55). Se o SOC do BESS 2 cair abaixo de 30% (evento 46), o BESS 2 entra no modo seguidor de rede, permitindo o carregamento tanto do BESS 1 quanto do BESS 2 (eventos 37 e 57, respectivamente). Nesse caso, a microrrede é conectada à rede para carregar ambos os BESS. Quando o SOC do BESS 1 supera 40% (evento 24), ambos os BESSs devem entrar em modo *standby*.

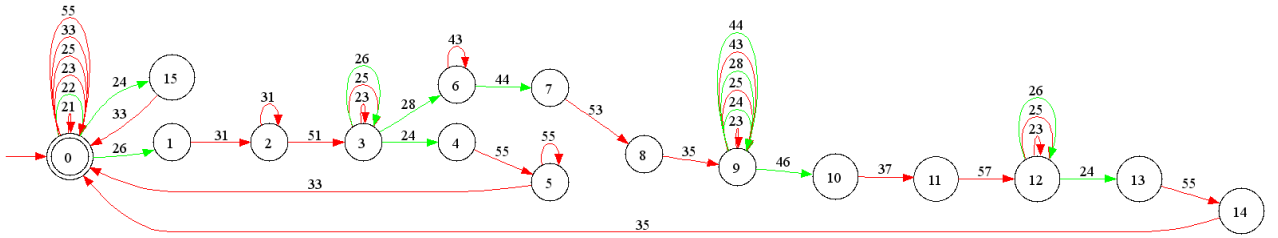


Figura 3.15: Modelagem da especificação 5 em SED.

3.3 Síntese do Supervisor

Os supervisores são sintetizados da seguinte forma.

Tabela 3.14: Eventos da especificação 5.

Evento	Descrição	Controlável
24	SOC do BESS 1 entre 40% e 80%.	Não
26	SOC do BESS 1 entre 30% e 40%.	Não
28	SOC do BESS 1 menor que 30%.	Não
31	Modo de controle por droop do BESS 1.	Sim
33	Modo formador de rede do BESS 1.	Sim
35	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 1.	Sim
37	Modo seguidor de rede do BESS 1 - carregando.	Sim
44	SOC do BESS 2 entre 50% e 80%.	Não
46	SOC do BESS 2 menor que 30%.	Não
51	Modo de controle por droop do BESS 2.	Sim
55	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 2.	Sim
57	Modo seguidor de rede do BESS 2 - carregando.	Sim

- a) As especificações de controle, modeladas como autômatos na seção 3.2, são sincronizadas individualmente com todos os eventos da planta (ALL_EVENTS) para obter o SPEC_ALL.

$$SPECi_ALL = SPECi || ALLEVENT(PLANT), \forall i = 1, ..4.$$

- b) Os supervisores de cada parte da planta (SUPi) são gerados por meio da operação "supcon" do TCT, de forma que o supervisor é definido como SUP:

$$SUP_i = supcon(PLANT, SPECi_ALL).$$

- c) Os supervisores sintetizados são reduzidos, de forma que o supervisor é definido como SUPERi.
- d) Os supervisores são avaliados para garantir que sejam não bloqueantes e não conflitante.

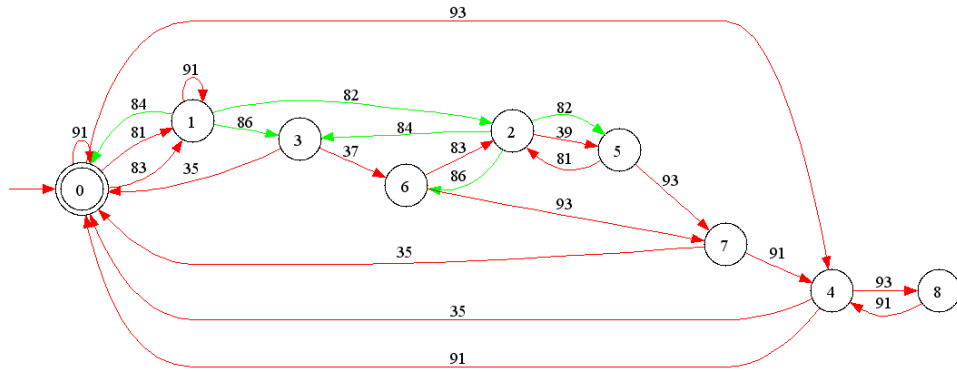
Com base na TCS, são gerados cinco supervisores descentralizados. Cada supervisor controla uma parte da planta.

3.3.1 Supervisor 1 - Modo conectado

3.3.1.1 Peak shaving (SIMSUP1):

O Supervisor 1 é responsável por monitorar e controlar a potência consumida da rede. Quando a potência absorvida é menor que a contratada (evento 86), o supervisor

entra em ação e emite um comando para que o BESS 1 passe do modo de espera para o modo de carga (evento 37). Como mostrado na Figura 3.16a, se a potência da rede atingir seu limite superior (evento 82), o BESS 1 deve operar no modo de descarga (evento 39). Se a potência da rede eléctrica voltar posteriormente a um valor normal (evento 84), o BESS 1 regressa ao seu modo de espera (evento 35). Se o operador desativado a função de peak shaving (evento 93), no caso de que o SOC dos BESSs esteja abaixo de 30%, o supervisor está modelado para que nesse caso o BESS 1 não possa descarregar. Quando é ativada novamente a função *peak shaving* (evento 91), o BESS pode descarregar e carregar dependendo da condição do sistema.



(a) SIMSUP1 para controlar a potência consumida da MG da rede elétrica.

Estado	Eventos desabilitados
0:	37 39
1:	37 39 93
2:	35 37 81 83 91 93
3:	39 81 83 91 93
4:	37 39 81 83
5:	35 83 91
6:	35 81 91
7:	81 83
8:	35 81 83

(b) Eventos desabilitados em cada estado.

Figura 3.16: Supervisor 1.

O programa TCT gera uma lista de eventos que devem ser desativados em cada estado para que a planta opere conforme a especificação 1. Esses dados de controle, mostrados na Figura 3.16b, correspondem aos eventos desativados pelo supervisor em cada estado. No estado 0, os eventos 37 e 39, relacionados à carga e descarga do BESS 1, são desativados, permitindo apenas o evento 35, que representa o modo *standby*. No estado 2, os eventos 35 e 37 são desativados, uma vez que o evento 82, que indica que a potência da rede ultrapassou $0.9p.u$ da potência contratada,

Tabela 3.15: Descrição dos eventos do Supervisor 1.

Eventos	Descrição
35	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 1.
37	Modo seguidor de rede do BESS 1 - carregando.
39	Modo seguidor de rede do BESS 1 - descarregando.
81, 83	Inicialização para permitir a medição da potência da rede.
82	$P_{rede} \geq 0,90p.u * P_{contratada}$
84	$0,25p.u * P_{contratada} < P_{rede} < 0,90p.u * P_{contratada}$
86	$P_{rede} \leq 0,25p.u * P_{contratada}$
91	<i>Peak shaving</i> ativado
93	<i>Peak shaving</i> desativado

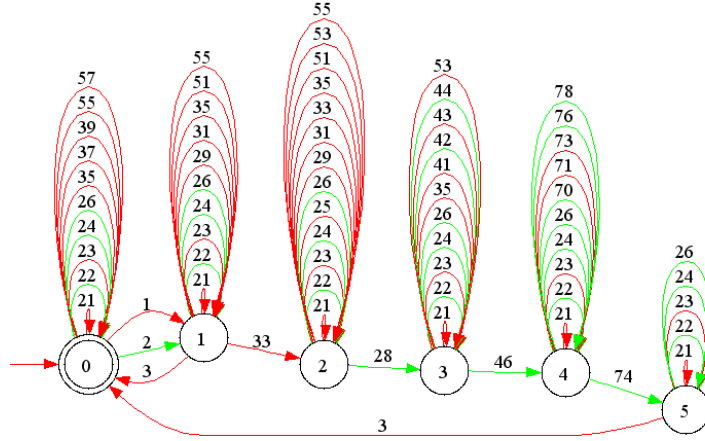
já ocorreu. Nesse cenário, o evento 39, referente à descarga, é ativado, permitindo que o BESS injete potência para atender à alta demanda de energia, evitando que a potência contratada seja excedida.

3.3.2 Supervisor 2 - Ilhamento não intencional (SIMSUP2):

Conforme mostrado na Figura 3.17a, o supervisor 2 monitora e controla o estado do disjuntor no POI. Quando ocorre um ilhamento não intencional devido a uma falha próxima ao POI (evento 2), ele envia um comando ao BESS 1 para transitar do modo conectado ao modo ilhado, assumindo a formação da rede (evento 33) e evitando o colapso da microrrede (MG) diante desse evento. No estado 0, o supervisor permite a transição dos eventos do modo conectado através de *autoloops*, evitando conflitos com o supervisor 1.

No modo ilhado, diversos eventos podem ocorrer, como a operação em modo droop, a formação da rede pelo BESS 2, ou o modo *standby* do BESS 1, dependendo das condições do sistema e da interação com os supervisores sintetizados posteriormente. Além disso, o supervisor 2 monitora o estado de carga (SOC) dos BESSs e garante que, caso o SOC caia abaixo de 30

Os eventos desativados em cada estado para garantir a operação conforme a especificação 2 são apresentados na Figura 3.17b. No estado 0, são desativados os eventos relacionados ao modo ilhado da MG, como os eventos 29, 31, 33, 51 e 53. No estado 2, o evento de conexão com a rede (evento 3) é desativado, pois é necessário que certas condições sejam atendidas antes de reconectar à rede elétrica. A modelagem foi ajustada para que a microrrede se conecte à rede quando o SOC dos BESSs estiver abaixo do limite mínimo estabelecido e a tensão no POI estiver dentro dos parâmetros operacionais adequados (evento 72), o que ocorre no estado 4.



(a) SIMSUP2 para controlar o ilhamento não intencional.

Estado	Eventos desabilitados
0:	25 29 31 33 41 43 51 53 71 73
1:	25 37 39 41 43 53 57 71 73
2:	3 37 39 41 43 57 71 73
3:	3 25 29 31 33 37 39 51 55 57 71 73
4:	3 25 29 31 33 35 37 39 41 43 51 53 55 57
5:	25 29 31 33 35 37 39 41 43 51 53 55 57 71 73

(b) Eventos desabilitados em cada estado.

Figura 3.17: Supervisor 2.

Tabela 3.16: Descrição dos eventos do Supervisor 2.

Eventos	Descrição
1	Desconexão intencional da MG com a rede.
2	Desconexão não intencional da MG com a rede.
3	Conexão da MG com a rede.
28	SOC do BESS 1 menor que 30%.
29	Modo SOC-f do BESS 1.
31,51	Modo de controle por <i>droop</i> do BESS 1 e BESS2, respectivamente.
33,53	Modo formador de rede do BESS 1 e BESS2, respectivamente.
35,55	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 1 e BESS2, respectivamente.
37,57	Modo seguidor de rede - carregando do BESS 1 e BESS2, respectivamente.
39	Modo seguidor de rede - descarregando do BESS 1.
41, 43	Inicialização para permitir a medição do BMS2.
46	SOC do BESS 2 menor que 30%.
71	Inicialização para permitir a medição da tensão RMS no POI.
74	$0,92 \text{ p.u} < V_{RMS} < 0,85 \text{ p.u}$

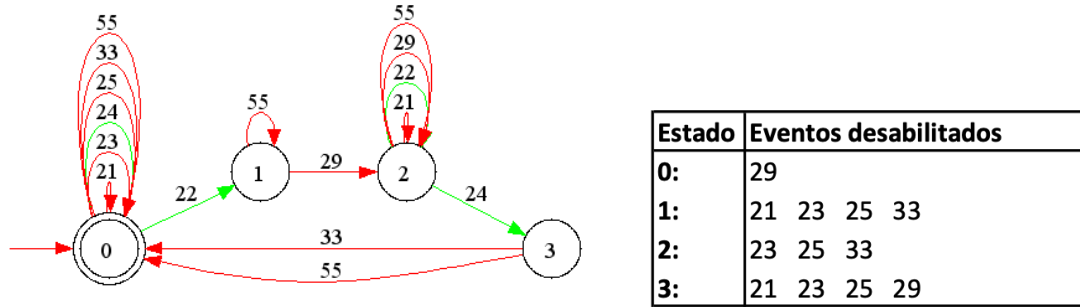
3.3.3 Supervisores, 3, 4 e 5 - Modo ilhado

3.3.3.1 SOC alto (SIMSUP3):

Quando o SOC do BESS 1 atinge seu limite superior (evento 22), o supervisor 3, mostrado na Figura 3.18a, emite um comando para alterar o modo de operação do

BESS 1, ajustando a frequência do sistema em função do SOC (evento 29). Após o SOC retornar a um valor normal (evento 24), o BESS 1 volta a operar como formador de rede, mantendo a frequência em $60Hz$ (evento 33). Uma histerese de 2% é aplicada para evitar transições entre eventos e impedir que o supervisor fique alternando entre modos nos limites do SOC. Em todos os estados do supervisor, o BESS 2 permanece em modo *standby*.

Na Figura 3.18b, no estado 0, o evento 29 é desativado, pois o SOC está dentro da faixa adequada (evento 24). Quando ocorre o evento 22, o evento de formador de rede (evento 33) é desativado nos estados 1 e 2. Após a transição do evento 24, o evento 29 é desativado no estado 3.



(a) SIMSUP3 para monitorar e controlar o SOC. (b) Eventos desabilitados em cada estado.

Figura 3.18: Supervisor 3.

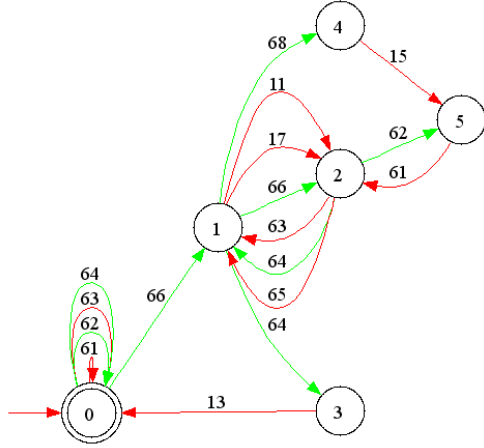
Tabela 3.17: Descrição dos eventos do Supervisor 3.

Eventos	Descrição
21, 23, 25	Inicialização para permitir a medição do BMS1.
22	SOC do BESS 1 maior que 80%.
24	SOC do BESS 1 entre 40% e 80%.
29	Modo SOC-f do BESS 1.
33	Modo formador de rede do BESS 1.
55	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 2.

3.3.3.2 Sobrefrequência (SIMSUP4):

Quando a frequência atinge seu limite superior (evento 62), conforme mostrado na Figura 3.19a, o supervisor altera o modo de operação do PV 1 para reduzir a potência injetada (evento 11). Caso essa redução não seja suficiente e a frequência continue aumentando, ultrapassando $61Hz$ (evento 68), o PV 2 também é ajustado para o modo *curtailment* (evento 15). Se a frequência posteriormente retornar ao valor normal (evento 64), o supervisor faz com que o PV 2 volte primeiro ao modo MPPT (eventos 17) e depois o PV 1 volte ao ao modo MPPT (evento 13).

