



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ROSANA GUIMARÃES ALMEIDA**

**GERENCIAMENTO E CONTROLE DISTRIBUÍDO HIERÁRQUICO  
PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO APLICADO A MICRORREDE CA**

**FORTALEZA**

**2019**

ROSANA GUIMARÃES ALMEIDA

GERENCIAMENTO E CONTROLE DISTRIBUÍDO HIERÁRQUICO PRIMÁRIO E  
SECUNDÁRIO APLICADO A MICRORREDE CA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de energia elétrica.

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

A45g Almeida, Rosana.  
Gerenciamento e controle distribuído hierárquico primário e secundário aplicado a microrrede ca /  
Rosana Almeida. – 2019.  
135 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.  
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Controle por Inclinação. 2. Energia Renovável. 3. Geração Distribuída. I. Título.

CDD 621.3

---

ROSANA GUIMARÃES ALMEIDA

GERENCIAMENTO E CONTROLE DISTRIBUÍDO HIERÁRQUICO PRIMÁRIO E  
SECUNDÁRIO APLICADO A MICRORREDE CA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de energia elétrica.

Aprovada em: 24/05/2019.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof<sup>a</sup>. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Ph.D. Fernando Luís Marcelo Antunes

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Ph.D. Otacílio da Mota Almeida

Universidade Federal do Piauí (UFPI)

Aos meus pais Antônio Carlos e Ana Rosa,  
Aos meus irmãos Soares e Ana Carla,  
Aos meus tios José Nunes e Otacílio,  
As minhas orientadoras Prof<sup>ª</sup>. Ruth e Prof<sup>ª</sup>. Janaína,  
A todos os familiares e amigos.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus que, na realização de todos os meus objetivos, sempre me iluminou com saúde, paciência e determinação, me dando forças para perseguir meus sonhos.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES). Pois, o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Aos meus pais, Antônio Carlos da Mota Almeida e Ana Rosa Guimarães de Araújo Almeida, e aos meus dois irmãos, Ana Carla e Soares, pelo amor, incentivo, e apoio incondicional, no decorrer do mestrado, compreendendo sempre os momentos de ausência, dedicados a vida profissional e acadêmica. Obrigada pelos ensinamentos e por terem me feito entender, desde muito jovem, o quanto é importante ter conhecimento e dedicar-se aos estudos. Obrigada pela paciência e por sempre acreditarem em mim. Vocês são a minha base.

Ao meu padrinho José Nunes de Almeida Neto, pelo amor, cuidado e incentivo. Quero expressar minha gratidão pelos ensinamentos e pelo exemplo que és para mim como profissional e como pessoa.

Ao meu tio Otacílio da Mota Almeida, pelo grande suporte na vida acadêmica, indicando sempre os caminhos a seguir.

Meus mais sinceros agradecimentos à professora Ruth Pastôra, pela confiança e paciência, pelos ensinamentos e, principalmente, pelo exemplo de profissionalismo. Foi um privilégio ser sua orientanda. A minha parceira de trabalho, Janaína Almada, que ao longo desses dois anos se tornou uma amiga. Gostaria de agradecer pelo conhecimento compartilhado, pelo apoio e pelo carinho e disponibilidade, sempre que precisei. Você foi essencial para essa conquista.

Ao Grupo de Processamento de Energia e Controle (GPEC) e ao Grupo de Redes Elétricas Inteligentes, pelo suporte na realização do trabalho.

Agradeço ainda, aos amigos descobertos na UFC: Livia Machado, Marcus Anderson, Bruno Almeida, Andresa Sombra, Felipe Sampaio, Juliano (Juju), Débora Damasceno, Jeferson Maia e Jéssica Guimarães. Obrigada pelo suporte e, principalmente, pela amizade, que não acaba por aqui. Agradeço também pela paciência (especialmente, ao Marcus) e pelos ensinamentos.

Aos novos e velhos amigos, especialmente à Bianca Saldanha, pelo carinho e cuidado e pela valorosa amizade. Aos colegas de laboratório e do departamento, especialmente ao Thiago Alves e ao Samuel Queirós, pelo apoio e auxílio, durante a fase de disciplinas. A ajuda de vocês foi essencial.

Aos professores participantes da banca examinadora: Fernando Luís Marcelo Antunes, Fabrício Gonzalez Nogueira e Raimundo Furtado Sampaio.

Por fim, devo agradecer ao povo brasileiro, que, juntamente com meus pais, financiaram os meus estudos.

A todos aqui citados, a minha família e amigos: meu “Muito Obrigada”.

"Educação torna as pessoas fáceis de liderar, mas difíceis de manipular,  
fáceis de governar, mas impossíveis de escravizar."

Henry P. Brougham



## RESUMO

Nos últimos anos tem crescido a inserção de recursos energéticos distribuídos (RED) nas redes de distribuição de energia elétrica. RED é qualquer recurso que produz eletricidade em um sistema de distribuição. Uma forma efetiva de fazer uso dos benefícios de múltiplos REDs é agregá-los juntamente com suas cargas para, sob uma estrutura de controle, formar um subsistema denominado de microrrede (MR). Uma microrrede é capaz de operar de modo autônomo, bem como conectada à rede hospedeira e de lidar com a transição entre os dois estados. Entretanto, as MRs introduzem desafios operacionais, que precisam ser abordados no projeto dos sistemas de controle e proteção para garantir confiabilidade e eficiência na operação. Neste trabalho é proposto o controle e gerenciamento distribuído de uma MR, operando conectada e desconectada da rede elétrica, baseando-se na estratégia de controle hierárquico. Essa abordagem consiste na segmentação do controle em níveis hierárquicos primário, secundário e terciário, possibilitando a aplicação de dinâmicas mais rápidas ou mais lentas, de acordo com o processo sob controle. A MR em estudo é composta por um sistema eólico com conversor pleno de 40 kVA, uma unidade de geração fotovoltaica de 20 kVA, uma microturbina a gás de 30 kVA, um banco de baterias projetado para atender uma carga de 15 kW por 3 horas e uma carga instalada de 90 kVA. Para o controle primário da MR foi usada a técnica de controle por inclinação e para o controle secundário foi utilizado sistema multiagente. O sistema multiagente foi desenvolvido e executado na plataforma PADE (*Python Agent Development Environment*), em linguagem Python. As simulações da MR foram realizadas no software PSCAD que, na versão 4.6, dispõe de uma biblioteca de gerenciamento e controle na linguagem Python 3, permitindo a interação da MR com o sistema PADE. As simulações foram realizadas considerando vários cenários de operação das fontes não gerenciáveis, além de condições de carga leve e pesada. A partir dos resultados obtidos verificou-se uma atuação satisfatória da estratégia de controle proposta. O controle primário atuou precisamente no compartilhamento da potência ativa e o controle secundário, por sua vez, proporcionou bons resultados no gerenciamento dos recursos da MR. Além disso, verificou-se uma atuação adequada do controle secundário no compartilhamento e potência reativa, reduzindo a circulação de reativo entre os RED.

**Palavras-chave:** Controle por Inclinação, Energia Renovável, Geração Distribuída, Microrrede, Recursos Energéticos Distribuídos, Sistema Multiagente.

## ABSTRACT

In the last years, the connection of distributed energy resources (DER) in electric power distribution networks has increased. DER is any resource that generates and storage electricity in a distribution system. An effective way to take advantage of multiple DER benefits is to aggregate them and theirs loads to, under a control structure, form a subsystem called microgrid (MG). A microgrid is able of operating autonomously, as well as connected to the host grid and deal with the transition between these two states. However, MGs introduce operational challenges that need to be approached in the design of the control and protection systems to ensure reliability and an efficient operation. This work proposes a distributed control and management of a MG that operates connected to and disconnected from the power grid, based on the hierarchical control strategy. This approach consists of the segmentation of control at the primary, secondary and tertiary hierarchical levels, enabling the application of faster and slower dynamics according to the process under control. The MG under study is composed by a 40 kVA full convert wind turbine system, a 20 kVA photovoltaic power generation unit, a 30 kVA gas microturbine, a battery bank designed to supply a 15 kW load for three hours and an installed load of 90 kVA. Droop control method was used for primary control and multi-agent system applied in the secondary control level of the MG. The multi-agent system was developed and executed in the Python Agent Development Environment (PADE) platform, in Python language. The MR simulations were performed in the PSCAD software that, in its version 4.6, has a management and control library in Python 3 language, making it possible the interaction of the MR and the multi-agent system in the PADE environment. The simulations were performed considering several operating scenarios of the non-dispatchable sources under light and heavy load conditions. The simulations results atested a suitable performance of the proposed control strategy. The primary control operated precisely in the active power sharing and the secondary control provided good results in the MR resources management. In addition, an adequate performance of the secondary control in the reactive power sharing was verified, reducing the reactive power circulation between REDs.

**Keywords:** Distributed Energy Resources; Distributed Generation; Droop Control; Renewable Energy; Microgrids; Multiagent System.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Estrutura básica de uma microrrede.....	28
Figura 2.2 - Ilustração de microrredes em um sistema de distribuição .....	29
Figura 2.3 - Representação simplificada dos conversores de potência conectados à rede elétrica .....	33
Figura 2.4 – Esquemático de um controle centralizado.....	36
Figura 2.5 - Controle totalmente descentralizado.....	37
Figura 2.6 – Controle parcialmente descentralizado .....	38
Figura 2.7 - Controle distribuído com um sistema composto por duas entradas ( $u_1$ e $u_2$ ) e duas saídas ( $y_1$ e $y_2$ ).....	39
Figura 2.8 – Controle hierárquico para a coordenação de um sistema composto por duas entradas ( $u_1$ e $u_2$ ) e duas saídas ( $y_1$ e $y_2$ ).....	39
Figura 2.9 – Estrutura de um sistema de controle hierárquico composto por três níveis ou camadas.....	40
Figura 2.10 - Níveis do controle hierárquico em uma microrrede .....	42
Figura 2.11 – Diagrama típico de um controle interno.....	44
Figura 2.12 – Interação entre o controle secundário, primário e interno .....	45
Figura 2.13 – Esquemático da microrrede proposta .....	47
Figura 2.14 – Diagrama com detalhamento da estratégia de controle utilizada (a) Ilustração do comportamento dos RED despacháveis. (b) Malhas de controle dos conversores de interface RED/MR.....	49
Figura 2.15 – Referências de corrente .....	50
Figura 3.1 - Malhas de controle de um conversor com controle por inclinação .....	55
Figura 3.2 – Fluxo de potência entre duas barras .....	56
Figura 3.3 - Tensão <i>versus</i> Potência Reativa e Frequência <i>versus</i> Potência Ativa .....	59
Figura 3.4 – Diagrama de Blocos do sistema em malha fechada com a emulação da impedância virtual.....	63
Figura 3.5 - Relação $P-\omega$ em estado estável, baseada nos diferentes controladores que estabelecem o controle por inclinação.....	66
Figura 3.6 - Esquemático do controle primário proposto .....	69
Figura 4.1 – Operação de um SMA e interações dos agentes .....	73
Figura 4.2 – Características dos agentes .....	74
Figura 4.3 – Arquitetura centralizada ou horizontal.....	76

Figura 4.4 – Arquitetura hierárquica ou vertical .....	76
Figura 4.5 – Arquitetura híbrida ou 3D.....	77
Figura 4.6 – Plataforma de Sistemas Multiagentes definida pela FIPA .....	78
Figura 4.7 – Esquemático do SMA proposto .....	81
Figura 4.8 – Diagrama de classe UML para o SMA proposto.....	82
Figura 4.9 – Arquitetura Híbrida do SMA proposto.....	84
Figura 4.10 – Atuação do Controle Secundário no controle por inclinação .....	89
Figura 4.11 - Inclinação da reta $P-\omega$ para diferentes valores de $\alpha$ .....	91
Figura 4.12 – Relação $SoC - \alpha$ .....	91
Figura 5.1 – Estratégia de controle aplicada à microrrede.....	95
Figura 5.2 – Resultados da Simulação para o Cenário 1: (a) Potência ativa dos RED; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) $SoC$ da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ).....	100
Figura 5.3 - Resultados da Simulação para o Cenário 1: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada.....	103
Figura 5.4 - Resultados da Simulação para o Cenário 1: (a) Carga total da MR;(b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR.....	104
Figura 5.5 - Resultados da Simulação para o Cenário (a) Potência requerida pela carga crítica (b) Potência requerida pelas cargas não críticas .....	104
Figura 5.6 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Potência ativa dos REDs; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) $SoC$ da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ).....	107
Figura 5.7 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada.....	108
Figura 5.8 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR.....	109
Figura 5.9 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Potência requerida pela carga crítica (b) Potência requerida pelas cargas não críticas.....	110
Figura 5.10 - Resultados da Simulação para o Cenário 3:(a) Potência ativa dos REDs; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) $SoC$ da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ) .....	112
Figura 5.11 - Resultados da Simulação para o Cenário 3: (a) Potência Reativa;.....	113
Figura 5.12 - Resultados da Simulação para o Cenário 3: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR.....	114