Na Figura 3.19b, os eventos desativados em cada estado estão indicados. No estado 0, o supervisor desativa os eventos 11 e 15, relacionados ao modo *curtailment* dos PVs, já que a frequência está dentro da faixa de operação adequada. No estado 1, o evento de MPPT do PV 1 (evento 13) é desativado, permitindo que o modo *curtailment* esteja ativado (evento 11).



(a) SIMSUP4 para monitorar a sobre-frequência.

Estado	Eventos desabilitados
0:	11 15 65
1:	13 15 61 63 65
2:	13 15 17 61
3:	15 61 63 65
4:	13 61 63 65
5:	13 17 63 65

(b) Eventos desabilitados em cada estado.

Figura 3.19: Supervisor 4.

Tabela 3.18: Descrição dos eventos do Supervisor 4.

Eventos	Descrição
11	Transição do modo MPPT a redução de potência do PV 1.
13	Transição do modo de redução de potência a MPPT do PV 1.
15	Transição do modo MPPT a redução de potência do PV 2.
17	Transição do modo de redução de potência a MPPT do PV 2.
61,63,65	Inicialização da medição da frequência.
64	A frequência está dentro de seus limites aceitáveis de operação - $59,5 < f < 60,5 Hz$.
66	Frequência do sistema esta entre o limite - $60,5 < f < 61,0 Hz$.
68	Frequência do sistema atingiu seu limite superior $f > 61,0 Hz$.

Os supervisores 3 e 4 são dependentes. Isto é, se a bateria continuar carregando e o SOC exceder o valor superior, o BESS 1 aumenta a frequência do sistema. Isso aciona o supervisor 4 para alterar os modos de operação do PV 1 e PV 2. Quando o SOC está abaixo de 80%, a frequência volta ao seu valor nominal de $60,0 Hz$ e o PV 1 e PV 2 volta para o MPPT.

3.3.3.3 SOC dos BESS 1 e 2 abaixo do limite mínimo(SIMSUP5):

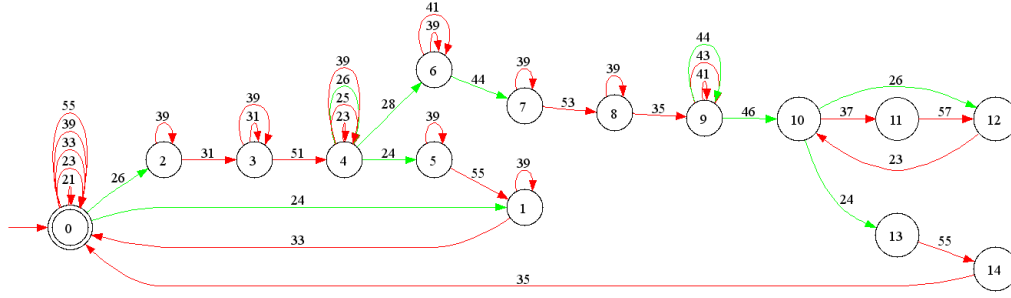
Nesse cenário, o SOC dos dois sistemas de armazenamento de energia são monitorados constantemente, e o supervisor assegura que eles não continuem descarregando

ao ultrapassar o limite mínimo de 30%. Quando o SOC do BESS 1 cai abaixo de 40% (evento 26), o supervisor emite um comando para que ambos os BESS entrem no modo droop (eventos 31 e 51). No entanto, se o SOC do BESS 1 continuar diminuindo e cair abaixo de 30% (evento 28), ele entra em modo *standby* (evento 35), sem injetar potência. Se o SOC do BESS 2 também cair abaixo de 30% (evento 46), ambos mudam para o modo de carregamento (eventos 37 e 57 para o BESS 1 e BESS 2, respectivamente), considerando que a rede tenha energia suficiente para carregar os dois BESSs. Esse modo continua até que o SOC do BESS 1 ultrapasse novamente os 40%, momento em que o supervisor emite um comando para que os dois BESSs entrem em modo *standby*, sem injetar ou absorver potência. No estado inicial do supervisor 5, conforme mostrado na Figura 3.20a, se o SOC estiver dentro dos valores normais de operação (evento 24), o BESS 1 assume a função de formador de rede (evento 33).

Conforme observado na Figura 3.20b, o supervisor 5 desativa os eventos 31, 35 e 37 (modo droop, *standby* e carregamento do BESS 1, respectivamente) no estado 0, ativando o evento 33 para formar a rede, caso a microrrede esteja ilhado da rede elétrica. Nos estados 2 e 3, os eventos 33, 35, 37, 53, 55 e 57 são desativados, permitindo que o BESS 1 compartilhe a potência com o BESS 2. Nesse contexto, o modo droop é ativado (evento 31 para o BESS 1 e evento 51 para o BESS 2). Todos os eventos mostrados na Figura 3.20b são desativados pelo supervisor durante a implementação e o teste do supervisor 5.

Tabela 3.19: Descrição dos eventos do Supervisor 5.

Eventos	Descrição
23	Inicialização para permitir a medição do BMS1.
24	SOC do BESS 1 entre 40% e 80%.
26	SOC do BESS 1 entre 30% e 40%.
28	SOC do BESS 1 menor que 30%.
31	Modo de controle por droop do BESS 1.
33	Modo formador de rede do BESS 1.
35	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 1.
37	Modo seguidor de rede do BESS 1 - carregando.
44	SOC do BESS 2 entre 50% e 80%.
46	SOC do BESS 2 menor que 30%.
51	Modo de controle por droop do BESS 2.
55	Modo seguidor de rede - $P_{ref} = 0$ do BESS 2.
57	Modo seguidor de rede do BESS 2 - carregando.



(a) SIMSUP5 é projetado para controlar SOC quando este está abaixo de um determinado limite.

Estado	Eventos desabilitados
0:	25 31 35 37 41 43 51 53 57 81 83
1:	21 23 25 31 35 37 41 43 51 53 55 57 81 83
2:	21 23 25 33 35 37 41 43 51 53 55 57 81 83
3:	21 23 25 33 35 37 41 43 53 55 57 81 83
4:	21 31 33 35 37 41 43 51 53 55 57 81 83
5:	21 23 25 31 33 35 37 41 43 51 53 57 81 83
6:	21 23 25 31 33 35 37 43 51 53 55 57 81 83
7:	21 23 25 31 33 35 37 41 43 51 55 57 81 83
8:	21 23 25 31 33 37 41 43 51 55 57 81 83
9:	21 23 25 31 33 37 39 51 55 57 81 83
10:	21 23 25 31 33 35 39 41 43 51 53 55 57 81 83
11:	21 23 25 31 33 35 41 43 51 55 81 83
12:	21 25 31 33 35 41 43 51 53 55 81 83
13:	21 23 25 31 33 35 41 43 51 53 81 83
14:	21 23 25 31 33 41 43 51 53 57 81 83

(b) Eventos desabilitados em cada estado.

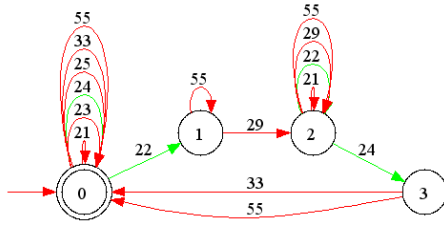
Figura 3.20: Supervisor 5.

3.4 Implementação dos supervisores no simulink

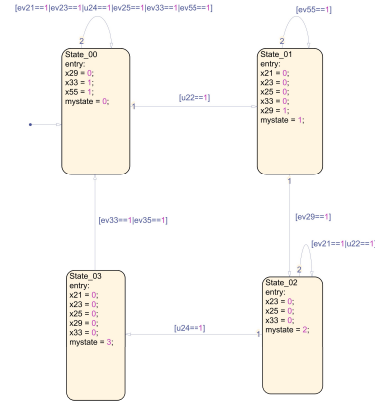
Após a síntese dos supervisores pelo TCT, foram implementadas as máquinas de estados que definem a lógica desses supervisores no sistema, utilizando o toolbox Stateflow do Simulink. Isso envolve a definição das regras de transição entre os estados de operação do sistema, bem como as ações correspondentes a serem executadas em cada estado. Essas máquinas de estados podem ser integradas à microrrede, possibilitando a verificação em tempo real do comportamento do sistema.

O Stateflow do Simulink é uma ferramenta poderosa para o projeto de sistemas de controle supervisorio, permitindo a representação de complexas lógicas de supervisão de forma clara e organizada. Com ela, é possível modelar e simular sistemas complexos, além de testar diferentes estratégias de controle supervisorio antes de sua implementação em tempo real. Na Figura 3.21a, pode-se ver a máquina de estados do Supervisor 3 sintetizada pelo TCT, e na Figura 3.21b, sua implementação no Stateflow. Os eventos que são habilitados e desabilitados em cada estado (Figura 3.21c) são representados com a letra "x" seguida do número do evento, diferenciando-os das transições. Para ativar um evento, basta definir o sinal correspondente como 1;

para desativá-lo, define-se o sinal como 0. Os sinais de transição entre estados são definidos como "u" para eventos não controláveis e "ev" para eventos controláveis. Esta representação gráfica permite ver claramente quais os eventos que são activados ou desactivados em cada estado, o que facilita a implementação por parte dos supervisores.



(a) Diagrama de transição de estados - TCT.



(b) Diagrama de transição de estados - Stateflow/Simulink.

Estado	Eventos desabilitados
0:	29
1:	21 23 25 33
2:	23 25 33
3:	21 23 25 29

(c) Tabela de eventos que são desactivados pelo supervisor 1 em cada estado.

Figura 3.21: Conversão da máquina de estados sintetizada pela TCT para o *stateflow* do simulink.

Os níveis de medição de SOC, tensão e frequência estipulados na Tabela 3.9 são convertidos em eventos correspondentes por meio de comparações. No processo de conversão, as medições reais destas variáveis são comparadas com os valores de referência definidos. Com base nestas comparações, são ativados os eventos. Por exemplo, se a frequência estiver fora dos limites definidos, são gerados eventos correspondentes para indicar estas condições. Esta abordagem de conversão das medições em eventos discretos permite que o sistema de controle identifique e responda adequadamente a diferentes situações de funcionamento. Com base nos eventos gerados, podem ser desencadeadas ações específicas, tais como alterações do modo de funcionamento, ajustes de parâmetros ou desligamento das fontes de energia. A Figura 3.21 mostra a implementação das máquinas de estado sintetizadas pelo TCT no Simulink.

3.5 Conclusão

Neste capítulo, são sintetizados supervisores para cada função do PMS, incluindo redução de pico de carga (*peak shaving*), ilhamento não intencional, monitoramento e controle do SOC e da frequência, todos baseados na Teoria de Controle Supervisório para o controle e operação da microrrede. A planta apresentada é composta por treze subsistemas sincronizados, permitindo alcançar todos os eventos possíveis de operação da MG.

A estratégia proposta foi implementada como múltiplas especificações de controle baseadas em Sistemas de Eventos Discretos. Com base na planta composta e nas especificações de controle, os supervisores descentralizados foram sintetizados utilizando o pacote de software TCT. As funções do PMS foram implementadas por meio de cinco supervisores que não apresentam conflitos entre si, e cada supervisor é não bloqueante. As operações coletivas dos supervisores descentralizados abrangem todos os possíveis cenários que podem ocorrer na planta.

Capítulo 4

Aplicação de controle supervisorio em microrredes CA: estudo de caso

Neste capítulo, são mostrados os circuitos de potência e arquiteturas de controle de diferentes componentes da microrrede proposta, com o objetivo de fornecer modelos dinâmicos da microrrede nos modos conectado à rede e ilhado, bem como a síntese dos controladores locais. Para estudar o comportamento dinâmico dos controladores locais em diferentes cenários, são realizadas simulações *offline*, incluindo os diferentes modos de operação das fontes, como, por exemplo, as baterias podem trabalhar em modo *droop*, formador de rede ou seguidor de rede para carregar a bateria quando o estado de carga (SOC) está baixo do limite. No caso de sistemas fotovoltaicos, eles podem funcionar como MPPT ou *curtailment*. Assim também, é feita a integração do controle secundário na microrrede com os controladores locais de cada fonte.

4.1 Estrutura da microrrede proposta

Na Figura 4.1, é apresentada a microrrede modificada do *benchmark* da rede de distribuição de baixa tensão europeia [3]. Duas unidades de bateria são conectadas nos nós dados PC2 e PC5, respectivamente, para fornecer regulação de tensão e frequência durante a operação ilhada. Cada unidade, equipada com seu respectivo conversor CC-CA, possui uma potência nominal de $35kVA$ e opera com um fator de potência de 0,85. Seus conversores VSC são controlados no modo formador, seguidor de rede e com *droops* P-V e Q-f para compartilhar a carga da rede, dependendo das condições da MG. As unidades fotovoltaicas PV 1 e PV 2 possuem potência nominal de $16kW$ cada e estão conectadas aos nós PC3 e PC4, respectivamente. Adicionalmente, um sistema eólico com capacidade de $5,5kW$ está diretamente conectado ao nó PC1. Para testar diferentes cenários da microrrede, aumentou-se a potência ativa dos dois sistemas fotovoltaicos de $5,5kW$ para $16kW$, visando carregar o BESS 1

rede o teste será realizado conectando-os a uma carga equilibrada e para o modo *droop* com duas baterias.

4.2.1.1 Sistema fotovoltaico(16kW)

O circuito utilizado para a simulação pode ser visto na Figura 4.2, onde o circuito com o conversor e os painéis foram postos dentro do bloco PV. O teste foi realizado conectando-se o conversor a uma fonte trifásica de 400V.

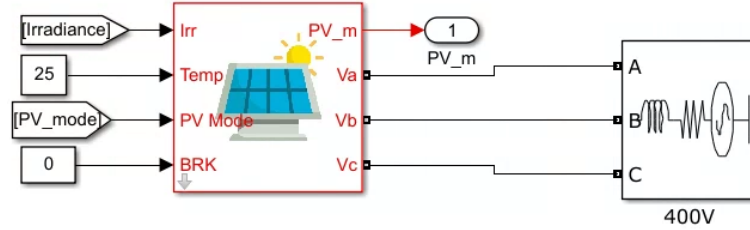


Figura 4.2: Máscara com circuito do conversor fotovoltaico conectado a uma fonte com uma impedância com SCR igual a 10.

A Tabela 4.1 mostra o resumo do *design* para a implementação dos sistemas PV, com os valores projetados. Como os dois PVs apresentam a mesma potência, os parâmetros são iguais para os dois.

Tabela 4.1: Parâmetros de concepção do sistema fotovoltaico.

Parâmetros	Valor	Descrição
$Rf[m\Omega]$	5,00	Resistência do filtro.
$Lf[mH]$	3,45	Indutância do filtro.
$CC[mF]$	4,90	Capacitor do elo CC.
$kp_c[-]$	6,93	Constante proporcional do controlador de corrente.
$ki_c[s^{-1}]$	10,20	Constante integral do controlador de corrente.
$kp_v[-]$	17,68	Constante proporcional do controlador de tensão.
$ki_v[s^{-1}]$	363,57	Constante integral do controlador de tensão.
$Fsw[Hz]$	6300,00	Frequência de chaveamento do conversor.