Figura 5.13 - Resultados da Simulação para o Cenário 3: Frequência de referência do controle por inclinação .....	115
Figura 5.14 - Resultados da Simulação para o Cenário 4: (a) Potência ativa dos <i>REDS</i> ; .....	117
Figura 5.15 - Resultados da Simulação para o Cenário 4 : (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada .....	118
Figura 5.16 - Resultados da Simulação para o Cenário 4: (a) Carga total da MR; .....	119
Figura 5.17 - Resultados da Simulação para o Cenário 4:(a) Potência requerida pela carga crítica (b) Potência requerida pelas cargas não críticas .....	120
Figura 5.18 - Resultados da Simulação para o Cenário 5 : (a) Potência ativa dos <i>REDS</i> ; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) <i>SoC</i> da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ) .....	121
Figura 5.19 - Resultados da Simulação para o Cenário 5: (a) Potência Reativa; .....	123
Figura 5.20 - Resultados da Simulação para o Cenário 5: (a) Carga total da MR; .....	124
Figura 5.21 - Resultados da Simulação para o Cenário 5: Frequência de referência do controle por inclinação .....	124
Figura 5.22 - Resultados da Simulação para o Cenário 6 : (a) Potência ativa dos <i>REDS</i> ; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) <i>SoC</i> da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ) .....	126
Figura 5.23 - Resultados da Simulação para o Cenário 6: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada .....	127
Figura 5.24 - Resultados da Simulação para o Cenário 6: Frequência de referência do controle por inclinação .....	127
Figura 5.25 - Resultados da Simulação para o Cenário 6: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR .....	128

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Forma de conexão Enel Distribuição .....	48
Tabela 3.1 - Performance da regulação da potência baseada nos controladores aplicados ao controle por inclinação.....	66
Tabela 3.2 – Parâmetros iniciais do controle por inclinação adotado .....	69
Tabela 4.1 – Quadro comparativo entre sistemas distribuídos e REI.....	72
Tabela 4.2 - Ajustes de sobre frequência e sub frequência.....	88
Tabela 5.1– Parâmetros de simulação da MR .....	97
Tabela 5.2 - Parâmetros adotados no controle por inclinação.....	97
Tabela 5.3 - Protocolos utilizados no SMA implementado .....	98
Tabela 5.4 – Dinâmica de simulação para o Cenário 1.....	99
Tabela 5.5 - Dinâmica de simulação para o Cenário 2 .....	105
Tabela 5.6 - Dinâmica de simulação para o Cenário 3 .....	111
Tabela 5.7 - Dinâmica de simulação para o Cenário 4 .....	116

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	<i>Agent Communication Language</i>
AID	<i>Agent Identifier</i>
AMS	<i>Agent Management System</i>
CC	Corrente Contínua
CGA	Controle Automático de Geração
DF	Diretório Facilitador
EE	Energia Elétrica
FREEL	Fonte Renovável de Energia Elétrica
RD	Recursos Despacháveis
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
RND	Recursos Não Despacháveis
GD	Geração Distribuída
GFC	<i>Grid-Forming Converters</i>
GFLC	<i>Grid-Following Converters</i>
GSC	<i>Grid-Supporting Converters</i>
HIL	<i>Hardware In the Loop</i>
IEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
JADE	<i>Java Agent Development Environment</i>
MGCC	<i>Microgrid Centralized Control</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrrede
MTG	Microturbina a gás
PADE	<i>Python Agent DEvelopment</i>
PCC	Ponto de Conexão Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REI	Rede elétrica inteligente
REN	Resolução Normativa
REP	Rede Elétrica Principal
RER	<i>Renewable Energy Resources</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>

SAEE

Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica

SDEE

Sistema de Distribuição de Energia Elétrica



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>19</b>
1.1	Objetivos do Trabalho .....	24
1.2	Metodologia Utilizada .....	25
1.3	Estrutura do Trabalho .....	25
<b>2</b>	<b>CONTROLE DE MICRORREDES</b> .....	<b>27</b>
2.1	Definição de Microrrede .....	27
2.1.1	<i>Modo de Operação de Microrredes</i> .....	30
2.1.2	<i>Classificação dos Conversores de Potência quanto ao Modo de Operação da Microrrede</i> .....	32
2.2	Sistemas de Controle de Microrredes .....	34
2.2.1	<i>Controle Centralizado</i> .....	36
2.2.2	<i>Controle Descentralizado</i> .....	37
2.2.3	<i>Controle Distribuído</i> .....	38
2.3	Controle Hierárquico .....	41
2.3.1	<i>Controle Interno</i> .....	43
2.3.2	<i>Controle Primário</i> .....	44
2.3.3	<i>Controle Secundário</i> .....	45
2.3.4	<i>Controle Terciário</i> .....	46
2.4	Estratégia de Controle Proposta .....	46
2.4.1	<i>Controle Primário da Microrrede</i> .....	50
2.4.2	<i>Controle Secundário da Microrrede</i> .....	51
2.5	Consideração Finais .....	52
<b>3</b>	<b>CONTROLE DECENTRALIZADO POR INCLINAÇÃO</b> .....	<b>53</b>
3.1	Introdução ao Controle por Inclinação .....	53
3.2	Fundamentos do Controle por Inclinação .....	55
3.3	Impedância de Saída com Característica Indutiva ( $Z = jX$ ) .....	57
3.4	Impedância de Saída com Característica Resistiva ( $Z=R$ ) .....	62
3.5	Impedância Virtual .....	63
3.6	Estrutura do Controle por Inclinação Proposto .....	64
3.7	Considerações Finais .....	70
<b>4</b>	<b>SISTEMAS MULTIAGENTES</b> .....	<b>71</b>
4.1	Introdução a Sistemas Multiagentes .....	71
4.2	Agente Inteligente .....	73
4.3	Arquitetura dos Sistemas Multiagentes .....	75
4.3.1	<i>Arquitetura Centralizada</i> .....	75
4.3.2	<i>Arquitetura Hierárquica</i> .....	76
4.3.3	<i>Arquitetura Híbrida ou 3D</i> .....	77
4.4	Padronização de Agentes .....	78
4.5	Plataforma para Desenvolvimento de Sistemas Multiagentes .....	79

<b>4.6</b>	<b>Sistema Multiagente Proposto</b> .....	<b>80</b>
4.6.1	<i>Agente PCC e Balanço (AgPCCeB)</i> .....	84
4.6.2	<i>Agente Balanço de Geração Intermitente (AgBGI)</i> .....	86
4.6.3	<i>Agente Geração Intermitente (AgGI)</i> .....	87
4.6.4	<i>Agente Recursos Energéticos Despacháveis (AgREDesp)</i> .....	87
4.6.5	<i>Agente Geração Despachável (AgGD)</i> .....	89
4.6.6	<i>Agente Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica (AgSAEE)</i> .....	90
4.6.7	<i>Agente Carga Total (AgCT)</i> .....	93
4.6.8	<i>Agente Carga (AgC)</i> .....	93
<b>4.7</b>	<b>Considerações Finais</b> .....	<b>93</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>95</b>
5.1	<b>Cenário 1</b> .....	98
5.2	<b>Cenário 2</b> .....	105
5.3	<b>Cenário 3</b> .....	110
5.4	<b>Cenário 4</b> .....	115
5.5	<b>Cenário 5</b> .....	120
5.6	<b>Cenário 6</b> .....	125
5.7	<b>Considerações Finais</b> .....	128
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>130</b>
6.1	<b>Trabalhos futuros</b> .....	133
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>134</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, tem-se observado mudanças nos sistemas elétricos como resultado do avanço e aplicação de tecnologias de informação e comunicação, eletrônica de potência e recursos de energia distribuídos. Os recursos energéticos distribuídos (*RED*), diferentemente das unidades de geração centralizadas tradicionais, são caracterizados por unidades de pequena capacidade, e conectados às redes de distribuição de baixa e média tensão. *REDS* consistem em unidades de geração distribuída, com ênfase ao uso de insumos renováveis como solar e eólica, e sistemas de armazenamento de energia.

Os benefícios decorrentes da utilização de *REDS* incluem desde a redução das perdas de potência nos sistemas de transmissão/distribuição até a diversificação da matriz energética, com reduzido tempo de implantação. Em contrapartida, novos aspectos técnicos devem ser considerados, como fluxo bidirecional de potência; redução da inércia e da corrente de curto-circuito com a presença de *REDS* com interfaces eletrônicas; problemas de estabilidade; e a adequação dos sistemas de proteção.

A integração de *REDS* com os avanços nas tecnologias de controle proporcionam maior flexibilidade aos sistemas de distribuição e fornece ao consumidor a oportunidade de atuar de forma ativa, podendo gerar e negociar a energia elétrica.

O sistema elétrico no futuro deverá, então, lidar com modificações nas tecnologias de geração, armazenamento e controle, nos valores da sociedade e no papel do consumidor, com influências sobre o meio ambiente e na economia. Assim, aspectos relacionados à confiabilidade, qualidade da potência, proteção, gerenciamento da demanda, eficiência energética e minimização de custos, precisam ser examinados, considerando essas modificações em um mercado mais abrangente (atacado, varejo, serviço), dinâmico e com mudanças de regras para ampliar a cadeia de negócios (HATZIARGYRIOU, 2014).

O conceito de redes inteligentes insere-se nessa evolução do sistema elétrico. De acordo com a *European Technology Platform of Smart Grids*, uma rede inteligente é definida como uma rede elétrica flexível que tem capacidade de integrar, de forma responsiva, as ações de todos os participantes ligados a ela – geradores, armazenadores, consumidores e aqueles que assumem ambos os papéis (prosumidores) – com o objetivo de oferecer soluções elétricas eficientes, econômicas e seguras.

Nesse contexto, o conceito de Microrrede (MR) emergiu como redes inteligentes de menor porte que integram, com operação coordenada, unidades de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) e cargas controláveis, localizadas próximos ao cliente, com fronteiras elétricas definidas. Em conformidade com os requisitos do sistema elétrico do futuro, a abordagem de MR permite a alta penetração de REDs, sem a necessidade de redesenho ou reengenharia do próprio sistema de distribuição; permite o controle local da geração distribuída, reduzindo ou eliminando a necessidade de despacho centralizado; aumenta a confiabilidade do suprimento, mesmo na ocorrência de faltas na rede de distribuição; aumenta a flexibilidade do suprimento devido à diversidade de recursos energéticos; oferece modularidade; aumenta a escala de produção e a oportunidade de negócios, etc.

Uma MR atua como uma única entidade controlável em relação à rede e pode operar no modo conectada ou isolada da rede elétrica principal. Em ambos os casos, são necessárias estratégias de controle, que assegurem a operação adequada da mesma.

Em operação conectada à rede elétrica principal, a MR deve garantir valores adequados de tensão e frequência no ponto comum de conexão (PCC). No modo conectada, a frequência da MR e a tensão do ponto de conexão comum (PCC) são determinadas predominantemente pela rede principal. Portanto, os REDs da MR não participam ativamente da regulação de tensão ou frequência, e o principal objetivo do controle da MR é otimizar o uso dos REDs para atender os objetivos locais, visando eficiência energética e econômica. Em contrapartida, ao operar desconectada da rede hospedeira (ou isolada), o balanço energético passa a ser a função primordial dos processos da MR. Na operação ilhada, o controle da MR deve realizar a regulação de tensão e frequência controlando os REDs e a carga.

Assim, a integração de MR ao sistema de distribuição introduz uma série de desafios operacionais que precisam ser abordados nos projetos de controle e proteção, a fim de garantir a confiabilidade do sistema e o aproveitamento máximo dos benefícios dos REDs.

Diante dessas particularidades, a adoção de uma estrutura hierárquica de controle, assim como nas redes convencionais, mostrou ser uma solução aplicável, consoante com os requisitos de operação de uma MR. A abordagem hierárquica consiste na segmentação do controle em três níveis, a saber: controle primário, secundário e terciário (GUERRERO et al., 2011). O nível primário é o controle da automação local, responsável pelo balanço de potência da MR, promovido pelo compartilhamento adequado de potência. O controle secundário é responsável por restaurar desvios de frequência e tensão a valores nominais.

Por fim, o controle terciário gerencia o fluxo de potência entre a MR e o sistema elétrico de distribuição, considerando aspectos econômicos e contratuais. Portanto, os dois primeiros níveis de controle são associados à operação da MR propriamente dita, enquanto o controle terciário diz respeito à operação coordenada entre MR vizinhas e a rede de distribuição.

Diferentes estratégias são adotadas para cada nível de controle da MR (HATZIARGYRIOU, 2014). No controle primário, atualmente os principais métodos aplicados para proporcionar um compartilhamento adequado de potência, em operação isolada, são o controle mestre-escravo e o controle por inclinação. O primeiro possui uma abordagem centralizada, em que um dos conversores de interface RED/MR deve funcionar como fonte de tensão, assumindo o papel de mestre, e fornecer a referência de tensão aos demais conversores que operam como fonte de corrente, com papel de escravos. O controle mestre-escravo depende de uma rede de comunicação, para que o conversor mestre tenha acesso a dados de produção das fontes distribuídas e de demanda da carga, com o objetivo de ajustar os valores de referência disponibilizados aos conversores escravos. Portanto, toda operação de controle é reportada ao conversor mestre, com decisão tomada de forma centralizada (ALMADA, 2013). Embora o controle centralizado seja considerado um controle mais preciso e de fácil implementação, ele é menos tolerante a falhas e requer um sistema de comunicação mais robusto (LI, C. *et al.*, 2015).