4.2.1.1.1 Modo MPPT: Foram realizados experimentos para simular as condições atmosféricas reais ao longo do dia, variando os níveis de irradiação solar em $1000 W/m^2$, $700 W/m^2$, $300 W/m^2$, $0 W/m^2$, $800 W/m^2$ e $1000 W/m^2$, mantendo uma temperatura constante de $25^{\circ}C$. A Figura 4.3 mostra a corrente injetada do sistema fotovoltaico na rede para cada valor de irradiação. Enquanto isso, a Figura 4.4a, mostra a potência ativa e reativa gerada pelo sistema, incluindo a irradiação solar recebida pelos painéis fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 4.4b.

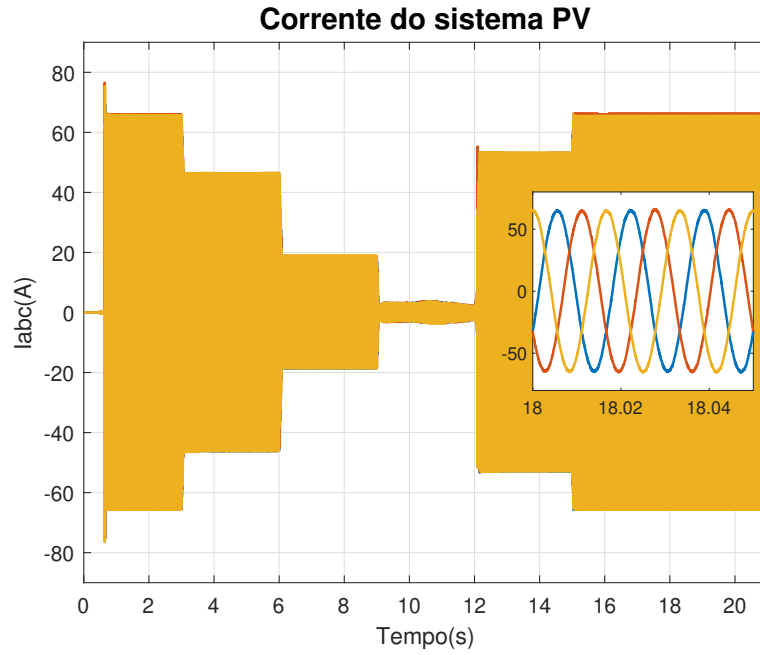


Figura 4.3: Corrente do sistema PV.

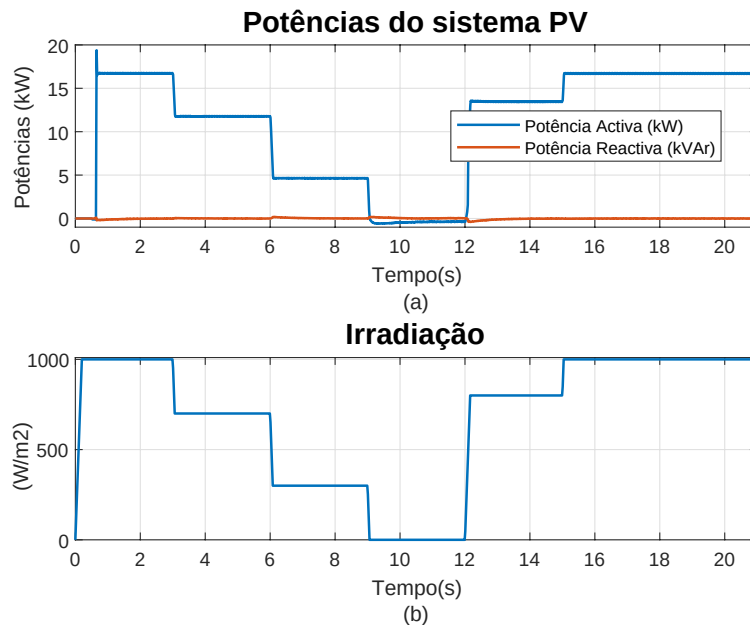


Figura 4.4: Medição da potência ativa e reativa no sistema fotovoltaico conectado à rede.

4.2.1.1.2 Modo *curtailment*: Para validar o algoritmo de *curtailment* do PV, uma fonte programável foi utilizada na rede elétrica, aplicando uma mudança de degrau na frequência nominal de $60Hz$ para $61Hz$, $62Hz$ e $63Hz$ no instante $t = 5s$, finalizando em $6.5s$. Conforme mostrado na Figura 4.5, o sistema fotovoltaico começa a reduzir sua potência ativa em resposta à variação de frequência. Assim que a frequência retorna à faixa nominal de operação, o sistema fotovoltaico injeta sua potência máxima e retorna ao modo MPPT.

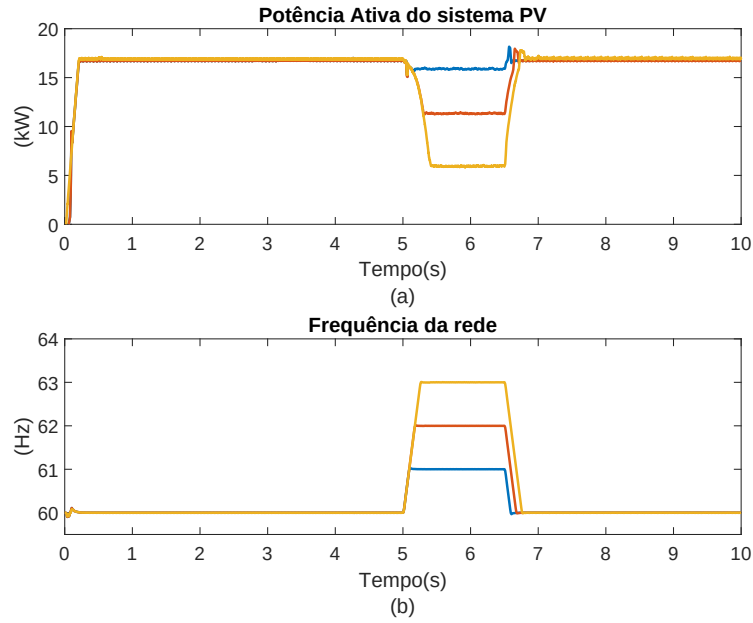


Figura 4.5: Teste do sistema fotovoltaico - Modo *curtailment*.

4.2.1.2 WT (5.5 kW)

O circuito utilizado para a simulação do modelo WT em *simulink*, pode ser visto na Figura 4.6, onde o circuito com o conversor e o gerador eólico foram postos dentro da máscara "Wind Turbine". O teste foi realizado conectando-se o conversor a uma fonte trifásica de 400V. A conexão da turbina foi feita através de um transformador elevador de tensão com relação de transformação 0.06/0.4kV. As resistências das chaves e do indutor (r_{on} e R_L) foram consideradas como $1m\Omega$. Os parâmetros utilizados para a turbina, são apresentados na Tabela 4.2.

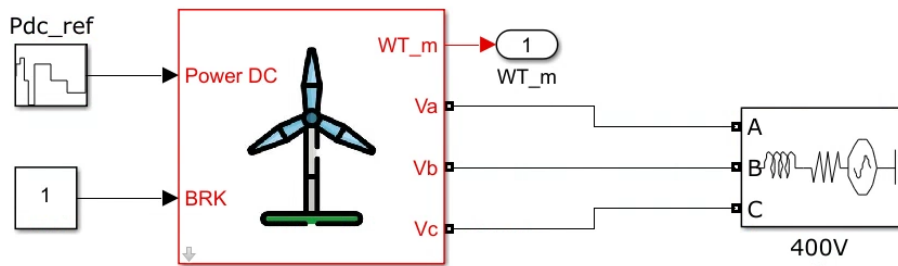


Figura 4.6: Máscara com circuito do conversor eólico conectado a uma fonte com impedância com SCR igual a 10.

É possível verificar na Figura 4.7.(a) a corrente injetada pela turbina para diferentes valores de vento. Na Figura 4.7.(b), é apresentada a potência variando em função do vento. Esses resultados demonstram a relação entre a velocidade do vento e a corrente e potência geradas pela turbina eólica.

Tabela 4.2: Parâmetros de concepção do sistema eólico.

Parâmetros	Valor	Descrição
$R_f[m\Omega]$	423,23	Resistência do filtro.
$L_f[mH]$	3,62	Indutância do filtro.
$C_{CC}[mF]$	16,60	Capacitor do elo CC.
$k_{p_c}[-]$	1,94	Constante proporcional do controlador de corrente.
$k_{i_c}[s^{-1}]$	10,20	Constante integral do controlador de corrente.
$k_{p_v}[-]$	5,54	Constante proporcional do controlador de tensão.
$k_{i_v}[s^{-1}]$	1232,00	Constante integral do controlador de tensão.
$F_{sw}[Hz]$	6300,00	Frequência de chaveamento do conversor.

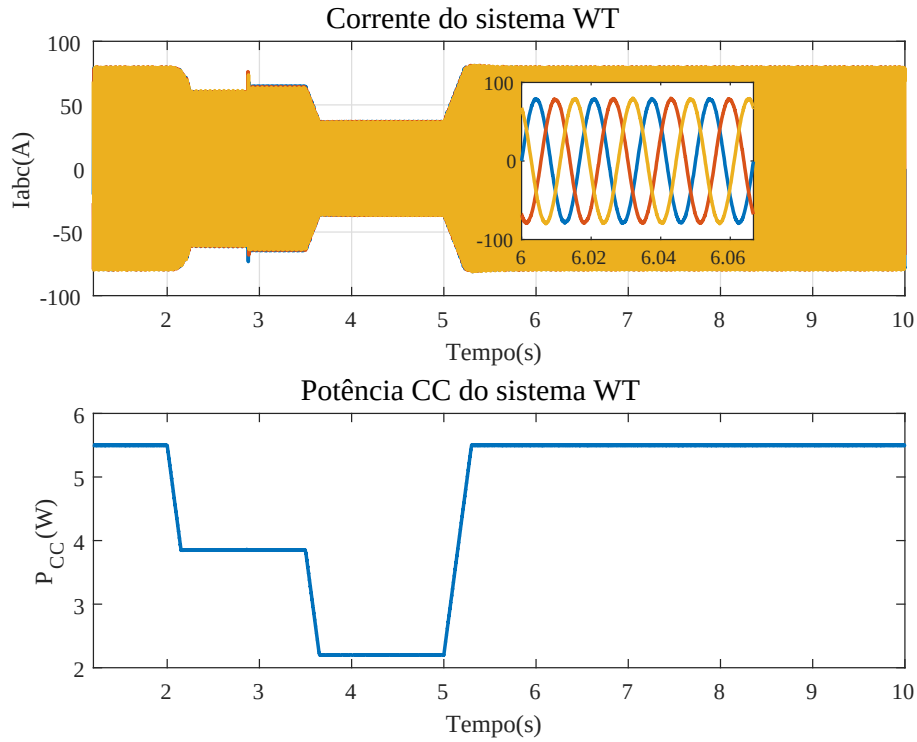


Figura 4.7: Corrente do sistema WT.

4.2.1.3 BESS (35 kW)

O circuito utilizado para a simulação pode ser visto na Figura 4.8. O teste foi realizado conectando-se o conversor a uma carga balanceada com potência equivalente à consumida pela microrrede. Os parâmetros utilizados para a implementação do controlador local, são apresentados na Tabela 4.3.

O BESS foi testado nos modos ilhado e conectado à rede. Em $t = 0s$, o BESS começa a formar a rede com uma referência de tensão em rampa para ter uma alimentação suave das cargas. Em $t = 5s$, é trocado o modo de operação de formador de rede a seguidor de rede, conforme mostrado na Figura 4.9. Pode-se observar que o BESS começa a carregar com uma potência ativa igual a $10kW$ e com potência reativa igual a $0kVar$. São apresentadas as variações na potência ativa e reativa

Tabela 4.3: Parâmetros de concepção do sistema de armazenamento de energia.

Parâmetros	Valor	Descrição
$R_f[m\Omega]$	423,23	Resistência do filtro
$L_f[mH]$	3,62	Indutância do filtro
$C_{CC}[mF]$	46,51	Capacitor do elo CC
$kp_c[-]$	24,39	Ganho proporcional de corrente
$ki_c[s]$	11,76	Constante integral de corrente
$kp_v[-]$	0,55	Ganho proporcional de tensão
$ki_v[s^{-1}]$	275,00	Constante integral de tensão
$Fsw[Hz]$	6300,00	Frequência de chaveamento

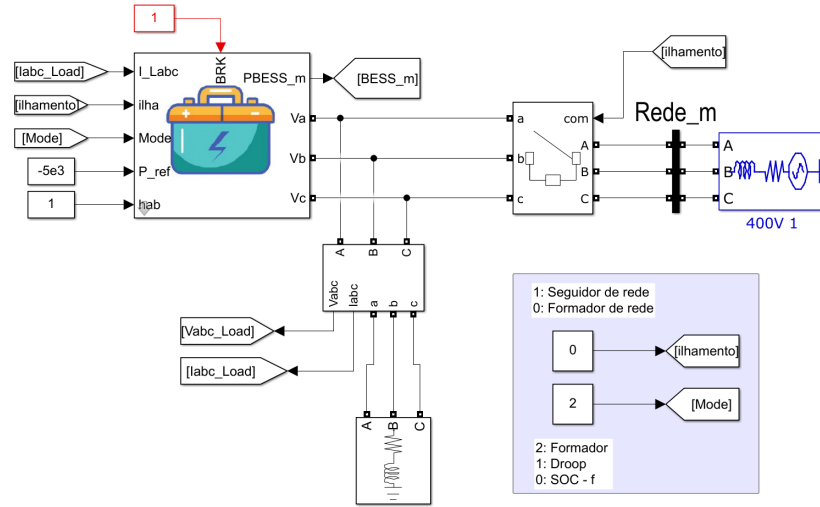


Figura 4.8: Máscara com circuito do conversor formador de rede conectado a uma carga de impedância constante (RL).

antes e depois da troca de modo de operação. Observa-se que a mudança de modo entre seguidor de rede e formador, conforme mostra a Figura 4.10, a tensão e corrente na carga não apresenta picos, fazendo uma transição suave conforme o projetado.

O sistema BESS foi testado nos modos ilhado e conectado à rede. Em $t = 0s$, o BESS inicia a formação da rede com uma referência de tensão em rampa, proporcionando uma alimentação suave às cargas. Em $t = 5s$, o modo de operação é alterado de formador de rede para seguidor de rede, conforme mostrado na Figura 4.9. Observa-se que o BESS começa a carregar com uma potência ativa de $10kW$ e uma potência reativa de $0kVar$. As variações na potência ativa e reativa antes e depois da troca de modo de operação são apresentadas. É importante destacar que a transição entre os modos de seguidor de rede e formador, conforme mostrado na Figura 4.10, ocorre sem a presença de picos na tensão e na corrente da carga, resultando em uma transição suave, conforme projetado.

Esses resultados confirmam a eficácia do sistema BESS em manter a estabilidade e a continuidade do fornecimento de energia durante a mudança de modos de ope-

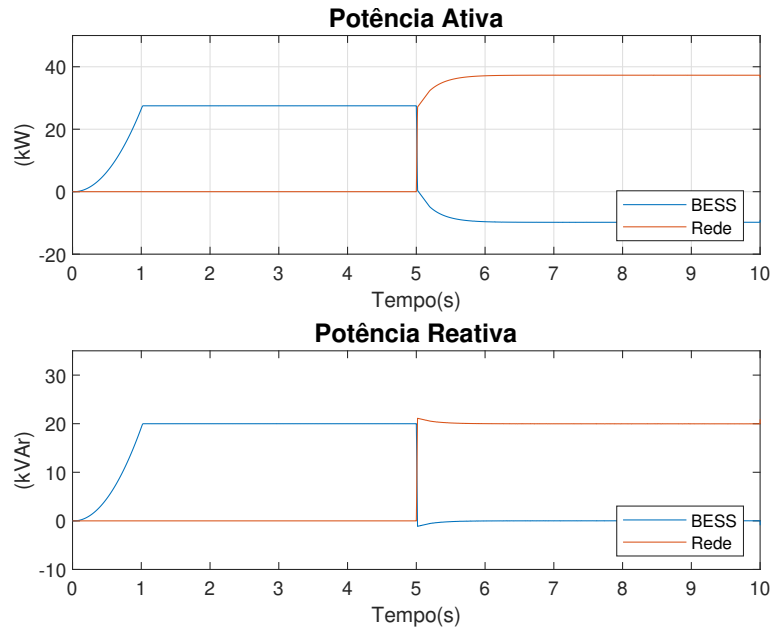


Figura 4.9: Medição da potência ativa e reativa do BESS e da rede nos modos de operação conectado à rede e ilhado.

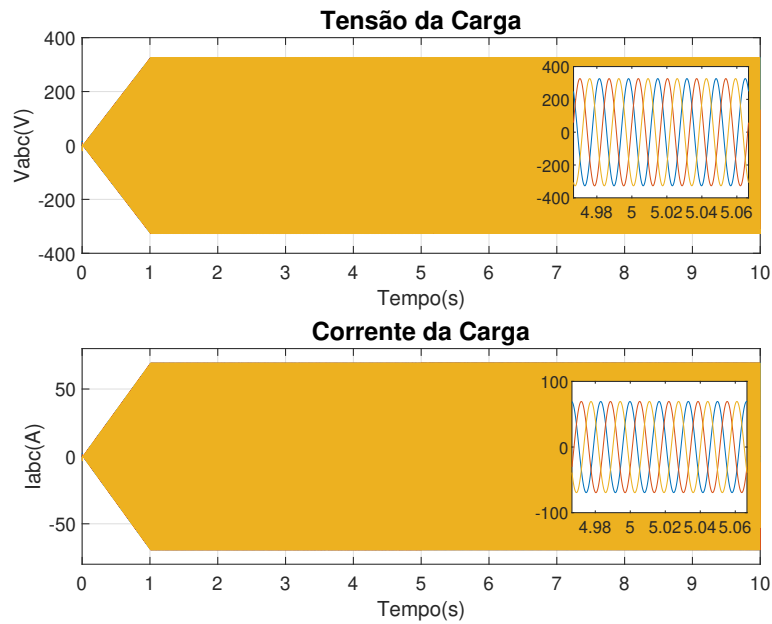


Figura 4.10: Medição da tensão e corrente na carga.

ração. A capacidade de transição suave sem causar perturbações na rede é crucial na operação das microrredes, onde a confiabilidade e a qualidade da energia são fundamentais.

4.2.1.4 Compartilhamento de potência

O controle *droop* proposto em cada BESS demonstrou o funcionamento esperado. Conforme evidenciado nas Figuras 4.11 e 4.12, o compartilhamento de potência ativa e reativa está ocorrendo conforme o previsto. Observa-se que as duas BESSs

compartilham a carga de maneira equilibrada, conforme o projetado.

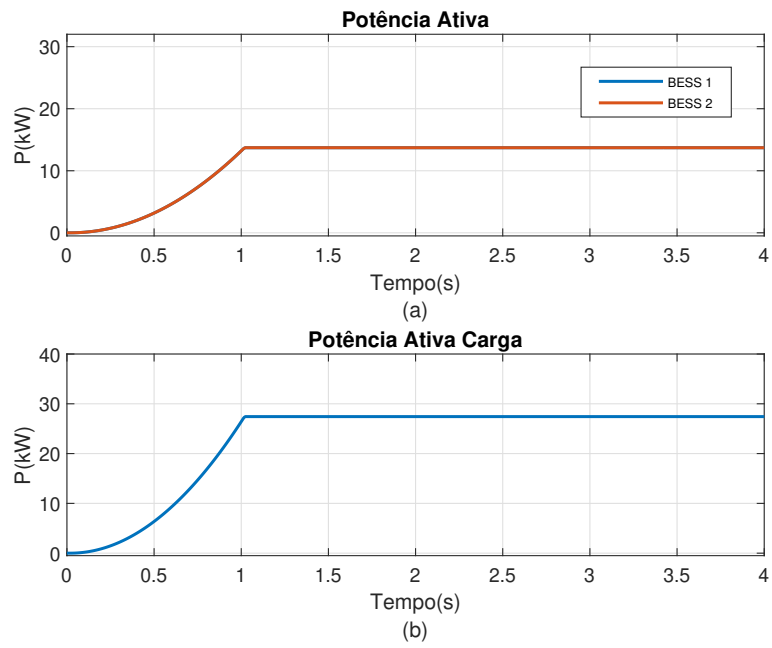


Figura 4.11: Potência Ativa dos BESSs e das cargas.

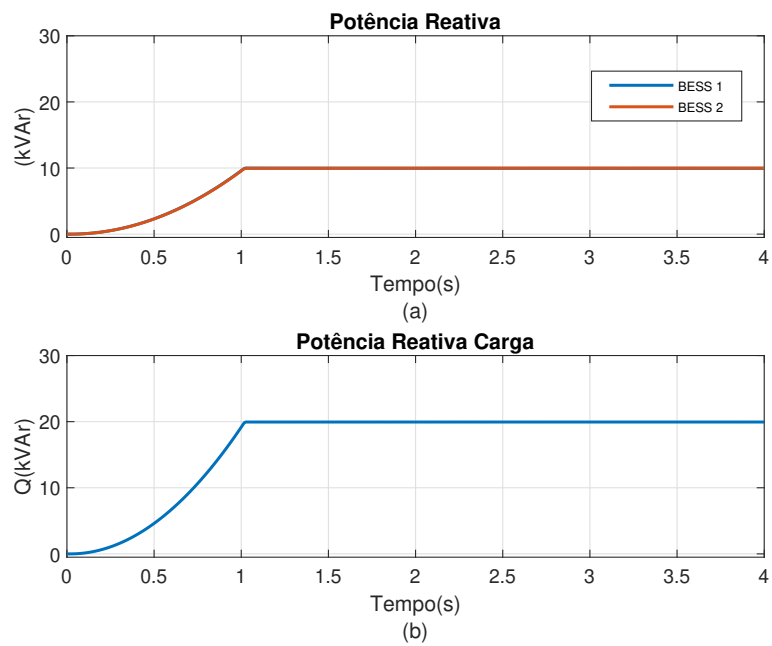


Figura 4.12: Potência Reativa dos BESSs e das cargas.

Resultados e Discussões

O modelo da microrrede implementada no simulador em tempo real pode ser visto na Figura 5.1. É possível observar que a microrrede representa um ramal de distribuição de algumas cargas leves como, por exemplo, residências. Após o transformador, T1, existe um disjuntor responsável pelo ilhamento da microrrede. Ambas as baterias, BESS 1 e BESS 2, recebem o sinal de troca de modo de operação pelo PMS, dependendo da condição de operação.

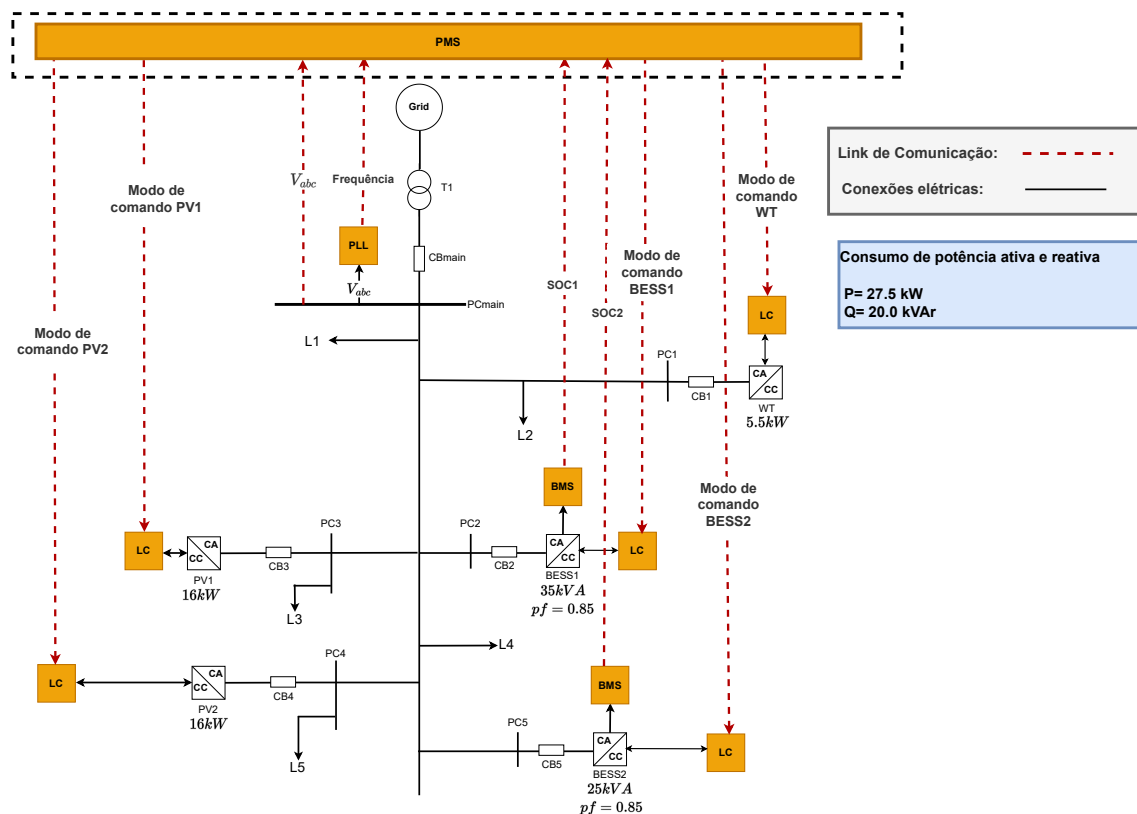


Figura 5.1: Microrrede modificada da rede de distribuição de baixa tensão europeia.

5.1 Bancada de Teste *Hardware-in-the-Loop*

Para validar os algoritmos do PMS implementados foi utilizada a modalidade de ensaio HIL. Mediante simuladores em Tempo Real, é possível alcançar resultados experimentais próximos da realidade, sem a necessidade da montagem do sistema físico. Vários benefícios são obtidos, pois os sistemas podem ser testados e validados em diferentes cenários antes da construção, poupando dinheiro e tempo, além da segurança garantida com testes de sistemas de grande potência.

A Figura 5.2 apresenta o esquema proposto utilizado na validação da Teoria de Controle Supervisório na microrrede. Para isso, foi utilizado um simulador para modelar os controles locais e a microrrede, os quais enviaram sinais como SOC, potência da rede, tensão e frequência no POI. Outro simulador foi empregado para modelar a máquina de estados, responsável pelo envio de comandos que alteram o estado de operação. A comunicação entre os simuladores foi estabelecida por meio do protocolo Modbus TCP ethernet.

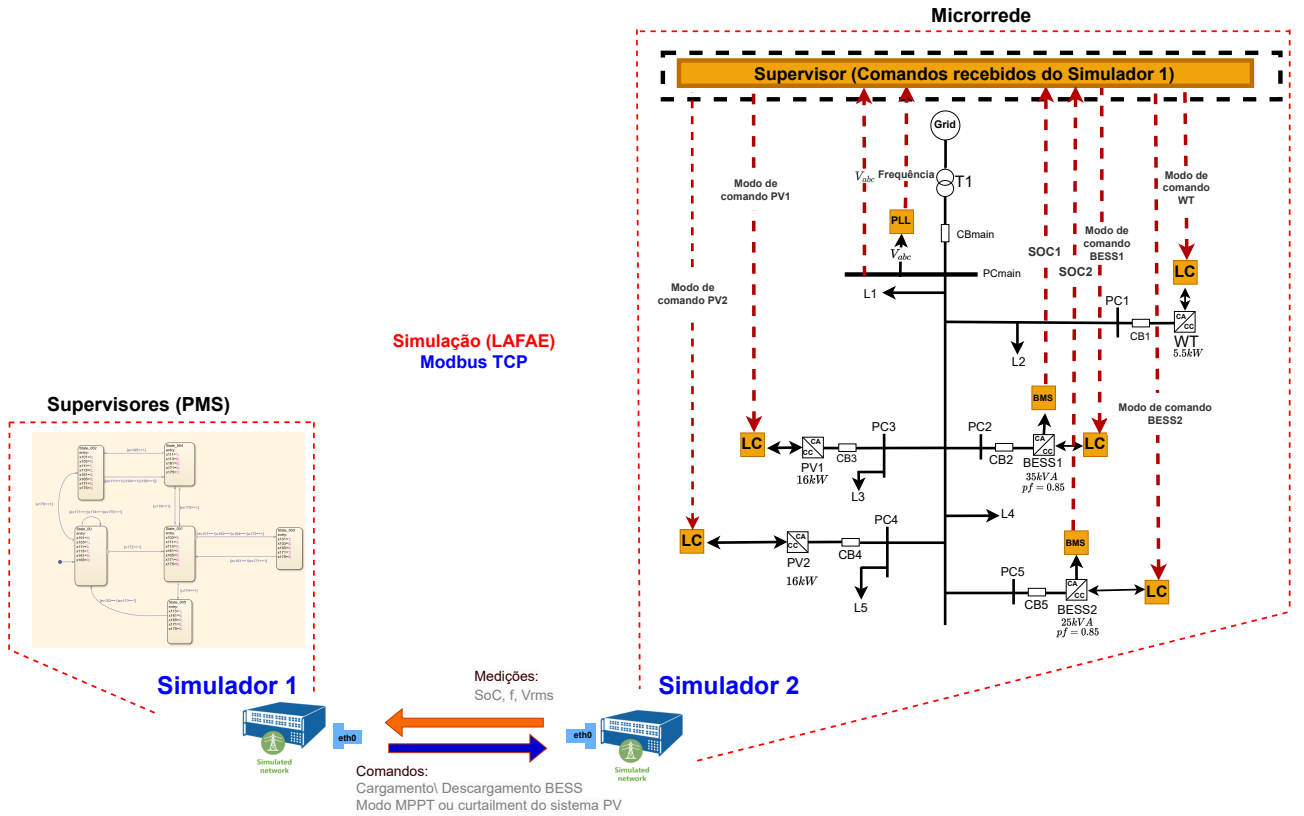


Figura 5.2: Interface Hardware-in-the-Loop.