Por outro lado, no controle por inclinação, no inglês denominado *droop control*, o ponto de operação de cada RED é ajustado de acordo com a frequência e tensão em seus terminais e não há necessidade de comunicação. Assim, essa técnica de controle é classificada como descentralizada. Cada conversor de interface RED/MR é controlado como fonte de tensão de forma a apresentar características P- $\omega$  e Q-V semelhantes às de uma máquina síncrona convencional. Assim, quando há variação na carga, todos os conversores mudam seu ponto de operação e contribuem com o aumento ou diminuição da potência ativa injetada, segundo a capacidade de cada fonte. O mesmo ocorre entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção da potência reativa (VASQUÉZ, 2009).

O controle secundário, por sua vez, possui a função de restaurar o desvio na frequência e tensão da MR, contribuindo para o retorno aos valores nominais, bem como garantir a operação estável da mesma, sob diferentes configurações e condições de carga. Nos sistemas tradicionais de controle de geração, o controle secundário é normalmente centralizado, denominado de Controle Automático de Geração (CGA). No entanto, no nível secundário, a arquitetura do controle pode ser centralizada ou distribuída.

Nos últimos anos, a arquitetura de controle distribuída baseada em sistemas multiagentes (SMA) tem recebido considerável atenção. O controle cooperativo de sistemas multiagentes é uma área de pesquisa muito ativa da teoria de controle, e tem tido larga aplicação em sistemas elétricos de potência, em particular no gerenciamento de *MRs*. Isso porque essa abordagem, essencialmente distribuída, proporciona alguns benefícios, como a tolerância a falhas, uma menor demanda dos canais de comunicação, flexibilidade e eficiência computacional.

Muitos trabalhos têm proposto estratégias baseadas em SMA aplicadas ao controle secundário de *MRs*. Em (ROCHA *et al.*, 2015) é apresentado um gerenciamento distribuído para a *MR* em modo ilhado, utilizando o modelo de SMA desenvolvido na plataforma *Java Agent Development Environment* (JADE). A *MR* proposta foi modelada no Simulink e é composta por recursos renováveis de energia elétrica. No trabalho, são analisados os resultados das simulações integrando ambas as plataformas, JADE e Simulink e verificando o êxito do gerenciamento proposto.

C. Li, M. Savaghebi, J. C. Vasquez e J. M. Guerrero (2015) propuseram um SMA aplicado ao controle secundário de uma *MR*, que opera em corrente alternada, com o objetivo de minimizar o custo de operação. Nesse caso, o controle primário é baseado no controle por inclinação e é regulado a partir da potência de referência fornecida pelo controle secundário. Por sua vez, no controle secundário, cada unidade de GD é considerada um agente que ajusta a sua potência de saída, considerando o custo de operação dos *REDS* disponíveis. A condição de otimização do custo da operação é obtida através do algoritmo *Consensus*, a partir de um SMA, baseado em uma estrutura de comunicação entre os agentes vizinhos (LI, C. *et al.*, 2015).

Em Zhongwen Li *et al.* (2015) é implementado um método de controle adaptativo para *MR*, fazendo uso do controle por inclinação em nível primário, e de SMA, no controle secundário. A técnica proposta de controle, possibilita o restabelecimento da tensão e da frequência a partir de dados disponibilizados ao controle primário pela camada superior de controle. O controle por inclinação garante o compartilhamento adequado de potência ativa e reativa entre as unidades de GD, tanto em operação conectada à rede quanto no modo ilhado, considerando o custo de operação das mesmas. Por sua vez, o controle secundário fornece os dados, denominados de informação global, necessários ao controle primário, como a potência de saída da *MR* e a tensão média.

Para isso, utilizou-se um algoritmo de descoberta de informações globais, baseado em uma coordenação multiagente (SMA), dispensando a necessidade de um controlador central. As simulações foram realizadas no PSCAD (LI, Z. et al., 2015a).

Por fim, o controle terciário da MR é essencialmente centralizado e integra relações entre MRs e rede elétrica principal. Assim, em geral, o controle terciário tem a função de gerenciar o fluxo de potência entre a MR e o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), considerando aspectos econômicos, como a maximização dos lucros, por exemplo (HATZIARGYRIOU, 2014).

Em (HATZIARGYRIOU, 2014) são analisadas a operação de alguns projetos pilotos de MRs em operação na Europa, EUA, Japão, China e América, abordando as técnicas de controle apresentadas.

Em (MENG et al., 2016), é proposta uma arquitetura de controle distribuído hierárquico aplicada ao controle de uma MR, operando em corrente contínua, com base no algoritmo *consensus*. Nesse caso, o autor considera o controle primário composto pelas malhas internas de controle de tensão e corrente do conversor. Por outro lado, o controle secundário corresponde à malha de compartilhamento de potência e de restauração da tensão, que atuam de acordo com as referências fornecidas pelo algoritmo *consensus*.

Por sua vez, em (SHAFIEE et al., 2014), é apresentada uma estrutura de controle distribuído hierárquico semelhante a citada anteriormente, nesse caso, aplicada ao gerenciamento de um *cluster* (ou conjunto) de MRs, operando em corrente contínua, com a finalidade de garantir a operação confiável destas. Nesse caso o nível primário do controle atua na regulação da tensão do barramento principal da MR. Por outro lado, em nível secundário, é introduzido um regulador de tensão baseado no algoritmo distribuído *consensus*, que atua na restauração da tensão, considerando um conjunto de MRs. Além disso, esse algoritmo atua no controle do fluxo de potência entre as MRs, considerando uma estrutura de comunicação estabelecida apenas entre microrredes vizinhas.

Neste trabalho é proposto o controle e gerenciamento distribuído de uma MR, que opera em corrente alternada, em nível primário e secundário.

Para o controle primário da MR foi usada a técnica de controle por inclinação. Diferentemente da maioria das abordagens dessa técnica de controle, como (GUERRERO, J. M. et al., 2004) e (LI, C. et al., 2015), os RED despacháveis e não-despacháveis são tratados de forma distinta, priorizando a geração a partir das fontes intermitentes.

Para o controle secundário foi utilizado sistema multiagente. O sistema multiagente foi desenvolvido e executado na plataforma PADE (*Python Agent Development Environment*), em linguagem Python. As simulações da MR foram realizadas no software PSCAD que, na versão 4.6, dispõe de uma biblioteca de gerenciamento e controle, na linguagem Python 3, permitindo a interação da MR com o sistema PADE, que envolve a leitura de dados da simulação, a comunicação entre os agentes e o envio de comandos em tempo real.

Além disso, através do controle secundário, foi introduzida, à regulação da potência ativa, a funcionalidade de ajustar a contribuição de potência ativa do SAEE, balanceando o compartilhamento de potência entre as unidades de geração despacháveis e o banco de baterias. Assim, quanto menor o estágio de carregamento (*SoC- State of Charge*), menor a contribuição da bateria, aumentando sua vida útil.

No compartilhamento de potência reativa, foi proposto o despacho prioritário a partir das fontes intermitentes, quando estas estiverem operando com potência ativa abaixo da sua capacidade nominal. O compartilhamento é feito prioritariamente considerando as fontes intermitentes, porém respeitando o limite na geração de reativo das mesmas.

Após isso, a participação das fontes despacháveis é calculada proporcionalmente à capacidade nominal destas. Essa estratégia foi desenvolvida com a finalidade de maximizar a geração de potência ativa da MR, uma vez que a ação de controle requer reativo prioritariamente dos REDs capazes de fornecer potência reativa sem interferir na geração de potência ativa.

Por fim, foi incluída ao controle secundário, como uma medida de restauração da frequência, a estratégia de corte e restabelecimento da carga, a partir da negociação entre os agentes responsáveis, baseando-se em um coeficiente de prioridade, que define o grau de prioridade dos blocos de carga em um dado momento.

## **1.1 Objetivos do Trabalho**

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver e implementar por simulação computacional o controle e gerenciamento de uma microrrede ca, composta por recursos energéticos distribuídos, usando uma abordagem de controle distribuído hierárquico.

Os objetivos específicos são:

- Desenvolver o controle primário da MR, a partir do controle por inclinação;
- Desenvolver e implementar um sistema multiagente para controle da MR;
- Desenvolver o controle secundário da MR baseado em SMA;



- Controlar a operação da MR em modo conectada e desconectada da rede elétrica hospedeira;
- Analisar a operação da MR sobre diferentes condições de carga e geração.

## 1.2 Metodologia Utilizada

Para o desenvolvimento do trabalho foram, inicialmente, realizadas pesquisas bibliográficas sobre os métodos de controle centralizado, descentralizado e distribuído de MRs, a estratégia de controle hierárquico, os fundamentos da técnica de controle por inclinação, além dos conceitos necessários para a implementação de sistemas multiagentes.

A MR, com seus *REDS*, operando no modo conectada e desconectada da rede principal, foi simulada no simulador PSCAD®. Para o desenvolvimento e implementação do SMA, aplicado ao controle secundário da MR, utilizou-se a plataforma *Python Agent Development Environment* (PADE), apresentada em (MELO, 2015).

A integração entre o *software* PSCAD® e a plataforma PADE foi possível em razão da biblioteca de automação em *Python* disponibilizada no PSCAD®, versão 4.6.

Assim foram simulados, simultaneamente, o funcionamento do SMA e a operação da MR. Isso tornou as simulações mais próximas da realidade, uma vez que são considerados aspectos relacionados à negociação entre os agentes e ao tempo de comunicação entre os mesmos, fatores que interferem diretamente na operação da MR.

Por fim, os resultados, obtidos a partir das simulações, foram analisados.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos. No Capítulo 1 é feita uma abordagem geral sobre recursos energéticos distribuídos, *MRs* de energia elétrica, além de estratégias de controle aplicadas a *MRs*. Além disso, é realizada uma revisão bibliográfica a fim de apresentar um embasamento teórico que fundamenta os objetivos do trabalho desenvolvido e a metodologia utilizada.

No Capítulo 2, é apresentado o conceito e sistemas de controle aplicáveis a MR. Além disso, é abordada a estratégia de controle hierárquico aplicado às *MRs*, que consiste na subdivisão do controle em níveis hierárquicos: primário, secundário e terciário. Por fim, neste capítulo é apresentada a estratégia de controle e a MR proposta neste trabalho.

No Capítulo 3, é feita uma introdução à técnica de controle por inclinação, aplicada no controle primário da MR. Em sequência, são apresentados os fundamentos deste método, bem como a estrutura do controle proposto.

No Capítulo 4, é abordado o conceito de Sistema Multiagente (SMA), estratégia utilizada para realizar o controle secundário da MR. Além disso, é introduzido o conceito de Agente Inteligente e são apresentadas as principais arquiteturas de comunicação entre os agentes em um SMA. Por fim, é apresentada a plataforma utilizada para desenvolvimento e execução de sistemas multiagentes e a estrutura do SMA proposta, juntamente com a função de cada agente no controle e gerenciamento dos recursos disponíveis na MR.

No Capítulo 5, é apresentado o funcionamento da MR, com base na estratégia de controle e gerenciamento aplicado à mesma, sob diversas condições de operação. Além disso, são discutidos os resultados obtidos.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões obtidas a partir do desenvolvimento da técnica de controle hierárquico aplicada à MR. Além disso, são discutidas as contribuições do trabalho para o meio acadêmico e as sugestões de trabalhos futuros.

## **2 CONTROLE DE MICRORREDES**

Neste capítulo, é apresentada a definição de MR, analisando-se os componentes básicos que a integram. Além disso, são examinados os desafios mais relevantes no que concerne ao controle e gerenciamento de uma MR e são analisadas as características desejáveis às arquiteturas de controle aplicadas às mesmas.

Em seguida, a abordagem hierárquica de controle é investigada, detalhando-se os níveis de controle primário, secundário e terciário, além do controle interno, em uma perspectiva da operação da MR conectada e desconectada da rede elétrica principal.

Por fim, é apresentada a configuração da MR proposta e as estratégias de controle utilizadas no trabalho.