Na Figura 5.3, é apresentado o *setup* de HIL para a validação das funcionalidades do PMS. Pode-se observar a utilização de dois simuladores Opal RT - OP5707XG [47]. Este arranjo permite a simulação precisa e em tempo real do comportamento do sistema sob diferentes condições operacionais. Os resultados das validações e

testes realizados com este *setup* são detalhados no próximo capítulo.

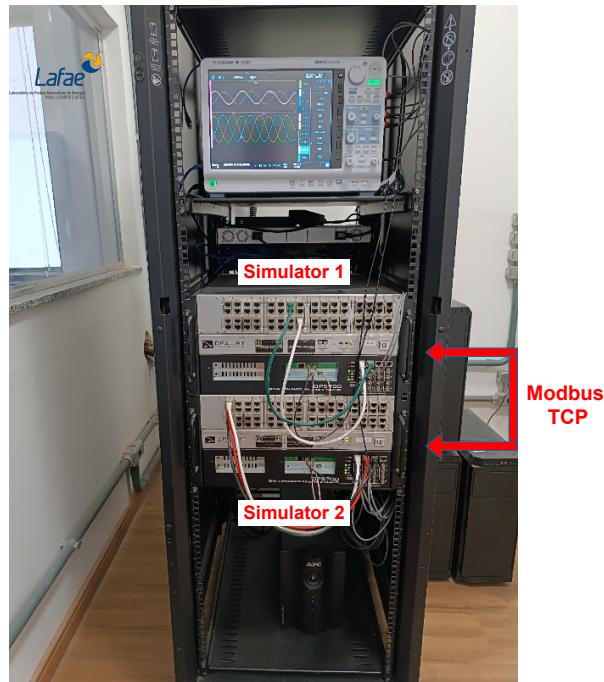


Figura 5.3: Configuração experimental do sistema HIL baseado em OPAL-RT.

5.2 Validação da integração do PMS

As funcionalidades desenvolvidas, implementadas e a serem validadas são:

- **Cenário 1: Operação conectada à rede - Modo *Peak shaving*.** Nesse modo de operação, a energia fornecida pela rede para a microrrede é restrita à energia contratada, sem comprometer o fornecimento de energia para as cargas. Para isso, o BESS é carregado durante os períodos de baixa demanda, quando o custo da eletricidade é menor em comparação com os períodos de alta demanda, e é descarregado durante os períodos de alta demanda.
- **Cenário 2: Operação de ilhamento não intencional:** Em situações em que ocorre um ilhamento não planejado no POI, o sistema de gerenciamento de potência desempenha um papel crucial. O PMS deve tomar a decisão de acionar o modo operacional de formação de rede para os BESSs, considerando as condições específicas de operação de cada um desses sistemas. Essa ação é primordial para garantir a continuidade do suprimento de energia e a estabilidade do sistema, permitindo que os BESS assumam o papel de fonte de energia autônoma e mantenham o fornecimento de energia nas condições de ilhamento não planejado.

- **Cenário 3: Operação em ilha:** A microrrede deve ter a capacidade de fornecer energia às cargas em modo isolado, garantindo níveis adequados de tensão e frequência. A transição da operação conectada à rede para a operação isolada pode ocorrer como um evento planejado ou não intencional. No caso de ilhamento, pelo menos uma fonte dentro da microrrede deve regular a tensão no POI para seu valor nominal e estabelecer uma frequência de referência que corresponda à frequência nominal da rede elétrica. Os seguintes monitoramentos devem ser realizados:

- Monitoramento do SOC do BESS: para prolongar a vida útil da bateria, é importante que ela opere em um modo quase linear de carga e descarga. Para isso, os supervisores alteram os modos de operação das fontes de armazenamento de energia.
- Monitoramento da frequência no POI: Os supervisores devem garantir que a frequência esteja dentro da faixa aceitável de operação seguindo o código da rede do Brasil, enviando comandos de operação para as diferentes fontes na microrrede.

5.2.1 Operação conectada à rede

5.2.1.1 Cenário 1: *Peak shaving*

Durante os horários de pico, a demanda de energia em uma microrrede pode exceder sua capacidade, levando a altos custos de eletricidade, instabilidade da rede e possíveis interrupções de energia. Para evitar esses problemas, o *peak shaving* envolve o armazenamento do excesso de energia durante os períodos de baixa demanda e seu uso durante os horários de pico. Isso pode ser feito por meio do uso de sistemas de armazenamento de energia, como baterias, que podem ser carregadas fora dos horários de pico e descarregadas durante os horários de pico para complementar o fornecimento de energia da rede.

O algoritmo implementado para o *peak shaving* visa carregar o BESS fora do horário de pico, aproveitando a diferença entre a potência ativa consumida da rede e a potência contratada (20 kW), como mostrado na linha preta da Figura 5.4.(a). Durante o horário de pico, o BESS injeta energia, limitando-se a não ultrapassar a potência contratada. Sem a ativação dos supervisores, observa-se na linha vermelha da Figura 5.4.(a) que a potência consumida da rede excede o valor contratado em $t = 50, 130$, e 180 s. Por outro lado, com os supervisores em operação, a potência da rede permanece abaixo da potência contratada ao longo de toda a simulação, como mostrado na linha azul. A potência da bateria é negativa em $t = 40$ s, indicando que o BESS está sendo carregado, aproveitando o excedente de energia gerado pelas

FERs, como representado na linha amarela. Na Figura 5.4.(b), pode-se observar a potência gerada pelos FERs, considerando valores variáveis de irradiação e vento para testar o supervisor, mostrados na Figura 5.5. Os PVs operam no modo MPPT.

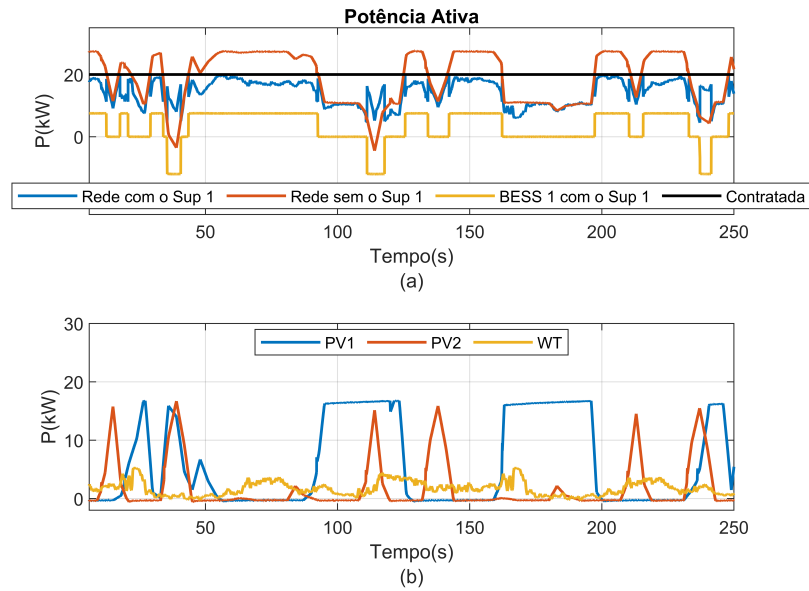


Figura 5.4: Desempenho do corte de pico.

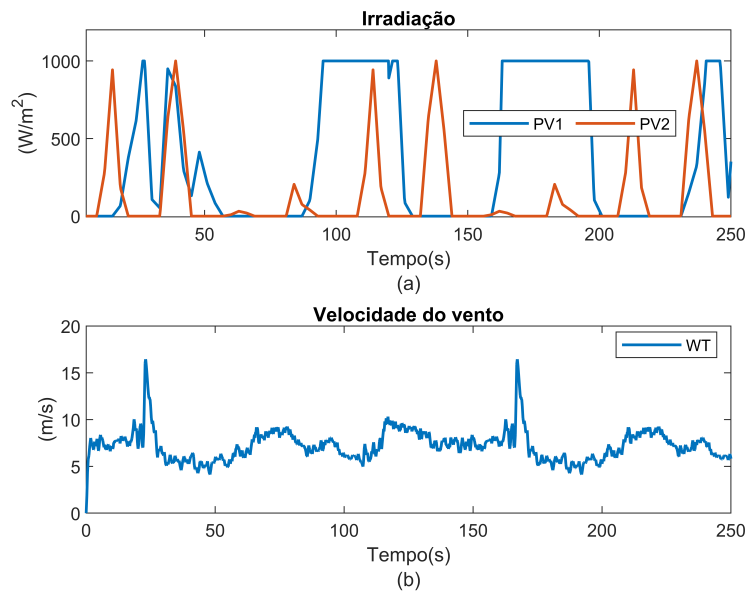


Figura 5.5: Dados de (a) irradiação e (b) velocidade do vento considerados para a simulação em tempo real.

5.2.2 Cenário 2: Desconexão não intencional

A microrrede deve ser capaz de alternar entre os dois modos de operação, garantindo um fornecimento de energia confiável e estável para suas cargas. Isso requer a implementação de um supervisor dedicado para a desconexão não intencional. Este supervisor é testado em dois cenários: um cenário em que a geração das FERs é mínima e outro cenário em que é a geração máxima.

5.2.2.1 Pouca geração de energia das FERs

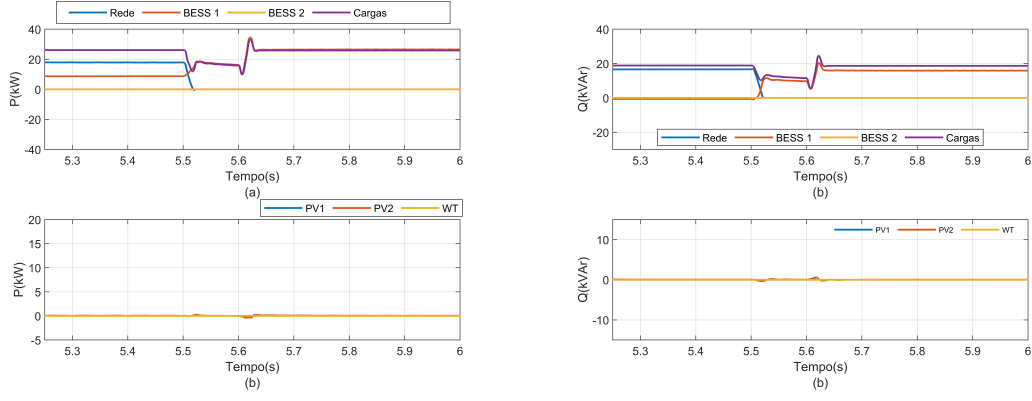
No cenário em que o ilhamento ocorre durante os períodos de baixa geração de energia pelas Fontes de Energias Renováveis (FERs), verifica-se que a microrrede não entra em colapso. Essa é uma situação extremamente crítica, pois requer que o BESS 1 assuma a formação da rede e forneça toda a energia às cargas.

Conforme mostrado na Figura 5.6, por volta de $t = 5.5s$, ocorre o ilhamento. Durante esse período, observa-se que, quando a geração de energia pelas fontes de energias renováveis é praticamente zero, o ilhamento não intencional não afeta consideravelmente a operação da microrrede. A carga continua a ser energizada, embora a potência diminua devido à redução da tensão CA, mostrado na Figura 5.7a.(b).

Quando o supervisor envia o comando para trocar o modo de operação do BESS 1 e este recebe o comando para formar a rede (considerando um atraso de 100 ms desde o momento do ilhamento até receber o comando para trocar o modo de operação), por volta de $t = 5.6s$, o BESS 1 assume o papel de formador de rede. Nesse momento, a carga retorna aos seus valores normais de potência ativa e reativa, conforme mostrado nas Figuras 5.6a e 5.6b.

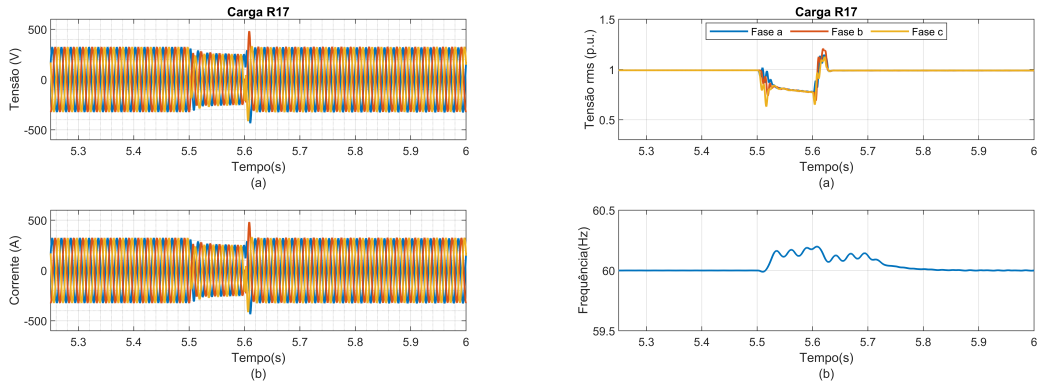
Observa-se que a potência ativa e reativa voltam aos seus valores normais assim que o BESS começa a formar a rede. Esses resultados demonstram a eficácia do sistema BESS em garantir a continuidade do fornecimento de energia e a estabilidade da microrrede durante transições operacionais, mesmo em condições de ilhamento não intencional.

A Figura 5.7a mostra que a tensão e a corrente da carga não vão instantaneamente para zero quando ocorre o ilhamento. Esse comportamento sugere que, durante o ilhamento não intencional, a microrrede continua a alimentar a carga. Além disso, na Figura 5.7b, observa-se que a tensão RMS diminui até aproximadamente 0.8 p.u. e a frequência não ultrapassa os 60.2 Hz antes do BESS 1 iniciar a formação da rede. Esse resultado destaca a capacidade do sistema de responder efetivamente a eventos de ilhamento, garantindo uma operação estável e segura da microrrede.



(a) Potência Ativa das Fontes e das cargas. (b) Potência Reativa das Fontes e das cargas.

Figura 5.6: Desempenho do supervisor 2 no cenário desconexão não intencional.



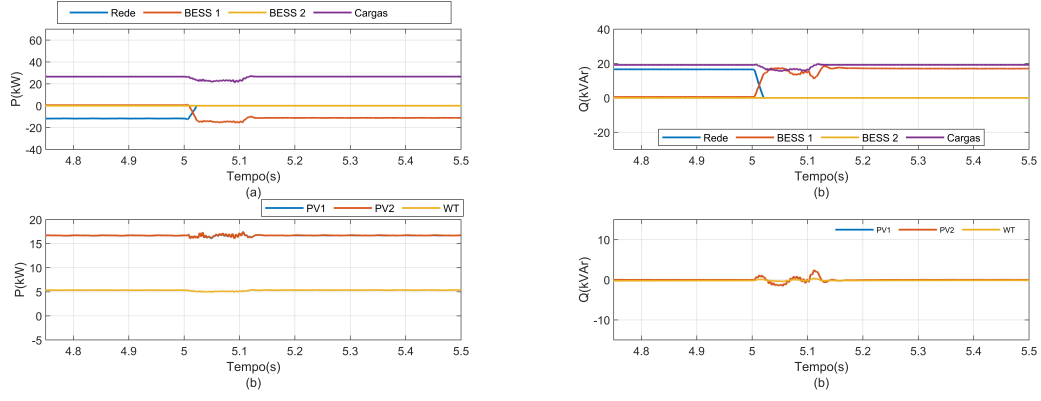
(a) Tensão e corrente na carga R17. (b) Tensão RMS e frequência na carga R17.