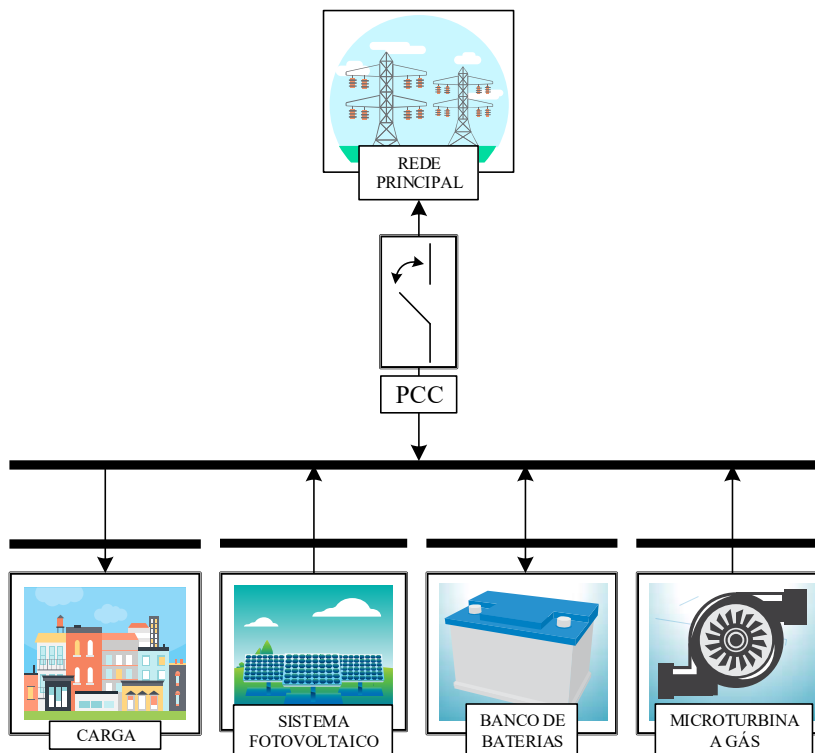
### **2.1 Definição de Microrrede**

Uma microrrede é, em geral, definida como um agrupamento de cargas e recursos energéticos distribuídos, formando um subsistema delimitado por fronteiras elétricas claramente definidas, que atua de forma coordenada sob uma estrutura de controle e pode operar desconectada da rede elétrica principal ou conectada à rede em um Ponto Comum de Conexão (PCC).

Para o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), uma MR é vista como uma única entidade controlável capaz de injetar (MR vista como fonte) ou receber potência (MR vista como carga) da rede hospedeira.

Através da Figura 2.1, observa-se a estrutura básica de uma MR. Geralmente, as fontes de uma microrrede preferencialmente fazem uso de insumos renováveis, como vento e irradiação solar. Essas fontes possuem característica de geração intermitente. Porém, é comum a composição com fontes despacháveis como, por exemplo, microturbinas a gás ou geradores a óleo combustível, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema. Os sistemas de armazenamento são recursos energéticos que agregam maior flexibilidade às MRs e podem ser, por exemplo, bateria, célula combustível e volante de inércia.

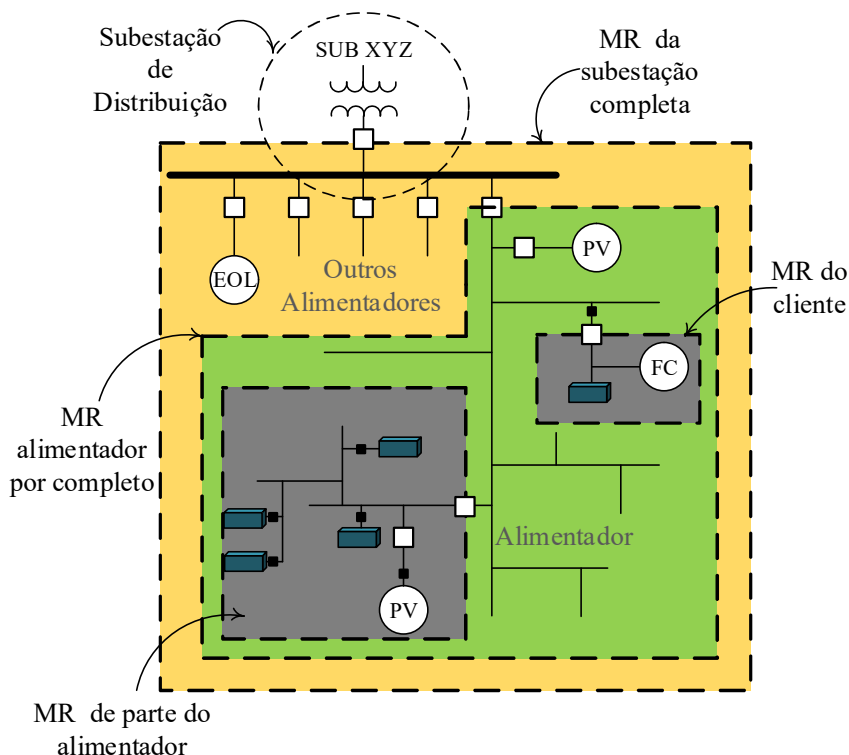
Figura 2.1 - Estrutura básica de uma microrrede



Fonte: O próprio autor.

Um sistema de distribuição pode abrigar múltiplas microrredes. Na Figura 2.2, é mostrada uma subestação de distribuição típica alimentando cinco alimentadores a partir da subestação "SUB XYZ". GDs como PV, eólica e células a combustível estão conectadas em vários locais, nos alimentadores e laterais. As diferentes cores - amarelo, verde e cinza - indicam que a parte específica do sistema que contém a GD pode ser isolada do resto do sistema durante o isolamento intencional e não intencional, aumentando a confiabilidade do suprimento de cargas (verde escuro) dos clientes (IEEE.STD.1547.4, 2011)

Figura 2.2 - Ilustração de microrredes em um sistema de distribuição



Fonte: Adaptado de (IEEE.STD.1547.4, 2011). Nota: EOL – Unidade de geração distribuída eólica; PV – Unidade de geração distribuída fotovoltaica; FC – célula a combustível; SUB – Subestação.

Além de *REDS*, a arquitetura de uma MR engloba sensores e equipamentos de controle e proteção combinados com um software para gerenciar a oferta e a demanda de energia, considerando critérios técnicos operacionais e econômicos.

Assim sendo, o conceito de MR amplia e agrega mais funcionalidades à geração distribuída existente no presente, aumentando a flexibilidade do suprimento de energia elétrica. Do ponto de vista do operador do sistema de distribuição, o monitoramento e controle reduz-se ao PCC. Do ponto de vista da MR, a sua aplicabilidade lida com algumas questões técnicas relevantes, como a necessidade de controle de frequência e tensão, em particular quando operando no modo isolado, a intermitência das fontes renováveis de energia elétrica, além de aspectos relacionados à proteção e à estabilidade do sistema.

Alguns princípios norteiam o conceito de *MRs*. Segundo (ALMADA, 2013), são eles:

- Devem aumentar a resiliência da rede de distribuição mediante condições meteorológicas severas ou ataques maliciosos na rede de distribuição ou transmissão;

- b) Fornecem energia de forma adequada e confiável por serem detentoras de um esquema de controle e gerenciamento;
- c) Devem ter capacidade de auto reiniciar (*black start capability*), a reinicialização de uma MR independe de recursos externos;
- d) Devem ter a capacidade de acompanhar a variação de carga (*load following*) bem como de controlar a carga para assegurar o balanço energético;
- e) Devem oferecer segurança aos consumidores e colaboradores das concessionárias de energia elétrica, em todas as circunstâncias de operação;
- f) Aumentam a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica e de suprimento aos clientes;
- g) São capazes de operar ilhada;
- h) São capazes de reconectar-se à rede sem afetar adversamente os clientes;
- i) Contribuem para um desenvolvimento sustentável com a inserção de recursos energéticos renováveis.

### ***2.1.1 Modo de Operação de Microrredes***

As MRs causam mudanças nos *SDEEs*, ao mesmo tempo que oportunizam novas formas de negócio para o mercado de eletricidade e oferecem aos usuários finais de energia elétrica a oportunidade de escolha de supridor. Ainda, o usuário final pode participar de forma ativa da MR como detentor de *REDS*, assumindo papel de prosumidor e, como tal, apto a gerar, armazenar e gerenciar, de forma conveniente, a energia elétrica gerada e consumida. Além disso, as *MRs* promovem o aumento de escala a partir de unidades modulares de pequeno porte, ampliando a capacidade de negociação e venda de energia e serviços, pela agregação de recursos energéticos.

Em geral, as *MRs* são projetadas para operação em modo somente conectada à rede principal, somente isolada da rede principal ou com operação combinada, conectada e desconectada do SDEE. No último caso, o sistema de gerenciamento e controle da MR deve ser capaz de lidar com a transição entre os modos de operação.

Em operação conectada à rede elétrica, a dinâmica do sistema é ditada pela rede elétrica pública, de forma que frequência e a tensão da MR no ponto de conexão comum (PCC) são determinadas, predominantemente, pela rede principal. Eventuais déficits de potência na MR podem ser supridos pela rede elétrica principal.

Por outro lado, há a possibilidade de excedente de potência gerada, que pode ser negociada com a concessionária local ou *MRs* vizinhas. Em alguns casos, há ainda, a utilidade da *MR* no fornecimento de serviços ancilares como, p.ex., auxílio na recomposição do SDEE, fornecimento de reativo para suporte de tensão, compensação de déficit de potência ativa, etc.

Na operação isolada, o balanço energético passa a ser a função primordial do controle aplicado à *MR*. Nesse caso, são necessárias estratégias que assegurem a estabilidade e a qualidade da energia elétrica local através do controle da frequência e tensão da *MR*.

A desconexão entre *MR* e SDEE, denominada de ilhamento, pode ocorrer de forma intencional (ou programada) e de forma não intencional. No primeiro caso, o ilhamento pode ser realizado para possibilitar a manutenção do sistema elétrico ou como medida de proteção, em situações, por exemplo, de degradação da qualidade da energia elétrica fornecida pela rede principal. Nesse caso, a *MR* é desligada da rede principal e pode garantir continuidade de suprimento a clientes considerados prioritários ou críticos.

Por sua vez, o ilhamento não intencional pode ocorrer em eventuais situações de faltas. Segundo a norma (IEEE Std 1547.4-2011, 2011), o ilhamento não intencional ocorre quando uma *GD* ou um grupo de *GDS*, como as *MRs*, continua a energizar uma parte do sistema elétrico que foi separado do resto da concessionária. Nesse caso, a detecção de ilhamento é essencial no que concerne à segurança, em situações de manutenção à rede elétrica. Por essa razão, a norma IEEE 1547 requer que a *GD* detecte a condição de falta e deixe de energizar dentro de dois segundos. O fenômeno contra a formação de ilhamento não intencional é conhecido como anti-ilhamento.

O grande diferencial das *MRs* é a propriedade de poder operar conectada ou desconectada da rede principal. Assim sendo, em situações de ilhamento não intencional, a *MR* deve detectar a condição de falta e desconectar-se da rede para operar em modo ilhado. A detecção da falta e o ilhamento são mecanismos necessários à estratégia de controle da *MR*, em função de mudança em seu modo de operação (OLIVARES *et al.*, 2014).

Em alguns casos, a arquitetura da *MR* é desenvolvida considerando a operação apenas isolada, ou seja, sem a possibilidade de conexão a uma rede pública. Essa abordagem tem sido aplicada em áreas rurais e comunidades em localidades remotas, onde a extensão dos sistemas de distribuição é considerada técnica ou financeiramente inviável.

Em (MURENZI; USTUN, 2015), por exemplo, é feito um estudo de implantação de *MRs* isoladas como principal meio de eletrificação em países da África Subsaariana que são compostos, em sua maioria, por comunidades rurais remotas. O artigo propõe um sistema

elétrico formado, potencialmente, por MRs com fontes renováveis de energia elétrica como uma solução rápida e eficiente para o ciclo vicioso que relaciona a pobreza e a falta de acesso à energia elétrica.

Ademais, abordagens de microrredes CC e CA têm sido propostas em diferentes aplicações. Soluções híbridas também estão sendo consideradas. Entretanto, a MR CA tem sido aplicada mais largamente na atualidade. Em tal caso, há a necessidade do emprego de conversores de potência como interface dos recursos energéticos da MR.

### ***2.1.2 Classificação dos Conversores de Potência quanto ao Modo de Operação da Microrrede***

Dependendo do modo de operação e de especificações do projeto, os conversores podem ser classificados como “formadores de rede” (*Grid-Forming Converters- GFC*); “seguidores da rede” (*Grid-Following Converters - GFLC*) e ainda “suporte à rede” (*Grid-Supporting Converters - GSC*) (ROCABERT *et al.*, 2012) (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Os conversores formadores de rede, GFC, são controlados para operar como fonte de tensão CA, com amplitude  $V^*$  e frequência  $\omega^*$ . Apresentando uma baixa impedância de saída, pode-se aproximar o comportamento do GFC ao de uma fonte de tensão ideal. Dessa forma, para operar em paralelo com outros conversores semelhantes, é necessário um sistema preciso de sincronização. Essa técnica de controle é apropriada para operação isolada da rede elétrica.

Os conversores seguidores de rede, GFLC, são controlados como fontes de corrente, apresentando, em paralelo, uma alta impedância de saída. Essa técnica de controle é apropriada para operação conectada à rede elétrica. Por outro lado, tais conversores não são capazes de operar com a MR em modo isolado sem a presença de um conversor formador de rede, de suporte à rede ou, ainda, um gerador de referência síncrono convencional que forneça uma tensão de referência (amplitude e frequência). A maior parte dos conversores de potência de GDS em operação conectada à rede, como sistemas fotovoltaicos ou eólicos, possuem essa característica de controle, ou seja, são classificados como seguidores de rede. Nesse caso, a operação é regulada, em um nível de controle superior, configurando as referências de potência ativa e reativa  $P^*$  e  $Q^*$ , através do rastreamento do ponto de máxima potência, por exemplo.

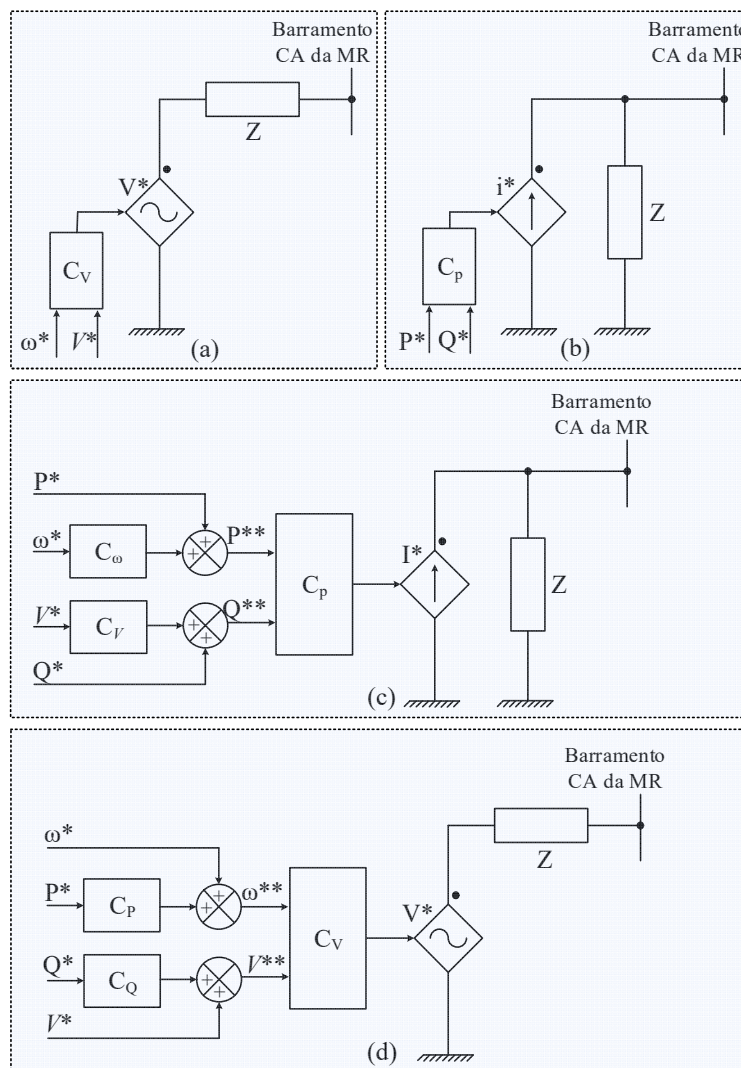
Por fim, os conversores de suporte à rede, GSC, podem ser controlados como fonte de tensão ou fonte de corrente. Em ambos os modos de operação, o objetivo central é participar



da regulação da tensão (amplitude,  $V^*$  e frequência,  $\omega^*$ ) controlando a potência ativa e reativa disponibilizada à rede.

Na Figura 2.3 é mostrada uma representação simplificada dos modos de operação dos conversores de potência.

Figura 2.3 - Representação simplificada dos conversores de potência conectados à rede elétrica



Fonte: (ROCABERT et al., 2012). NOTA: (a) conversor formador da rede; (b) conversor alimentador (ou seguidor) da rede; (c) conversor de suporte à rede operando como fonte de corrente e (d) conversor de suporte à rede operando como fonte de tensão.  $V$ : fasor tensão;  $V$ : amplitude da tensão;  $\omega$ : frequência angular;  $I$ : fasor corrente;  $Z$ : impedância;  $C_V$ : controle de tensão;  $C_P$ : controle de magnitude de tensão;  $C_\omega$ : controle de frequência;  $C_P$ : controle de potência ativa e reativa;  $C_P$ : controle de potência ativa;  $C_Q$ : controle de potência reativa.

Analisando a Figura 2.3, observa-se que o conversor GSC opera com quatro variáveis de entrada ( $P^*$ ,  $Q^*$ ,  $V^*$  e  $\omega^*$ ), enquanto os conversores GFC e GFLC com apenas duas ( $V^*$  e  $\omega^*$ ). O GSC em modo conectado à rede principal opera com  $P$  e  $Q$  (recalculados) como referência para  $C_P$  e  $C_Q$ , respectivamente, enquanto, em modo isolado, opera com  $V^*$  e  $\omega^*$  (recalculados) como referência para  $C_v$ . Assim, ao operar conectado à rede principal, diz-se que o GSC dá suporte à rede hospedeira em termos de potência, enquanto no modo isolado o suporte é à própria MR em termos de tensão e frequência.

A operação dos conversores é regulada através de um nível de controle superior, através das referências disponibilizadas. Esses sistemas e níveis de controle serão abordados nas seções seguintes.

## 2.2 Sistemas de Controle de Microrredes

Uma vez apresentados o conceito e a arquitetura básica de uma MR e considerando que, cada vez mais, a tendência dos sistemas de distribuição é a operação baseada no conceito de redes inteligentes, tem-se a necessidade de sistemas eficientes de controle das MRs, possibilitando e otimizando a integração destas ao SDEE.

Entretanto, a integração de MRs no sistema de distribuição introduz uma série de desafios operacionais que precisam ser abordados nos projetos de controle e proteção, garantindo a confiabilidade do sistema e o aproveitamento máximo dos benefícios dos REDs.

Os desafios mais relevantes no que concerne a proteção e o controle de MR, segundo (OLIVARES *et al.*, 2014), incluem:

- a) *Fluxo bidirecional de potência*: Apesar do SDEE ter sido projetado para operar com um fluxo de potência unidirecional, a integração de fontes distribuídas, em baixa e média tensão, pode resultar no surgimento de fluxos reversos de potência, causando complicações na coordenação da proteção e no controle da tensão, por exemplo.
- b) *Problemas de estabilidade*: O surgimento de oscilações locais, devido a interações dos sistemas de controle dos REDs, e aspectos relacionados à conexão e desconexão de MRs na rede principal fazem necessário a análise da estabilidade do sistema.

- c) *Modelagem*: Na modelagem de sistemas de energia convencionais, em níveis de transmissão, em geral, assume-se a característica da linha como indutiva, além de carga e geração constantes. Entretanto, essas considerações não são válidas e aplicáveis a *MRS* de energia elétrica. Portanto, esses modelos devem ser revisados e adaptados.
- d) *Baixa Inércia*: Na rede elétrica convencional, quando ocorre algum desbalanço entre a potência gerada pelas fontes e a carga, a energia das massas girantes é instantaneamente usada para auxiliar no balanço energético. Diferentemente, em *MRs*, especialmente devido à significativa presença de *REDS* com interfaces eletrônicas, têm-se uma baixa inércia. Em operação isolada, isso pode acarretar consideráveis desvios na frequência se um mecanismo de controle apropriado não for implementado.
- e) *Incerteza*: A operação econômica e confiável das *MRs* requer um certo nível de coordenação entre os recursos energéticos, principalmente quando se considera a integração de fontes de geração de energia elétrica que utilizam insumos renováveis. Essa coordenação se torna mais difícil quando a *MR* está operando isolada da rede principal, principalmente porque nessa situação a função primordial do controle deve ser o balanço energético. Assim, deve-se considerar aspectos como a incerteza do perfil de carga e dos níveis de geração das fontes intermitentes.

Portanto, o sistema de controle deve promover uma operação confiável e econômica da *MR*, atentando-se aos aspectos considerados anteriormente. Assim, as características desejáveis na arquitetura de controle de uma *MR*, de acordo com (OLIVARES *et al.*, 2014) são:

- a) Controlar tensão e corrente dos *REDS*;
- b) Assegurar o balanço de potência, principalmente em operação isolada, mantendo os desvios de frequência e tensão em níveis aceitáveis;
- c) Aplicar mecanismos de gerenciamento pelo lado da demanda, incorporando ao controle estratégias de gerenciamento da carga, com o objetivo de garantir o balanço de potência;
- d) Proporcionar um despacho apropriado das fontes da *MR*, considerando aspectos econômicos;

- e) Ser capaz de operar nos modos conectado e desconectado do SDEE, incluindo o mecanismo de transição entres os mesmos. Nesse caso, estratégias de controle distintas devem ser consideradas de acordo com o modo de operação da MR. Assim é importante, também, a implementação de algoritmos eficientes de detecção de ilhamento, no sentido de ajustar a estratégia para o modo de controle correspondente.

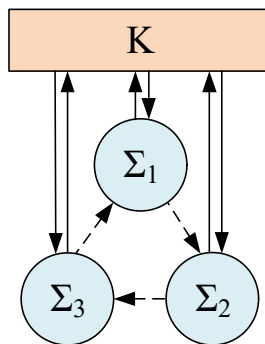
Na arquitetura do controle de MRs são três as abordagens básicas identificadas: centralizada, descentralizada e distribuída, apresentadas a seguir.

### 2.2.1 Controle Centralizado

Um controle dito totalmente centralizado depende de uma grande quantidade de informações transmitidas (recebidas e enviadas) entre unidades envolvidas, e a decisão é tomada em um único ponto.

A Figura 2.4 ilustra um sistema composto por três subsistemas interligados ( $\Sigma_1; \Sigma_2; \Sigma_3$ ), com um controlador centralizado  $K$  que tem acesso e pode influenciar todos os subsistemas (SIMONE SCHULER, 2014). A interação entre os subsistemas é devida ao efeito mútuo dos estados.

Figura 2.4 – Esquemático de um controle centralizado



Fonte: Adaptado de (SIMONE SCHULER, 2014)

A estrutura de uma MR com seus recursos energéticos distribuídos amplia a possibilidade de uso de estratégias de controle e gestão descentralizadas e distribuídas como alternativa à estratégia totalmente centralizada.

### 2.2.2 Controle Descentralizado

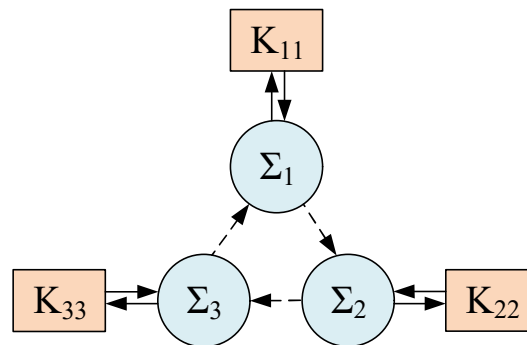
A abordagem de controle totalmente descentralizado é caracterizada pela presença de controladores locais que regulam cada unidade (ou subsistema) que integra o sistema, sem conhecer a situação das demais unidades.

Geralmente, o controle descentralizado é preferível à estratégia de controle centralizado, pois é necessário menos fiação entre sensores e controladores. Além disso, menos informações precisam ser transmitidas.

A Figura 2.5 ilustra a estratégia de controle descentralizado. Um sistema formado por três subsistemas interligados ( $\Sigma_1; \Sigma_2; \Sigma_3$ ) é controlado por três controladores individuais  $K_{ii}$  ( $i = 1,2,3$ ), em que cada controlador tem acesso apenas às suas próprias entradas de controle e medições associadas, caracterizando uma estrutura de controle totalmente descentralizada (SIMONE SCHULER, 2014).

Os controladores locais  $K_{ii}$  podem ser de entrada única e saída única ou multivariáveis (localmente centralizados).

Figura 2.5 - Controle totalmente descentralizado

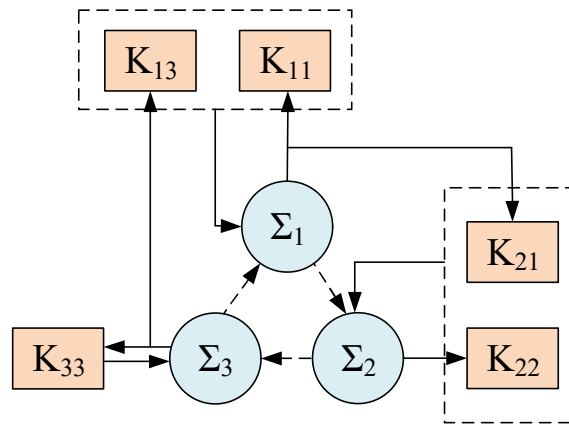


Fonte: Adaptado de (SIMONE SCHULER, 2014).

Numa estrutura descentralizada, como a exemplificada acima, o projeto dos controladores locais ( $K_{11}$ ,  $K_{22}$  e  $K_{33}$ ) é trivial quando as interações entre as entradas e as saídas de diferentes pares são fracas. Essas interações podem ser diretas (acoplamento de entrada) ou causadas pelos efeitos mútuos dos estados internos dos subsistemas sob controle. Por outro lado, interações fortes podem até impedir um controlador de alcançar estabilidade e/ou desempenho com controle descentralizado (SIMONE SCHULER, 2014).