Figura 5.7: Desempenho do supervisor 2 com pouca geração das FERs.

5.2.2.2 Alta geração de energia das FERs

Quando a geração de energia pelas FERs atinge o seu máximo, é possível observar na Figura 5.8a que o impacto do ilhamento não intencional é menos severo, em $t = 5s$. A potência ativa e reativa da carga descrese menos que no caso de pouca geração de energia dos FERs (conforme mostra as Figuras 5.8a e 5.8b). Isso ocorre devido ao fornecimento contínuo de energia pelas FERs, que garantem o suprimento das cargas durante a transição. Em $t = 5.1s$, o BESS 1 recebe o comando para formar a rede, permitindo que a MG retorne ao seu regime permanente.

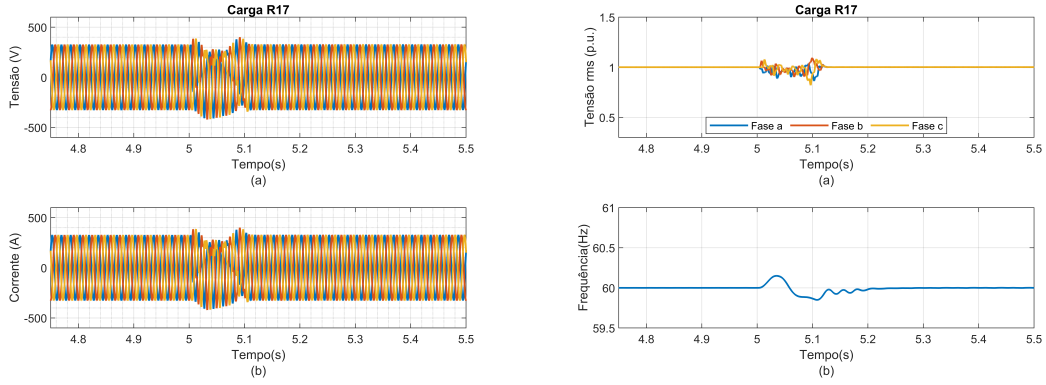
Na Figura 5.9a, observa-se que tanto a tensão quanto a corrente não apresentam uma diminuição significativa nesse cenário. Além disso, a Figura 5.9b.a demonstra que a tensão RMS da carga permanece acima de 0,9 p.u. e a frequência se mantém abaixo de 60,2 Hz, indicando uma variação menos severa em comparação com a queda para 0,8 p.u. observada em casos de baixa geração de energia. Isso sugere que, quando a geração de energia pelas FERs é máxima, a estabilidade do sistema é melhor preservada durante o ilhamento não intencional, resultando em menor



(a) Potência Ativa das Fontes e das cargas. (b) Potência Reativa das Fontes e das cargas.

Figura 5.8: Desempenho do supervisor 2 com muita geração das FERs.

flutuação na tensão RMS da carga.



(a) Tensão e corrente na carga R17. (b) Tensão RMS e frequência na carga R17.

Figura 5.9: Desempenho do supervisor 2 no cenário desconexão não intencional.

5.2.2.3 Comparação da tensão com diferentes tempos de atrasos:

São considerados diferentes atrasos desde o momento em que ocorre o ilhamento até o instante em que o BESS 1 recebe o comando para formar a rede, a fim de avaliar o comportamento do supervisor 2 diante do ilhamento não intencional [16]. No primeiro teste, um atraso de $20ms$ é considerado, ou seja, após $t1 + 20ms$, o BESS 1 recebe o comando para formar a rede, ou seja, o BESS impõe tensão e frequência em seu terminal. Esse atraso de $20ms$ está associado ao tempo necessário para: i) comunicar o estado do disjuntor e os resultados das medições ao supervisor; ii) para que o supervisor identifique os novos estados do BESS 1; e iii) para comunicar as saídas do supervisor às unidades correspondentes, dependendo da especificação de controle diante dessa situação.

A Figura 5.10 apresenta a resposta da tensão RMS em diferentes atrasos. Observa-se que, para um atraso de $20ms$ resulta em picos menores em compara-

ção com um atraso de $1020ms$. Além disso, a queda de tensão é menor em um atraso de $620ms$, em comparação com o caso mais severo de $1020ms$. A Figura 5.10, também mostra a resposta do sistema ao mesmo evento de ilhamento quando os supervisores são aplicadas à ilha após um atraso adicional de $620ms$ (ou seja, $t1 + 620ms$) e $1.2s$ (ou seja, $t1 + 1020ms$) para considerar atrasos de comunicação mais longos. Em ambos os casos, o supervisor é capaz de levar efetivamente a ilha a condições de estado estável, pois: i) a alteração da condição operacional antes e depois do instante de ilhamento não é significativa; e ii) o BESS 1 consegue manter a tensão POI e a frequência do sistema dentro dos limites durante os atrasos de transição.

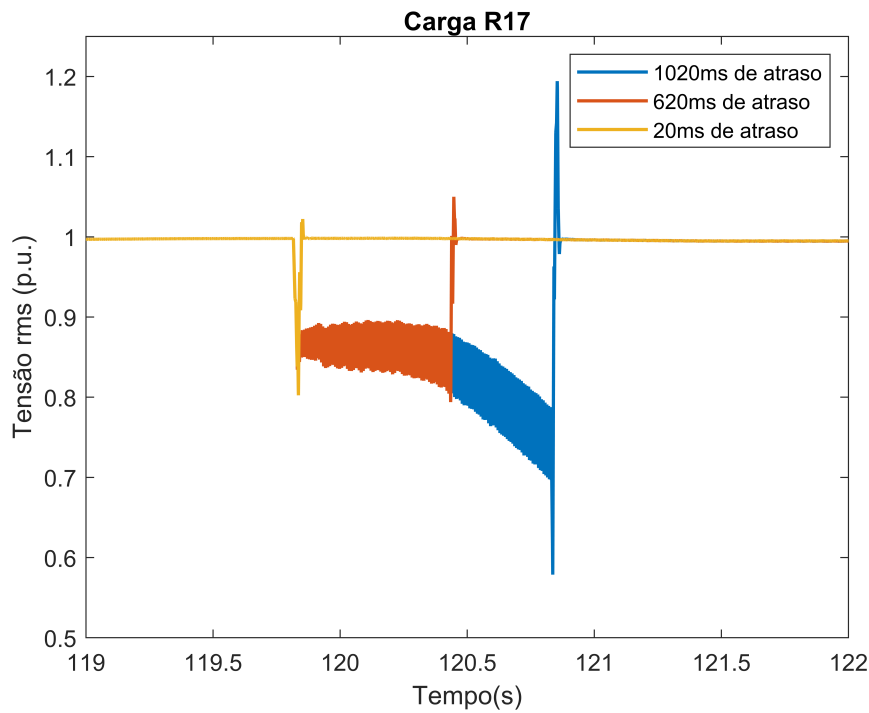
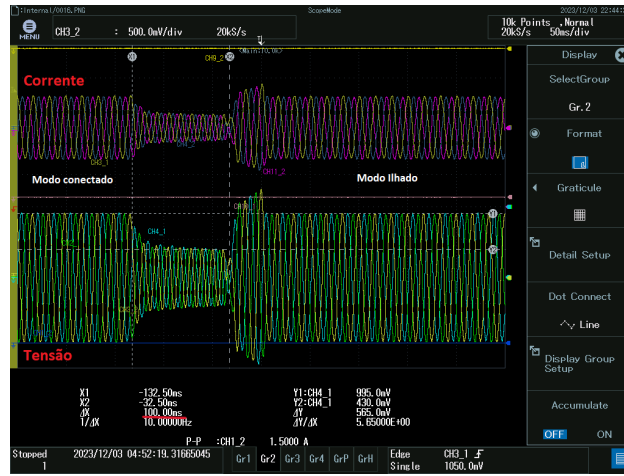


Figura 5.10: Tensão RMS da carga durante a desconexão com diferentes atrasos.

Foram plotados os sinais de corrente e tensão no osciloscópio para verificar o comportamento na saída da carga R17 durante o ilhamento. Nas Figuras 5.11a e 5.11b, são apresentadas as medições de tensão e corrente da carga R17 para atrasos de comunicação do comando recebido do supervisor para o controlador local do BESS 1 para trocar o modo de operação de seguido de rede para formador, considerando atrasos de $20ms$ e $100ms$, respectivamente. Observa-se que a transição de modo de operação, de conectado para ilhado, ocorre de forma suave e não abrupta. Este comportamento demonstra a eficácia do supervisor na transição de modo de operação, mesmo diante de diferentes atrasos de comunicação.



(a) Desconexão com demora de 20ms.



(b) Desconexão com demora de 100ms.

Figura 5.11: Visualização da corrente e tensão da carga no osciloscópio no caso de uma desconexão não intencional.

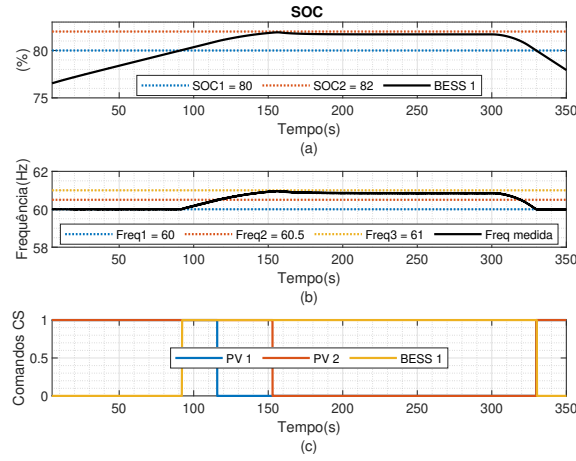
5.2.3 Cenário 3: Operação em ilha

5.2.3.1 Estado de carga do BESS 1 acima de 80%

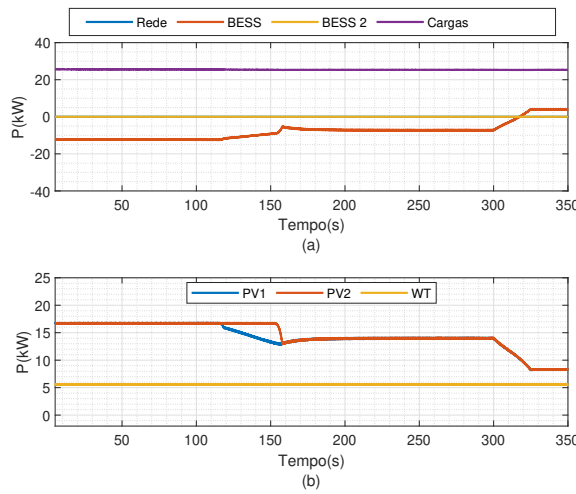
Na Figura 5.12a.(a), quando o SOC ultrapassa 80% em $t = 90s$, o Supervisor 3 muda o modo de operação do BESS 1 para o modo crítico (modo SOC-f), resultando em um aumento na frequência do sistema, dependendo do SOC. Quando a frequência excede $60,5Hz$ em $t = 110s$ (Figura 5.12a.(b)), o supervisor 4 emite um comando para que o PV 1 entre em modo de curtailment (mostrado na linha azul na Figura 5.12a.(c), onde muda de 1 para 0, sendo 0 o modo *curtailment*). Nessa mesma figura, pode-se observar o comando dos supervisores para o BESS entrar no modo crítico (linha em amarelo) e o comando que envia o supervisor para o PV 2 para trocar o modo de operação para *curtailment* (linha em vermelho). Isso ocorre porque o SOC continua crescendo e a potência reduzida do PV 1 atinge seu valor mínimo baseado na norma ABNT NBR 16149. Quando a frequência do sistema está acima de $61Hz$

em $t = 150s$, o PV 2 entra em modo curtailment. Pode-se observar que o SOC, após os PVs entrarem no modo de redução de potência, não aumentou mais de 82%, conforme projetado.

A Figura 5.12b.(a) mostra que a potência ativa do BESS 1 começa a carregar com uma potência menor quando os supervisores entram em operação. Em $t = 110s$, a potência ativa do PV 1 começa a reduzir e, em $t = 150s$, a potência do PV 2 reduz até $14kW$, assim como o PV 1, conforme mostrado na Figura 5.12b.(b). Em $t = 300s$, a irradiação do PV 1 e PV 2 é reduzida de $1000W/m^2$ para $500W/m^2$, emulando uma nuvem. Nesse instante, o BESS 1 começa a descarregar e o SOC diminui até abaixo de 80% em $t = 330s$, fazendo com que a frequência diminua até atingir o valor nominal de 60 Hz. Nesse caso, o supervisor envia um comando ao BESS 1, PV 1 e PV 2 para retornarem ao modo normal e MPPT para os dois sistemas fotovoltaicos, respectivamente.



(a) Medições do SOC do BESS 1 , frequência no POI e os comando enviados pelo supervisor 3 e 4.



(b) Potência das fontes, carga e das FERs.

Figura 5.12: Desempenho da microrrede operando no modo Ilhado quando o SOC está acima de 80%.

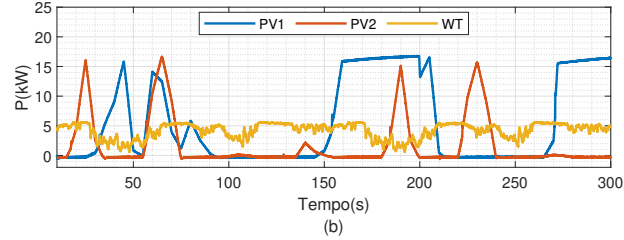
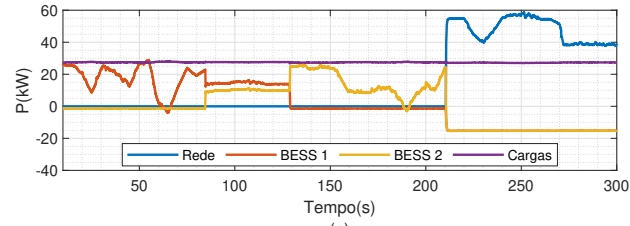
5.2.3.2 Estado de carga dos BESS 1 e 2 abaixo de 30%

No início da simulação da Figura 5.13a, o BESS 1 está operando como formador de rede. Aos $t = 75s$, quando o SOC do BESS 1 cai abaixo de 40% (mostrado na Figura 5.13b.(a)), o supervisor 5 envia um comando para que o BESS 1 e o BESS 2 entrem no modo *droop*, compartilhando a potência da carga e compensando a diferença entre a potência gerada pelas FERs e a demanda das cargas. Os BESS atuam para manter o sistema em equilíbrio, ajustando a energia fornecida. Quando o SOC do BESS 1 atinge 30% em $t = 130s$, ele não pode mais fornecer energia com segurança, então é enviado um comando para que o BESS 2 atue como formador de rede e o BESS 1 em modo *standby* com potência ativa de referência igual a $0kW$. Embora não esteja injetando potência, em $t = 130s$, o BESS 1 começa a descarregar-se devido às perdas do conversor, pois está sendo utilizado o modelo detalhado dos conversores. Como resultado, o SOC do BESS 2 começa a diminuir rapidamente, já que é a fonte responsável por formar a rede. Por volta de $t = 210s$, o SOC do BESS 2 está abaixo de 30%, a microrrede se reconecta à rede elétrica principal e começa a carregar ambos os BESS, com potência ativa de referência igual a $-15kW$. Como mostrado na Figura 5.13b.(a) em $t = 210s$, é possível observar que os SOC's começam a aumentar após a reconexão.