Geralmente, o desempenho para os controladores descentralizados diminui quando comparado aos centralizados e, às vezes, nem mesmo a estabilidade do sistema interconectado pode ser garantida. Como alternativa, uma estrutura intermediária é exemplificada na Fig. 2.6. Nesse caso, saídas medidas adicionais de outros subsistemas são usadas para melhorar o desempenho da malha de controle. Isso leva a uma estrutura de controle parcialmente descentralizado (SIMONE SCHULER, 2014).

Figura 2.6 – Controle parcialmente descentralizado



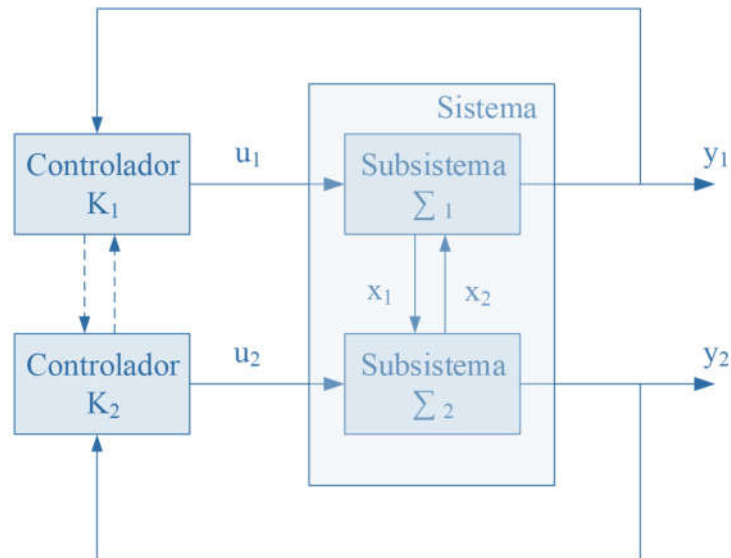
Fonte: Adaptado de (SIMONE SCHULER, 2014).

### 2.2.3 Controle Distribuído

Numa estrutura de controle totalmente distribuído informações são trocadas entre todos os controladores locais, de modo que cada um deles tem algum conhecimento sobre o comportamento dos outros. A Figura 2.7 mostra uma configuração distribuída simplificada com apenas dois controladores (SCATTOLINI, 2009).

Quando a informação é trocada de um controlador ( $K_i$ ) para um dado subconjunto de controladores, diz-se que a estrutura é parcialmente distribuída. Uma estrutura de informação parcialmente conectada pode ser conveniente no caso de sistemas de grande escala, compostos por grande número de subsistemas fracamente conectados. Nesses casos, restringir a troca de informações entre subsistemas que interagem diretamente produz uma deterioração insignificante do desempenho (SCATTOLINI, 2009).

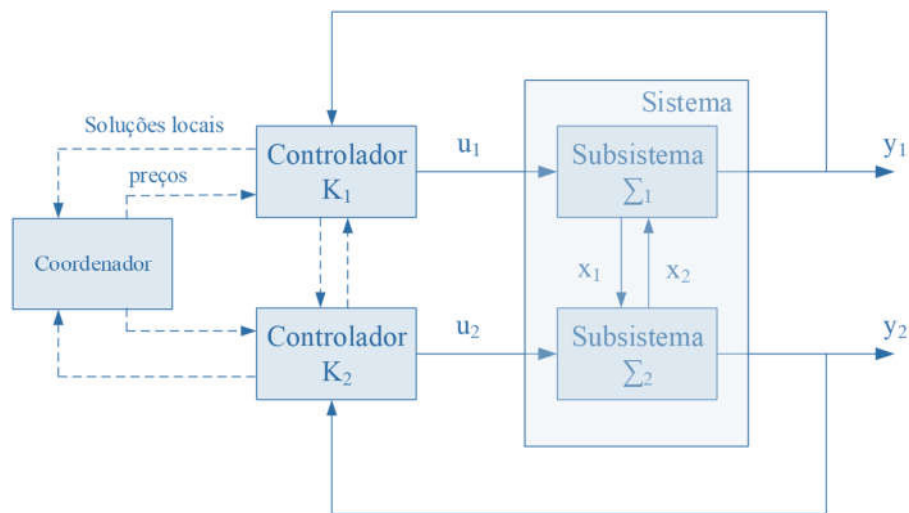
Figura 2.7 - Controle distribuído com um sistema composto por duas entradas ( $u_1$  e  $u_2$ ) e duas saídas ( $y_1$  e  $y_2$ )



Fonte: Adaptado de (SCATTOLINI, 2009).

Uma alternativa aos esquemas de controle distribuídos consiste em considerar uma estrutura de controle hierárquica. Em uma estrutura de controle hierárquica, a ação dos controladores locais (descentralizados) é coordenada por um algoritmo operando em um nível mais alto, como mostrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Controle hierárquico para a coordenação de um sistema composto por duas entradas ( $u_1$  e  $u_2$ ) e duas saídas ( $y_1$  e  $y_2$ )



Fonte: Adaptado de (SCATTOLINI, 2009).

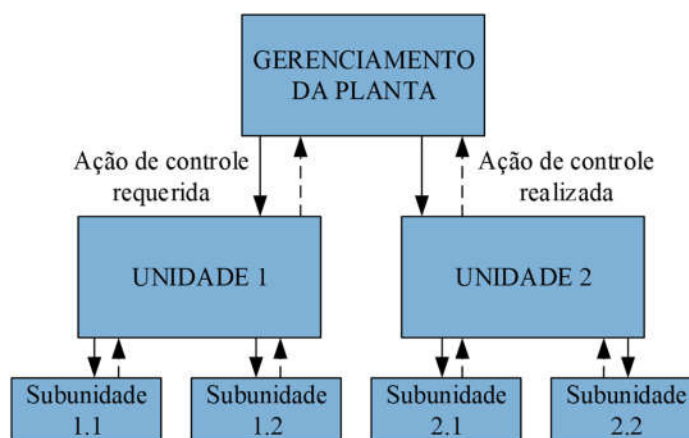
Deve-se notar que estruturas semelhantes, compostas de dois níveis, como ilustrado na Figura 2.8, são amplamente utilizadas na pesquisa em ciência da computação/inteligência artificial relacionada aos chamados "agentes autônomos". Basicamente, vários agentes devem negociar suas ações através de um "negociador" até que um consenso sobre suas ações seja alcançado.

Em sistemas hierárquicos de multicamadas, a ação de controle é executada por um número de controladores trabalhando em diferentes escalas de tempo. Isso pode ser útil em pelo menos dois casos:

- 1) Quando o processo geral sob controle é caracterizado por integrar comportamentos dinâmicos diferentes, ou seja, comportamentos com dinâmica mais lenta ou mais rápida; ou
- 2) Em otimização de toda a planta, quando algoritmos de otimização e controle, trabalhando em taxas diferentes, calculam, ambos, os alvos ótimos e as ações de controle efetivas a serem aplicadas.

Em um sistema de controle com estrutura hierárquica, a camada mais alta da hierarquia é caracterizada por possuir uma dinâmica lenta. O sistema pode ser controlado observando-se seu comportamento em uma escala de tempo longa, e suas entradas de controle devem ser efetivamente fornecidas por subsistemas colocados em camadas inferiores da hierarquia e caracterizados por dinâmicas mais rápidas. Por sua vez, esses subsistemas devem ser controlados em uma taxa mais alta e podem depender de subsistemas alocados em um nível ainda inferior de hierarquia. Um exemplo de uma estrutura de três camadas é relatado na Figura 2.9 (SCATTOLINI, 2009).

Figura 2.9 – Estrutura de um sistema de controle hierárquico composto por três níveis ou camadas



Fonte: Adaptado de (SCATTOLINI, 2009).



Embora a subdivisão em níveis hierárquicos de controle desconsidere as interações fracas entre os subsistemas, essas interações são relevantes para os sistemas de controle. Dessa forma, o nível hierárquico imediatamente superior deve corrigir os desvios ocasionados por essas interações desconsideradas, e reorientar a camada inferior (JILG; STURSBURG, 2013). Assim, nessas estruturas, o controlador em uma camada superior calcula, a partir das suas entradas de controle requeridas, os sinais de referência da camada imediatamente inferior.

Nas estruturas hierárquicas de controle, a fim de garantir que as referências computadas na camada superior sejam praticáveis para as dinâmicas e restrições da camada inferior, bem como para considerar a presença de perturbações que atuam na camada inferior, algumas informações adicionais têm, muitas vezes, que ser transmitidas de baixo para cima. Além disso, os controladores dos subsistemas, na camada inferior, devem garantir a solução dos problemas de rastreamento correspondentes com um nível adequado de precisão, de modo que a incompatibilidade entre o que é exigido pelo nível superior e o que é fornecido pelo inferior não destrua algumas propriedades fundamentais, como estabilidade e desempenho (SCATTOLINI, 2009).

Em (WENTAOTANG; PRODRAMOSDAOUTIDIS, 2017) e (SIMONE SCHULER, 2014) são apresentados métodos que visam a decomposição de um sistema complexo em subsistemas, com a identificação do grau de interação, a fim de obter uma estrutura hierárquica de controle.

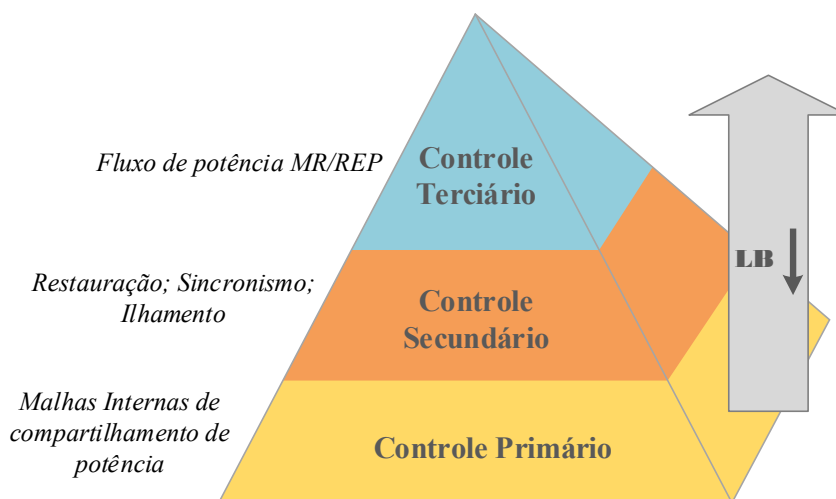
### **2.3 Controle Hierárquico**

A adoção de uma estrutura hierárquica de controle é bastante atraente porque a segmentação do controle em níveis hierárquicos possibilita a combinação de processos com dinâmicas e bandas de frequência distintas, sem prejuízo no controle de cada camada. Por exemplo, a partir das diferentes constantes de tempo envolvidas, tem-se uma dinâmica mais rápida no controle de tensão e corrente das unidades de GD/SAEE e, por outro lado, uma dinâmica mais lenta no que concerne ao despacho econômico.

A subdivisão do sistema de controle em níveis hierárquicos é um método já bem consolidado em aplicações de controle da geração nos sistemas elétricos de potência. Atualmente, essa abordagem tem sido pensada também para parques eólicos e sistemas fotovoltaicos. Porém, é na aplicação ao controle de MRS que essa abordagem tem recebido maior destaque, principalmente, devido ao grande número de processos de controle que compõe a organização desses sistemas (HATZIARGYRIOU, 2014).

Como pode ser visto na Figura 2.10, a estrutura de controle hierárquico é normalmente disposta em três níveis de controle: Primário, Secundário e Terciário. Alguns autores incluem também um nível que compreende as malhas de controle interno dos conversores, denominado de Controle Interno (GUERRERO et al., 2011; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Figura 2.10 - Níveis do controle hierárquico em uma microrrede



Fonte: Adaptado de (GUERRERO et al., 2011). NOTA: LB: Largura de Banda.

Cada nível, além de executar seus próprios processos de controle, exerce um monitoramento supervisão sobre a camada adjacente inferior, influenciando nos processos da mesma. O controle secundário, por exemplo, fornece valores de referência às malhas do controle primário. Assim, é necessário garantir que os comandos e sinais de referência fornecidos não causem impactos na estabilidade do sistema. Portanto, para possibilitar essa interação entre os níveis hierárquicos de forma sistemática, tem-se uma estrutura de comunicação em que quanto maior o nível de controle, menor a largura de banda e, assim, menor a velocidade de resposta dos processos de controle (OLIVARES *et al.*, 2014).

Nos tópicos a seguir, esses níveis de controle são apresentados mais detalhadamente como também o denominado “controle interno” que é dedicado aos conversores de interface entre o recurso energético distribuído e a MR.

### 2.3.1 Controle Interno

Alguns autores não consideram o controle interno como parte do controle de uma MR. Isso porque é necessária a presença dos processos de controle interno em uma unidade geradora, mesmo que essa não faça parte de uma MR e esteja alimentando sozinha sua(s) carga(s).

A principal função do controle interno é o gerenciamento da potência dos recursos energéticos, feito através das malhas de controle de tensão e corrente do conversor de interface com a MR, de forma a trabalharem como fontes de tensão com baixa distorção, alta velocidade de resposta, rejeição elevada de distúrbios e precisão no controle de fase e amplitude (CARVALHO, 2019; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

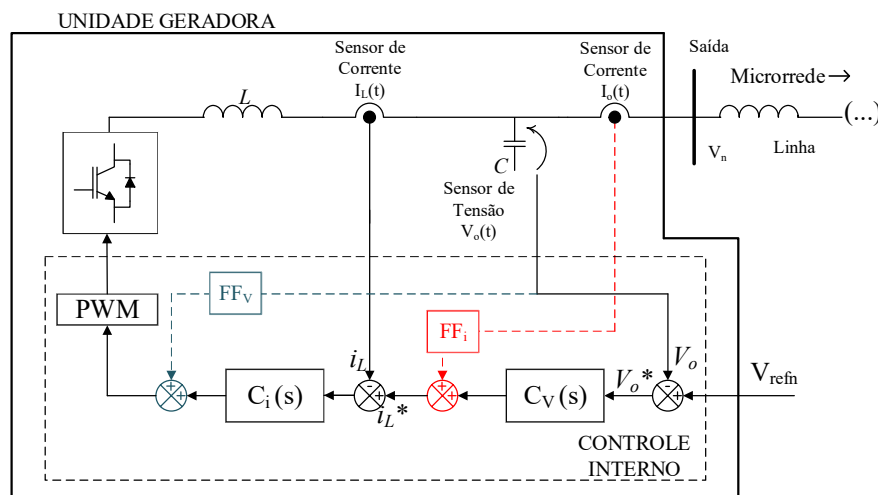
Especialmente, dois aspectos do controle interno são considerados importantes. O primeiro é que a sua referência é senoidal, com espectro estreito, em torno de 50/60 Hz. O segundo está relacionado à capacidade de rejeição de distúrbios de espectros localizados, principalmente, em torno de 50/60 Hz e suas harmônicas ímpares. Na aplicação a MRs, em especial, a tensão fornecida pelos REDs vizinhos e a tensão da rede elétrica, em operação conectada à rede, funcionam como distúrbio para o controle interno. Dessa forma, essas considerações são essenciais para a aplicação em MRs.

O controle interno pode ser implementado com a utilização do compensador Proporcional-Integral (PI). Essa aplicação é muito utilizada devido a sua simplicidade, popularidade, baixo gasto computacional e possibilidade de implementação analógica. Entretanto, apresenta erro em regime permanente para sinais senoidais. Nos últimos anos, tem sido comum a utilização do compensador Proporcional-Ressonante (PR), cujo desempenho é considerado excelente para referências senoidais. Nesse caso, além do compensador sintonizado na frequência fundamental, outros sintonizados nas frequências harmônicas mais presentes na MR podem ser inseridos, aumentando a rejeição aos distúrbios de frequências múltiplas da fundamental, com o objetivo de melhorar a qualidade da tensão (CARVALHO, 2019).

Na Figura 2.11 é mostrado o diagrama típico do controle interno implementado ao conversor de interface RED/MR, de forma a trabalhar com tensão de saída controlada. Como pode-se observar, o controle interno é composto por duas malhas de controle. A malha interna controla a corrente no indutor do filtro de saída do conversor. Por sua vez, a malha externa controla a tensão sobre o capacitor do filtro, ou seja, a tensão de saída do conversor. Podem ser adicionadas ao esquema de controle, opcionalmente, funções de realimentação para

desacoplamento de estados, denominadas *feedforward*, representadas no esquemático como  $FF_i$  e  $FF_v$ , para a malha de corrente e de tensão, respectivamente.

Figura 2.11 – Diagrama típico de um controle interno



Fonte: Adaptado de (CARVALHO, 2019). Nota:  $C_v$  – Compensador de tensão;  $C_i$  – Compensador de corrente;  $FF_v$  – *feedforward* ou desacoplamento de estados para a malha de tensão (opcional);  $FF_i$  – *feedforward* ou desacoplamento de estados para a malha de corrente (opcional).

Ademais, é válido ressaltar a atuação do controle interno no ajuste do ponto de operação das fontes intermitentes, como turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos. Nesse caso, é comum a aplicação de algoritmos de controle que maximizam a geração da potência ativa, sob quaisquer condições. Essa técnica é denominada de ‘Rastreamento do Ponto de Máxima Potência’, com a sigla bem consolidada MPPT de *Maximum Power Point Tracking*, e existem vários métodos para essa aplicabilidade, como o método de tensão constante, condutância incremental e o P&O (Perturbe e Observe) (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

### 2.3.2 Controle Primário

O nível primário é o controle da automação local, que mantém a estabilidade de tensão e frequência da MR, subsequente ao processo de ilhamento. Além disso, o controle primário é responsável pelo balanço de potência na MR, promovido pelo compartilhamento de potência ativa e reativa.

Assim, o principal objetivo é ajustar a frequência e a amplitude da tensão de referência das malhas de controle internas e evitar a circulação indesejável de correntes, através do compartilhamento de potência adequado. Para isso, esse nível de controle deve ter uma

resposta rápida (em ordem de milissegundos) a variações na geração e na carga (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

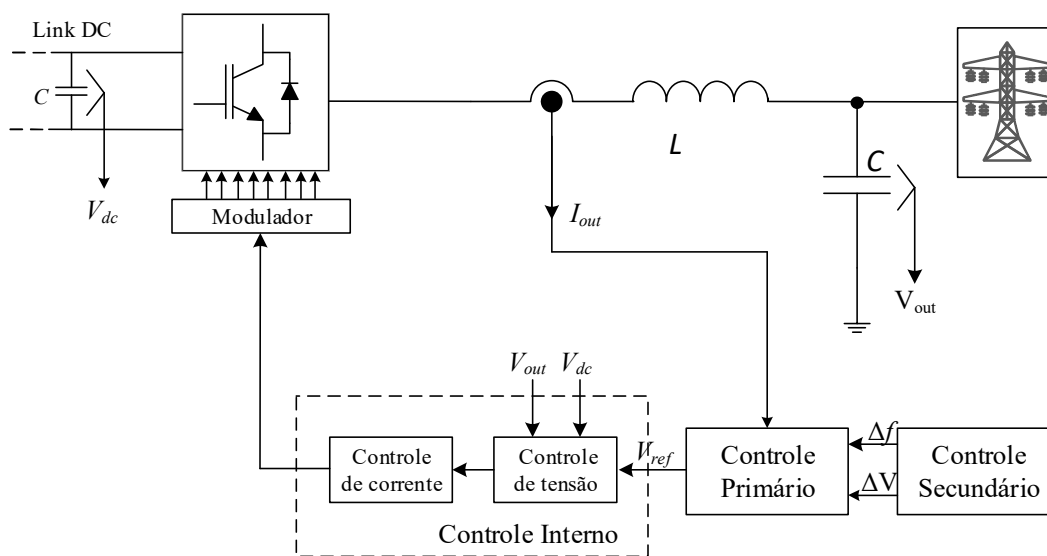
Em geral, por razões econômicas e de estabilidade do controle, é usual o controle primário com modelo de controle descentralizado. Por esta razão, embora existam algumas abordagens muito utilizadas de estrutura centralizada, como o Controle Mestre-Escravo, por exemplo, há uma tendência à aplicação de técnicas descentralizadas. Nesse contexto, a técnica de controle por inclinação (*droop control*) destacou-se nos últimos anos como uma das principais, aplicadas ao paralelismo de conversores. Em (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015), é feita uma revisão acerca das técnicas de controle primário mais comumente utilizadas.

### 2.3.3 Controle Secundário

A função do controle secundário é supervisionar e monitorar a MR para restaurar a frequência e a amplitude da tensão, bem como garantir a operação estável sob diferentes condições de carga e modos de operação. Portanto, nesse nível é assegurada a operação da MR em frequência e amplitude de tensão dentro dos limites estabelecidos.

Na Figura 2.12, é possível verificar a atuação dos níveis de controle primário e secundário sobre o controle interno do conversor de interface RED/MR, com o objetivo de proporcionar o compartilhamento adequado de potência e reestabelecer eventuais desvios da frequência e amplitude da tensão.

Figura 2.12 – Interação entre o controle secundário, primário e interno



Fonte: Adaptado de (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Além disso, o controle secundário pode incluir requisitos de sincronização, detecção de ilhamento e conexão/desconexão da MR à rede elétrica principal.

O controle secundário da MR pode ser implementado a partir de técnicas centralizadas ou distribuídas. A abordagem mais convencional consiste na concentração dos comandos da MR em uma Central de Controle da Microrrede (MGCC – *Microgrid Centralized Control*). Essa estrutura, caracterizada por apresentar malhas lentas de controle, atua detectando parâmetros pré-determinados, em alguns pontos da MR, e enviando referências de controle.

Entretanto, embora o controle secundário seja tradicionalmente implementado com base em um MGCC, a arquitetura de controle distribuído baseada em Sistemas Multiagentes tem recebido muita atenção, devido a alguns benefícios da sua aplicabilidade, como tolerância a falhas; menor demanda dos canais de comunicação; além de flexibilidade e eficiência computacional. Isso porque, a tecnologia dos SMA, permite a distribuição da “inteligência” do controle, dando autonomia a controladores locais, com capacidade de tomar suas próprias decisões (VANDOORN *et al.*, 2013).

### **2.3.4 Controle Terciário**

O controle terciário é proposto com a finalidade de gerenciar o fluxo de potência entre a MR e o SDEE, visando uma operação economicamente viável. Assim, a geração de potência ativa e reativa da MR, medidas no PCC, pode ser controlada em níveis determinados.

Esse nível de controle é efetivamente centralizado e pode incluir a otimização da operação da MR, considerando principalmente aspectos econômicos.

Além disso, esta é considerada a etapa final de controle da MR e possui a dinâmica mais lenta na estrutura de controle hierárquico.

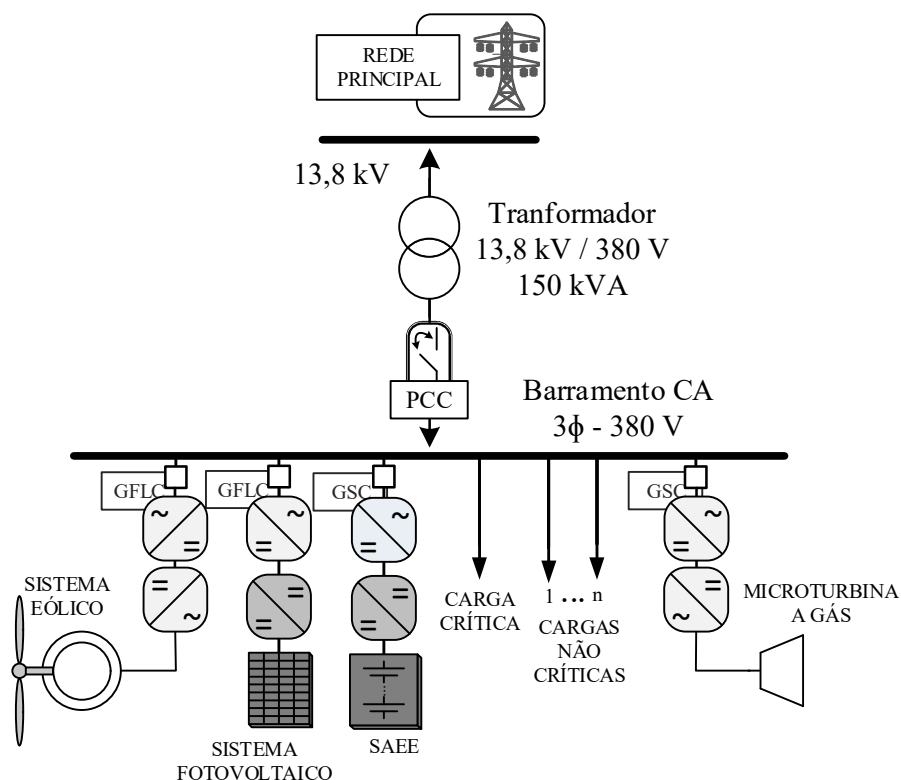
Em (GUERRERO *et al.*, 2011), é apresentada uma técnica de controle terciário que consiste na atualização dos valores de referência de frequência e amplitude da tensão do controle secundário de acordo com a potência requerida pelo sistema de distribuição, em operação conectada à rede elétrica.

## **2.4 Estratégia de Controle Proposta**

Neste trabalho, é proposta uma arquitetura de controle e gerenciamento distribuído hierárquico em que o controle primário apresenta característica descentralizada local e o controle secundário característica de controle distribuído. O diagrama da MR proposta é mostrado na Figura 2.13, em operação isolada e conectada à rede elétrica.