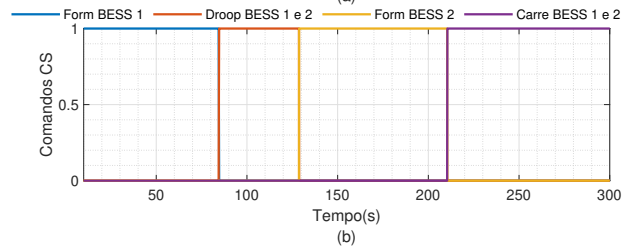
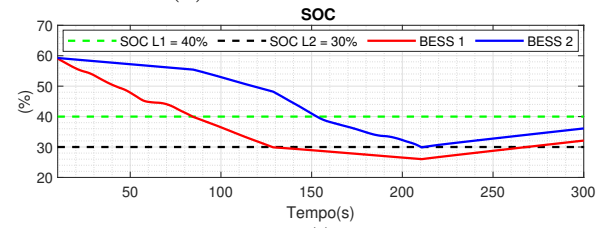
Na Figura 5.13b.(b), pode-se observar os comandos enviados pelo supervisor para os BESS 1 e 2. A linha azul representa o comando do supervisor para que o BESS 1 forme a rede. Em $t = 82s$, os dois BESS passam a operar com controle *droop*, representado pela linha vermelha, compartilhando a potência ativa e reativa para evitar uma descarga rápida do BESS 1. Quando o SOC do BESS 1 está abaixo de 30%, o BESS 2 começa a formar a rede, enquanto o BESS 1 entra em modo *standby*. Esses comandos são observáveis na linha amarela. Conforme o SOC do BESS 2 começa a ficar abaixo de 30%, o supervisor envia um comando, representado pela linha roxa, para carregar ambos os BESS.

Pode-se observar na Figura 5.14b que as transições entre modos, enviadas pelo supervisor, ocorrem de forma suave, conforme evidenciado na tensão e corrente da carga R17. Durante todo o período de simulação, as cargas permanecem energizadas e não são afetadas pelas transições, indicando que o sistema de controle é eficaz em gerenciar as mudanças de modo de operação. Isso garante uma transição suave e estável entre os diferentes estados do sistema.

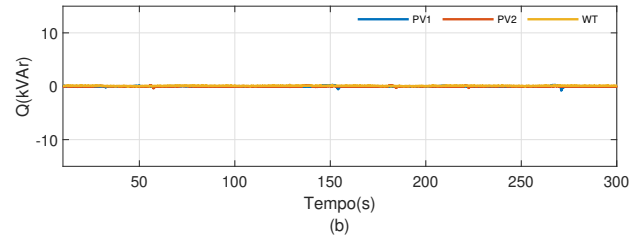
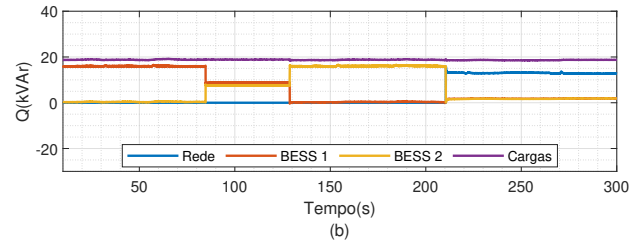
Na Figura 5.14b, é possível observar com mais detalhes as condições antes e depois das transições de modo. Especificamente, é evidenciado o comportamento do BESS 1 ao transitar de modo formador para modo *droop*, e do BESS 2 ao transitar para o modo de carregamento. Essas observações detalhadas confirmam a capacidade do sistema de realizar transições de modo sem perturbações significativas



(a) Potência Ativa.



(b) SOC e comandos do CS.

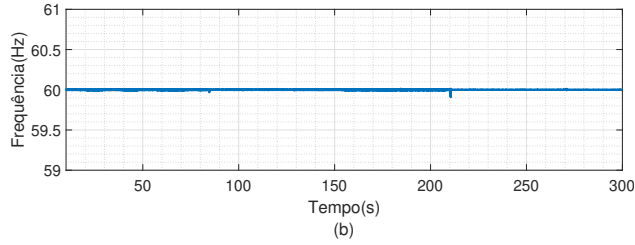
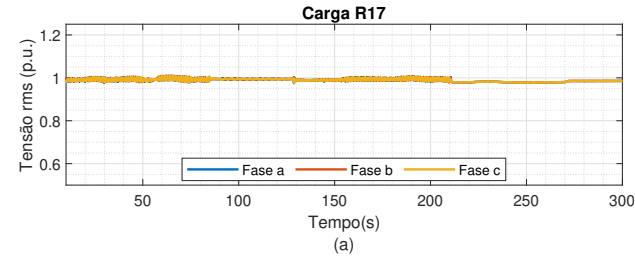


(c) Potência Reativa das fontes e das cargas.

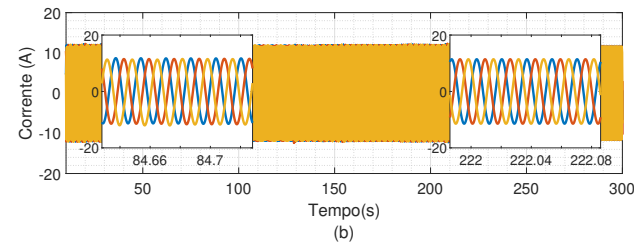
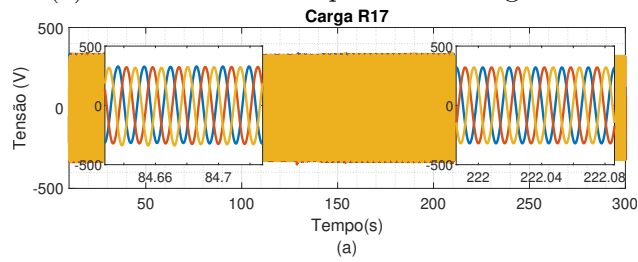
Figura 5.13: Desempenho da microrrede no modo ilhado.

nas cargas, reafirmando a robustez e a eficiência do controle implementado.

Na Figura 5.15, são apresentadas as formas de onda de tensão da microrrede no modo ilhado e a corrente do sistema fotovoltaico. Ao analisar em detalhe a Figura



(a) Tensão RMS e frequência na carga R17.



(b) Tensão e corrente na carga R17.

Figura 5.14: Desempenho da microrrede no modo ilhado.

5.15, nota-se que a corrente exibe um comportamento semelhante entre as três fases. Por se tratar de modelos detalhados do conversor, observa-se uma distorção harmônica dentro dos limites adequados. Além disso, é possível notar que, ao variar a irradiância para diferentes valores, a corrente começa a aumentar e diminuir conforme o valor da irradiância (ver Figura 5.16.(b)). Na Figura 5.16).(a), observa-se a potência ativa do PV 1 variando conforme a corrente.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

6.1 Conclusões

As simulações evidenciaram a capacidade do PMS em identificar corretamente os modos de operação da MG em diversas condições, tais como ilhamento não intencional, incremento da frequência e regulação do estado de carga dentro da faixa adequada. Esses resultados reforçam a robustez e eficiência do sistema, aplicado à Teoria de Controle Supervisório (TCS), ressaltando sua capacidade de garantir um fornecimento de energia estável e confiável em diferentes cenários operacionais.

Os supervisores sintetizados neste trabalho são minimamente restritivos, não bloqueantes e não conflitantes, propriedades garantidas pela Teoria de Controle Supervisório (TCS). Isso significa que o sistema permite que todas as ações seguras sejam realizadas, desde que não comprometam o comportamento esperado. Além disso, a ação de um supervisor não interfere ou anula a ação de outro, assegurando uma operação harmoniosa e eficiente do sistema.

Essa abordagem demonstra a robustez e a eficácia do sistema de controle proposto, destacando sua capacidade de fornecer soluções operacionais seguras e confiáveis em diversos cenários, como o modo conectado à rede elétrica, a transição do modo conectado para o ilhado, e o modo ilhado. Ao garantir que cada supervisor opere de maneira independente, mas coordenada, o sistema se torna mais resiliente e adaptável às ocorrências de diferentes eventos das microrredes. Além disso, a implementação do PMS demonstrou ser uma solução viável para a gestão de microrredes, proporcionando melhorias significativas na resiliência e no desempenho geral do sistema.

O desempenho dos supervisores sintetizados na TCS foi avaliado no ambiente *Controller Hardware-in-the-Loop* (CHIL), no qual a MG e os sistemas de Controle Local (LC) foram simulados no simulador de tempo real OPAL-RT, enquanto as funcionalidades do PMS foram testadas em outro simulador OPAL-RT. Os resultados

coletados dos estudos em tempo real avaliam e verificam o desempenho do sistema baseado na TCS, corroborando a eficácia e a precisão das soluções propostas para a gestão eficiente da microrrede.

6.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Com a adição de novas funcionalidades ao PMS, a planta pode apresentar um grande número de estados e transições, tornando a síntese de supervisores descentralizados complexa. Propõe-se a implementação de uma arquitetura distribuída. Essa abordagem consiste em dividir a planta global em subplantas menores, cada uma com um número reduzido de estados e transições. Essa divisão facilita a síntese dos supervisores, sem comprometer a coordenação e a funcionalidade do sistema como um todo.

Pode-se implementar a funcionalidade de ilhamento intencional aplicando a TCS, fazendo com que no momento de receber a sinal de ilhamento, os geradores da microrrede devem fazer com que a potência no POI seja zero e nesse caso fazer a transição de modo ilhado.

Uma outra contribuição seria considerar os atrasos de comunicação reais e o processamento dos supervisores entre as transições dos eventos da MG, como ilhamento não intencional e frequência acima do limite, entre outros. Isso inclui o tempo necessário para que o supervisor calcule a transição de estado e o intervalo até que cada controlador local receba o comando e o execute.

Referências Bibliográficas

- [1] ALVES, A. G. P. “Controle e resincronização de uma microrrede ilhada com validação em protótipo de escala reduzida”, 2018.
- [2] ROCABERT, J., LUNA, A., BLAABJERG, F., et al. “Control of Power Converters in AC Microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 11, pp. 4734–4749, 2012. doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [3] CIGRE. *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. Relatório técnico, CIGRE, 2014.
- [4] ZHOU, X., GUO, T., MA, Y. “An overview on microgrid technology”. In: *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, pp. 76–81, 2015. doi: 10.1109/ICMA.2015.7237460.
- [5] IRENA(2023). “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway”, Volume 1, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [6] TEIXEIRA, M. D., AOKI, A. R., VILA, C. U., et al. “Microrredes como ferramenta na melhoria da qualidade da energia elétrica”. In: *2023 XV Brazilian Conference on Quality of Power (CBQEE)*, pp. 1–6, 2023. doi: 10.1109/CBQEE59548.2023.10503986.
- [7] REVOLUSOLAR. “Babilônia e Chapéu Mangueira”. 2024. Disponível em: <<https://revolusolar.org.br/babilonia-e-chapeu-mangueira/>>. Acesso em: 26 set. 2024.
- [8] CAMPOS, F. M., ARAÚJO, D. N., TOLEDO, O. M., et al. “Tecnologias e Aplicações de Sistemas de Armazenamento de Energia para Suporte à Integração de Fontes Renováveis no Brasil”. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*, pp. 1–10, 2022.
- [9] GRUPO ENERGISA. “Conheça Vila Restauração, que recebe projeto pioneiro de energia solar”. 2024. Disponível em: <<https://www.grupoenergisa.com.br/noticias/vila-restauracao/conheca-vila-restauracao-que-recebe-projeto-pioneiro-de-energia-solar#>>.

~:text=A%20Vila%20Restaura%C3%A7%C3%A3o%2C%20comunidade%
20remota,horas%20por%20dia%20aos%20moradores.>. Accessed:
2024-09-30.

- [10] IEEE. "IEEE standard for the specification of microgrid controllers". 2018.
- [11] WONHAM, W. M., CAI, K., OTHERS. "Supervisory control of discrete-event systems". 2019.
- [12] FENG, L., WONHAM, W. M. "TCT: A computation tool for supervisory control synthesis". In: *2006 8th International Workshop on Discrete Event Systems*, pp. 388–389. IEEE, 2006.
- [13] BOMPARD, E., BRUNO, S., FRITTOLI, S., et al. "Remote PHIL Distributed Co-Simulation Lab for TSO-DSO-Customer Coordination Studies". In: *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, pp. 1–6, 2020. doi: 10.23919/AEIT50178.2020.9241104.
- [14] HAN, Y., LI, H., SHEN, P., et al. "Review of active and reactive power sharing strategies in hierarchical controlled microgrids", *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 32, n. 3, pp. 2427–2451, 2016.
- [15] BEVRANI, H., SHOKOOHI, S. "An intelligent droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in islanded microgrids", *IEEE transactions on smart grid*, v. 4, n. 3, pp. 1505–1513, 2013.
- [16] GHASAEI, A., ZHANG, Z. J., WONHAM, W. M., et al. "A Discrete-Event Supervisory Control for the AC Microgrid", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 2, pp. 663–675, 2020.
- [17] KHARRAZI, A., MISHRA, Y., SREERAM, V. "Discrete-event systems supervisory control for a custom power park", *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 1, pp. 483–492, 2017.
- [18] RODRÍGUEZ, M. R., DELPOUX, R., PIÉTRAC, L., et al. "Supervisory control for high-voltage direct current transmission systems", *IFAC-PapersOnLine*, v. 50, n. 1, pp. 12326–12332, 2017.
- [19] AFZALIAN, A. A., NIAKI, S. A. N., IRAVANI, M. R., et al. "Discrete-event systems supervisory control for a dynamic flow controller", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 24, n. 1, pp. 219–230, 2008.
- [20] MAHFOUZ, M., IRAVANI, R. "Autonomous Operation of the DC Fast-Charging Station", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2021.

- [21] HU, H.-X., LI, H.-H., JIANG, Y., et al. “Fault diagnosis based on discrete event system for power grid”. In: *The 27th Chinese Control and Decision Conference (2015 CCDC)*, pp. 2668–2672. IEEE, 2015.
- [22] GONZALEZ, A. G., ALVES, M. V., VIANA, G. S., et al. “Supervisory control-based navigation architecture: a new framework for autonomous robots in industry 4.0 environments”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 14, n. 4, pp. 1732–1743, 2017.
- [23] PRODIST. “Módulo 1–introdução.” *Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL.*, 2018.
- [24] BORGES, P. V. D. S. “ANÁLISE REGULATÓRIA E ECONÔMICA DE MICRORREDES ELÉTRICAS NO BRASIL.” *Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2016.
- [25] FARRAJ, M. *Development and evaluation of a power management system for an off-grid power system with PV generation and energy storage.* Tese de Mestrado, Faculty of Graduate Studies of The University of Manitoba, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Manitoba, Winnipeg, 2021.
- [26] DÍAZ, N. L., COELHO, E. A., VÁSQUEZ, J. C., et al. “Stability analysis for isolated ac microgrids based on pv-active generators”. In: *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 4214–4221. IEEE, 2015.
- [27] TAMRAKAR, U., SHRESTHA, D., MAHARJAN, M., et al. “Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions”, *Applied Sciences*, v. 7, n. 7, 2017. ISSN: 2076-3417. doi: 10.3390/app7070654. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/7/7/654>>.
- [28] IRENA. “Renewable Power Generation Costs in 2021”, 2022.
- [29] DASH, S. K., VERMA, D., NEMA, S., et al. “Comparative analysis of maximum power point (MPP) tracking techniques for solar PV application using MATLAB simulink”. In: *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*, pp. 1–7. IEEE, 2014.
- [30] DE BRITO, M. A., SAMPAIO, L. P., LUIGI, G., et al. “Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications”. In: *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 99–104. IEEE, 2011.

- [31] YAZDANI, A., DI FAZIO, A. R., GHODDAMI, H., et al. “Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, pp. 1247–1264, 2011. doi: 10.1109/TPWRD.2010.2084599.
- [32] DOGGA, R., PATHAK, M. “Recent trends in solar PV inverter topologies”, *Solar Energy*, v. 183, pp. 57–73, 2019.
- [33] YAZDANI, A., IRAVANI, R. *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [34] LEONHARD, W. *Control of electrical drives*. Springer Science & Business Media, 2001.
- [35] WU, D., TANG, F., DRAGICEVIC, T., et al. “Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids With Photovoltaic Generation and Energy Storage System”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 29, n. 4, pp. 882–892, 2014. doi: 10.1109/TEC.2014.2358612.
- [36] NBR, A. “16149: Sistemas fotovoltaicos (FV)–Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”, *Rio de Janeiro: ABNT*, 2013.
- [37] MOORE, C., BROWN, S., MACDONALD, P., et al. “European electricity review 2022”, *Ember: London, UK*, 2022.
- [38] KING, J., CLIFTON, A., HODGE, B.-M. *Validation of power output for the WIND Toolkit*. Relatório técnico, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.
- [39] ZIA, M. F., ELBOUCHIKHI, E., BENBOUZID, M. “Optimal operational planning of scalable DC microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations”, *Applied energy*, v. 237, pp. 695–707, 2019.
- [40] BAJRACHARYA, C. *Control of VSC-HVDC for wind power*. Tese de Mestrado, Institutt for elkraftteknikk, 2008.
- [41] WU, D., TANG, F., DRAGICEVIC, T., et al. “Autonomous active power control for islanded ac microgrids with photovoltaic generation and energy storage system”, *IEEE Transactions on energy conversion*, v. 29, n. 4, pp. 882–892, 2014.

- [42] SU, R., WONHAM, W. “Supervisor Reduction for Discrete-Event Systems.” *Discrete Event Dynamic Systems*, v. 14, pp. 31–53, 2004. doi: 10.1023/B:DISC.0000005009.40749.b6.
- [43] RUDIE, K. “The integrated discrete-event systems tool”. In: *2006 8th International Workshop on Discrete Event Systems*, pp. 394–395. IEEE, 2006.
- [44] MALIK, R., ÅKESSON, K., FLORDAL, H., et al. “Supremica—an efficient tool for large-scale discrete event systems”, *IFAC-PapersOnLine*, v. 50, n. 1, pp. 5794–5799, 2017.
- [45] FENG, L., WONHAM, W. “TCT: A Computation Tool for Supervisory Control Synthesis”. In: *2006 8th International Workshop on Discrete Event Systems*, pp. 388–389, 2006. doi: 10.1109/WODES.2006.382399.
- [46] ZHANG, Z. J. *Control and Operation of a Utility Grid Connected DC Fast Charging Station*. University of Toronto (Canada), 2019.
- [47] OPAL-RT TECHNOLOGIES. “Simulator Platform OP5707 XG”. 2024. Disponível em: <<https://www.opal-rt.com/simulator-platform-op5707/>>.
- [48] JOVCIC, D. *High voltage direct current transmission: converters, systems and DC grids*. John Wiley & Sons, 2019.
- [49] REZNIK, A., SIMÕES, M. G., AL-DURRA, A., et al. “LCL filter design and performance analysis for small wind turbine systems”. In: *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, pp. 1–7. IEEE, 2012.

Apêndice A

Parâmetros do sistema

Nesta seção, são apresentados os dados relacionados à modelagem dos componentes passivos da microrrede, especificamente, as cargas e os cabos destacados na Figura 5.1. Os parâmetros dos circuitos simulados estão detalhados na Tabela A.1. Onde os cabos foram modelados considerando a impedância característica, desconsiderando a contribuição da componente de sequência zero.

Tabela A.1: Dados dos diferentes cabos utilizados na microrrede.

S:No	De	Para	R[Ω/km]	X[Ω/km]	L [m]
1	R1	R2	0,163	0,136	35
2	R2	R3	0,163	0,136	35
3	R3	R4	0,163	0,136	35
4	R4	R5	0,163	0,136	35
5	R5	R6	0,163	0,136	35
6	R6	R7	0,163	0,136	35
7	R7	R8	0,163	0,136	35
8	R8	R9	0,163	0,136	35
8	R8	R9	0,163	0,136	35
9	R9	R10	0,163	0,136	35
10	R3	R11	0,154	0,206	30
11	R4	RE	0,266	0,151	35
12	R6	RD	0,569	0,174	30
13	R10	RC	1,111	0,195	30
14	RE	R19	0,266	0,151	30
15	R8	RA	1,541	0,206	30
16	R9	R17	1,541	0,206	30
17	R10	RB	1,541	0,206	30

A.0.0.1 Parâmetros do transformador

Os dados do transformador da rede de distribuição da brochura são fornecidos na Tabela A.2 onde a relação de transformação é de 20/0.4kV e a potência nominal é

de $500MVA$.

Tabela A.2: Parâmetros do transformador da rede de distribuição.

De:	Para:	Conexão	$V_1[kV]$	$V_2[kV]$	$S_{nominal}[kVA]$
R0	R1	3-ph Dyn1	20	0,4	500

A.1 Impedância da rede

Uma fonte de tensão CA ideal é utilizada para representar o sistema de potência em que a microrrede está conectada. A Brochura também apresenta os dados de curto-circuito tornando possível calcular a impedância equivalente do sistema CA. A rede possui como potência de curto-circuito $S_{sc} = 100MVA$ e relação de impedância $X/R = 1$. Utilizando como base do sistema a potência do transformador $S_t = 500kVA$ e sua tensão do lado de alta $V_{alta} = 20kV$ foi calculada a seguinte impedância.

$$R_g = \frac{V_{nom}^2 * X_{rr}}{S_{sc}} \Omega, \quad (A.1)$$

$$L_g = R_g = \frac{V_{nom}^2 * 2 * \pi * f}{S_{sc}}. \quad (A.2)$$

Onde S_{sc} representa a potência de curto-circuito no Ponto de Conexão Comum (em VA), X_{rr} é a relação entre a impedância equivalente da rede e a sua resistência (X/R), e f é a frequência da rede.

Apêndice B

Projeto da tensão do Elo CC e do capacitor CC

B.1 Tensão do Elo CC

A tensão no Elo CC é determinada pelo índice de modulação desejado (m) e a tensão nominal pico [31]. É importante considerar uma margem de segurança, levando em consideração a queda de tensão no filtro. Para garantir que os conversores permaneçam dentro da região linear de operação, é essencial que a tensão CC sintetizada seja superior à base de tensão de fase em termos do valor de pico do sistema CA. A relação entre a tensão CA e CC é dada por:

$$V_{nom,pico} = m \cdot \frac{V_{CC}}{2} \rightarrow V_{nom,pico} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{nom,rms} \quad (B.1)$$

Valores de m situados na faixa de 0.6 a 0.9 demonstraram um desempenho satisfatório nas simulações, impedindo que o conversor entrasse em sobremodulação. O cálculo da tensão no Elo CC é realizado da seguinte maneira:

$$V_{CC} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \frac{2 \cdot V_{nom,rms}}{m} \quad (B.2)$$

B.2 Capacitor CC

No lado CC, o capacitor desempenha o papel de amortecer as variações de tensão, sendo responsável por fornecer ao VSC uma tensão CC quase constante durante os intervalos de comutação.

Segundo [48] o capacitor do elo CC de um VSC pode ser dimensionado por:

$$C_{CC} > \frac{S_{VSC}}{2\omega V_{CC}\Delta V_{CC}}, \quad (\text{B.3})$$

onde, S_{VSC} é a potência nominal do conversor, V_{CC} é a tensão CC nominal de cada fonte, ω é a frequência eléctrica e ΔV_{CC} é a ondulação de tensão permitida (pico a pico). Os fabricantes de cabos CC especificam normalmente uma ondulação da tensão CC de cerca de 3 – 10%, mas podem aplicar-se outros limites. A exigência de uma ondulação de tensão pequena implica um capacitor grande. Por outro lado, um capacitor pequeno tem vantagens em termos de controle e dinâmica do conversor, o que resulta num controlo rápido da potência ativa. A seleção do tamanho do condensador CC é um compromisso entre a ondulação da tensão, a vida útil, os custos e o controle rápido da tensão CC.

Apêndice C

Filtro LCL

Para mitigar os harmônicos de corrente de alta ordem gerados pelo chaveamento em alta potência dos conversores, é implementado um filtro passa-baixa na saída dos conversores. Os filtros LCL, apresentam a vantagem de permitir o uso de indutores de menor porte, resultando em perdas reduzidas e um *design* mais compacto. No entanto, a principal desvantagem associada aos filtros LCL é a tendência à ressonância, o que pode comprometer a estabilidade do controle de corrente. Para mitigar essa ressonância, estratégias de amortecimento passivo, que envolvem o uso de elementos dissipativos, podem ser implementadas, como discutido em [49].

A Figura 3.11 mostra a conexão de um conversor trifásico à rede, adotando uma configuração de filtro LCL.

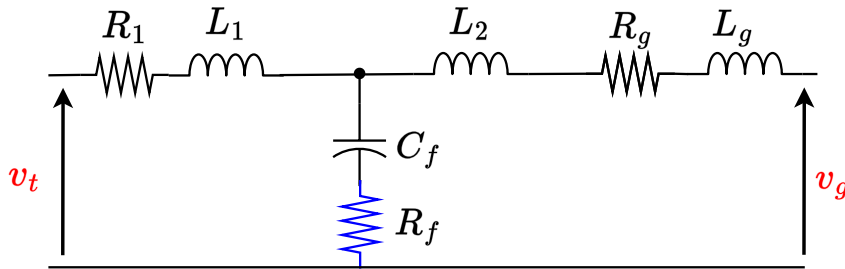


Figura C.1: Conversor trifásico com filtro LCL e amortecimento passivo (resistor de amortecimento, R_f)

Onde v_t é a tensão CA na saída do conversor, v_g é a tensão da rede, R_g e L_g é a impedância da rede. Devido à sua natureza como um filtro de segunda ordem, ocorre uma ressonância em uma frequência específica antes da atenuação dos sinais de alta frequência. O dimensionamento do capacitor é realizado com base na frequência de ressonância desejada, e um resistor de amortecimento R_f é conectado em série com o capacitor para melhorar o desempenho do filtro.

É preciso considerar algumas restrições ao momento de projetar o filtro LCL:

- (a) O valor do capacitor é limitado pela diminuição do fator de potência na po-

tência nominal, geralmente menos de 5% da capacitância de base;

- (b) O valor total da indutância deve ser inferior a 0,1 pu ($L_b = Z_b/\omega_n$) para limitar a queda de tensão CA durante a operação do conversor;
- (c) A frequência de ressonância deve estar localizada entre a largura de banda de controle de corrente e a metade da frequência de chaveamento para evitar que a ressonância interfira nas partes inferior e superior do espectro harmônico.

Com esses requisitos em mente, os seguintes passos para o *design* do filtro LCL são seguidos:

1. Cálculo da impedância base e capacitância base. Assim, os valores do filtro são referenciados em p.u.

$$Z_b = \frac{E_n^2}{P_n} \quad (C.1)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_n Z_b} \quad (C.2)$$

Onde P_n representa a potência nominal, f_g é a frequência da rede, f_{sw} é a frequência de chaveamento, V_{CC} é a tensão nominal do barramento CC, V_n denota a tensão de linha RMS na saída do inversor, ω_n é a frequência angular da rede, e V_{ph} representa a tensão de fase.

Assim, considerando uma absorção de potência reativa pelo filtro máxima de 5% da potência base, o valor da capacitância no filtro LCL será dado por:

$$C_f = 0.05 \cdot C_b \quad (C.3)$$

2. Cálculo do indutor do lado do conversor L_1 através do *ripple* de corrente desejado, ΔI_{Lmax} , geralmente escolhido em torno de 5% ou 10%.

$$\Delta I_{Lmax} = 0.1 I_{max} \quad (C.4)$$

onde

$$I_{max} = \frac{P_n \sqrt{2}}{3V_{ph}} \quad (C.5)$$

$$L_1 = \frac{V_{CC}}{6f_{sw} \Delta I_{Lmax}} \quad (C.6)$$

3. Definição de L_2 através do fator de atenuação k_a geralmente escolhido em torno de 20% ($k_a = 0.2$).

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f w_{sw}^2} \quad (C.7)$$

4. Definição do resistor de amortecimento R_d conectado em série ao capacitor. O valor deste resistor deve ser $1/3$ da impedância do capacitor na frequência de ressonância dada por

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_1 + L_2 + L_g}{L_1(L_2 + L_g)C_f}} \quad (C.8)$$

É necessário verificar que a frequência de ressonância está de acordo com a condição abaixo:

$$f_{bw}^i < f_{res} < 0.5f_{sw} \quad (C.9)$$

sendo f_{bw}^i a largura de banda da malha interna de corrente e f_{sw} a frequência de chaveamento do conversor. R_f é dado por

$$R_f = \frac{1}{3\omega_{res}C_f} \quad (C.10)$$

Na Figura C.2, apresenta-se a resposta do filtro LCL tanto sem quanto com amortecimento. É possível notar que, na ausência de amortecimento, ocorre uma ressonância na frequência de ressonância (indicada pela linha azul), resultando em uma amplificação nesse ponto específico. Por outro lado, ao introduzir o amortecimento (linha vermelha), não há o pico de amplitude, e o sinal começa a ser filtrado nessa frequência.

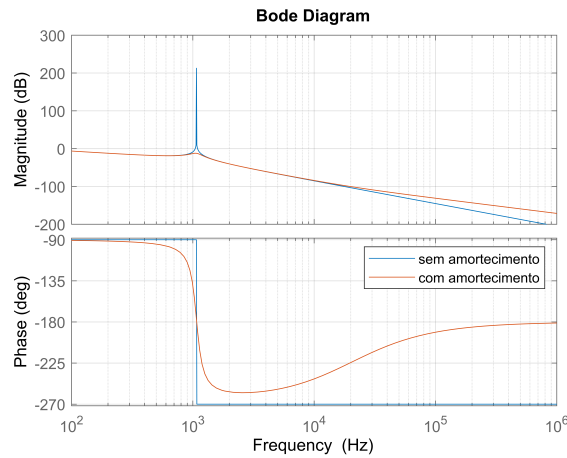


Figura C.2: Resposta do filtro LCL sem e com resistor de amortecimento.