Como pode-se observar no esquemático apresentado na Figura 2.13, a MR é composta por um sistema eólico com conversor pleno de 40 kVA, uma unidade de geração fotovoltaica de 20 kVA, uma microturbina a gás (MTG) de 30 kVA e um banco de baterias (SAEE) projetado para atender uma carga de 15 kW por até 3 horas. A MR integra um bloco de carga crítica, com potência instalada de 40 kVA e um grupo composto por cinco blocos de cargas não críticas, com potência instalada de 10 kVA cada. Além disso, no esquemático são mostrados os modos de controle dos conversores de conexão de cada recurso da MR.

Figura 2.13 – Esquemático da microrrede proposta



Fonte: O próprio autor. Nota: GFLC: “Grid-Following Converters” (conversor seguidor da rede) ; GSC: “Grid-Supporting Converters” (conversor de suporte à rede) SAEE: Sistema de armazenamento de energia elétrica.

De acordo com a Resolução Normativa REN no. 482/2012 microgeração e minigeração distribuída são definidas como:

- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012);

- b) minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Uma vez que todas as fontes que compõem a MR proposta possuem potência instalada menor que 75 kW, essas são individualmente classificadas como microgeração distribuída.

De acordo com o Módulo 3 do PRODIST - seção 3.7, a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora são definidos pela distribuidora, em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulação vigente.

Conforme a concessionária local, Enel Distribuição Ceará, a potência instalada da microgeração e minigeração distribuída é limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora está conectada. A forma de conexão é definida de acordo com o valor de potência disponibilizada para a unidade consumidora e as características dos equipamentos elétricos existentes na mesma. Assim, as especificações para a conexão da microgeração e da minigeração distribuída estão expostas na Tabela 2.1 (ENEL, 2018).

Tabela 2.1 - Forma de conexão Enel Distribuição

<b>Potência Disponibilizada (kW)</b>	<b>Tensão Nominal (V)</b>	<b>Sistema Elétrico</b>
<b>≤ 10</b>	220	Baixa Tensão (monofásico)
<b>&gt; 10 e ≤ 20</b>	380	Baixa Tensão (bifásico)
<b>&gt; 20 e ≤ 75</b>	380	Baixa Tensão (trifásico)
<b>&gt; 75 e ≤ 5000<sup>(1)</sup></b>	13800/69000	Média Tensão/Alta Tensão

Fonte: Adaptado de (ENEL, 2018).

NOTA 1: Padrão restrito ao consumidor atendido por Eletrificação Rural

Para definir o nível de tensão de conexão, considerou-se o somatório das cargas da MR, visto que, do ponto de vista da rede, a mesma é apenas uma unidade de micro ou minigeração. Portanto, a MR deve ser conectada na média tensão em barramento trifásico, cujo valor da tensão de linha é 13,8 kV.

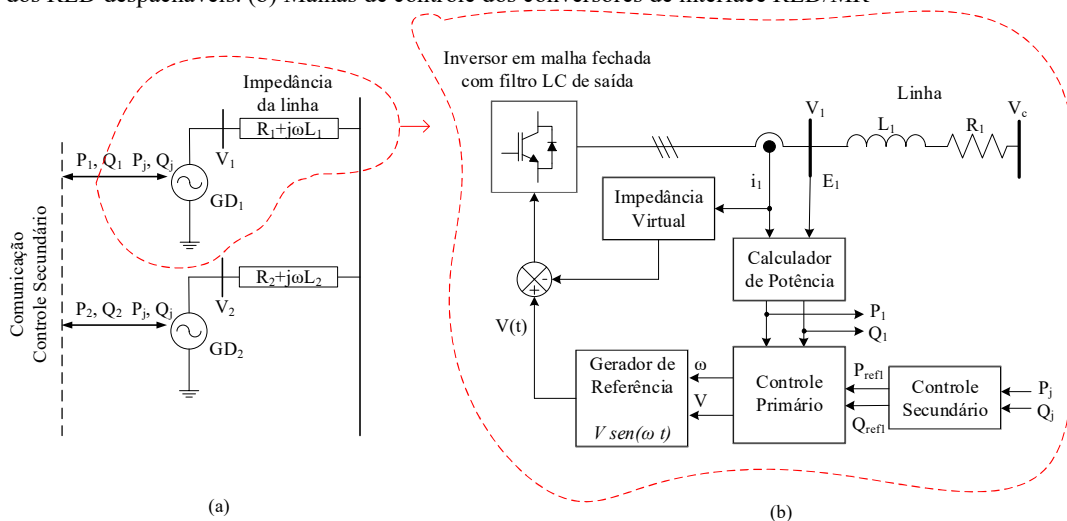
As estratégias propostas para o controle e gerenciamento da MR são apresentadas a seguir. Essas estratégias não incluem o controle interno. É frequente que as malhas internas de controle de tensão e corrente dos conversores de interface RED/MR sejam desprezadas ao se tratar de MRs que incluem malhas de controle em hierarquia superior.



Isso porque o desempenho do controle interno é muito satisfatório em termos de velocidade de resposta, rejeição a distúrbios e seguimento da referência, tornando desnecessário considerar a sua dinâmica (CARVALHO, 2019). A análise do controle de MRs desconsiderando as malhas internas, em geral, é válida para aplicações com conversores operando em alta frequência e elevada banda passante (BANADAKI *et al.*, 2017; COELHO *et al.*, 2002). Portanto, a modelagem dos conversores foi realizada empregando o modelo médio (CARVALHO, 2019), considerando um inversor que opera em pelo menos 10 kHz e possui compensadores conforme os utilizados em (COELHO *et al.*, 2016). Assim, considerando uma baixa impedância de saída, pode-se aproximar o comportamento do conversor como o de uma fonte de tensão ideal, desprezando-se as dinâmicas internas.

A Figura 2.14 (a) mostra o controle de REDs despacháveis GD<sub>1</sub> e GD<sub>2</sub> com GSC operando como fonte de tensão, controlados de acordo com o diagrama representado na Figura 2.14 (b), dispensando a presença das malhas responsáveis pelo controle interno. A estratégia proposta, baseia-se na segmentação do controle em níveis hierárquicos e é aplicada ao nível primário e secundário. O nível de controle secundário fornece as referências necessárias ( $P_{ref}$  e  $Q_{ref}$ ) ao controle primário, que, por sua vez, estabelece a referência de tensão de operação do conversor GSC. As referências  $P_j$  e  $Q_j$  podem ser determinadas de acordo com a estratégia de gerenciamento aplicada à MR, respeitando o balanço energético em operação isolada, ou podem ser determinadas pelo controle terciário, quando conectado à rede hospedeira. É válido ressaltar que neste trabalho não foi desenvolvido o nível terciário de controle.

Figura 2.14 – Diagrama com detalhamento da estratégia de controle utilizada (a) Ilustração do comportamento dos RED despacháveis. (b) Malhas de controle dos conversores de interface RED/MR



Fonte: Adaptado de (CARVALHO, 2019).

### 2.4.1 Controle Primário da Microrrede

A estratégia de controle primário implementada baseia-se na técnica de controle por inclinação ou *droop control* para realizar a automação local e o compartilhamento adequado de potência entre os REDs.

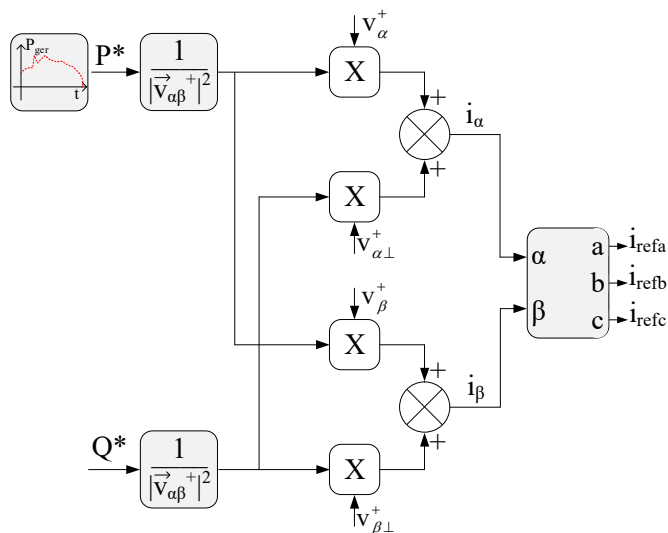
A configuração do controle dos conversores de interface RED/MR foi disposta de forma distinta para as fontes renováveis com geração intermitente, consideradas recursos não despacháveis (RND) (p.ex. sistema eólico e sistema fotovoltaico) e para os recursos despacháveis (RD) (p.ex. microturbina a gás e banco de baterias).

Os conversores que interligam os recursos despacháveis à MR são controlados como GSC através da técnica de controle por inclinação. Assim, estes funcionam como fonte de tensão, em operação isolada, fornecendo a referência de tensão para os conversores que interligam as fontes não despacháveis à MR, que, por sua vez, são controlados como fonte de corrente (GFLC). Essa estratégia foi adotada com o objetivo de priorizar o despacho de potência proveniente das fontes não despacháveis já no controle primário.

#### 2.4.1.1 Controle das Fontes de Microgeração Intermitente

Os conversores que interligam os sistemas eólico e fotovoltaico à MR proposta são controlados como fonte de corrente. Na Figura 2.15, é mostrado como são geradas as referências de corrente.

Figura 2.15 – Referências de corrente



Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2011).

O sinais  $v_{\alpha}^{+}$  e  $v_{\beta}^{+}$  referem-se às componentes de sequência positiva da tensão em coordenadas  $\alpha\beta$  obtidas a partir do DSOGI-FLL (*Double Second-Order Generalized Integrator Frequency-Locked Loop*), proposto em (AZEVEDO, 2011) e os sinais  $v_{\alpha}^{+\perp}$  e  $v_{\beta}^{+\perp}$  são gerados ao atrasar  $v_{\alpha}^{+}$  e  $v_{\beta}^{+}$  em  $90^{\circ}$ , respectivamente.

Como pode-se verificar, através desse método é possível determinar a produção de energia ativa ou reativa. Porém, o valor de  $P^{*}$  está sujeito à disponibilidade da fonte.

#### *2.4.1.2 Controle dos Recursos de Microgeração Despacháveis*

Esses recursos são controlados por conversores de suporte à rede através do controle por inclinação. Em operação isolada, operam com controle de tensão. Por outro lado, em operação conectada à rede elétrica, os mesmos operam com controle de potência e os parâmetros da tensão são impostos pela rede principal.

O método de controle por inclinação utilizado foi adaptado para operação em sistemas de distribuição, com a capacidade de suprir, satisfatoriamente, cargas lineares e não-lineares. Além disso, foram integradas algumas funcionalidades às equações básicas do controle por inclinação, como por exemplo, o balanceamento no compartilhamento de potência entre as GDS e o banco de baterias, de acordo com o estágio de carregamento (*SoC*) destas. Mais detalhes da estratégia de controle por inclinação proposta são apresentados no Capítulo 3.

Em operação isolada, a técnica de controle por inclinação ocasiona desvio da tensão na MR, em favor do compartilhamento de potência. Assim, tem-se a necessidade de desenvolver uma estratégia de controle secundário capaz de restaurar os desvios de frequência e amplitude da tensão ocasionados pela atuação do controle primário ou por sobrecargas, por exemplo (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

#### *2.4.2 Controle Secundário da Microrrede*

O controle secundário foi implementado usando sistema multiagente. Além de ter a função de restaurar pequenos desvios de tensão e frequência da MR, o controle secundário deve atuar no sincronismo e conexão com a rede principal e no compartilhamento da potência reativa. A MR deve também reconhecer situações de ilhamento, e essa função geralmente é, também, integrada a esse nível de controle. A detecção de ilhamento, no entanto, não foi explorada neste trabalho.

Com a finalidade de realizar essas funcionalidades, a configuração do SMA depende das características particulares da MR, como por exemplo: a natureza das fontes de GD (intermitentes ou despacháveis); a presença ou não de sistemas de armazenamento; especificações do gerenciamento e redespacho das fontes de geração; e os modos de operação da MR (isolada ou conectada à rede elétrica e ainda com a possibilidade de operar em ambos os modos). Detalhes sobre a configuração do SMA serão apresentados no Capítulo 4.

## **2.5 Consideração Finais**

Neste capítulo, foi apresentada uma visão geral acerca do conceito de microrredes, bem como sistemas e estruturas de controle aplicáveis às mesmas. Esta revisão norteou a proposta do trabalho que consiste no desenvolvimento e simulação de estratégias de controle e gerenciamento de uma MR, composta por recursos energéticos renováveis e não renováveis e sistema de armazenamento de energia elétrica, através de uma abordagem de controle distribuído hierárquico. Assim, foi possível fazer uma associação das características desejáveis na arquitetura de controle de uma MR às técnicas utilizadas no controle da MR proposta, com o objetivo de apresentar um embasamento teórico às estratégias definidas.

### 3 CONTROLE DECENTRALIZADO POR INCLINAÇÃO

Neste capítulo é apresentada a técnica de paralelismo de conversores, conhecida como controle por inclinação. São especificadas algumas das vantagens e desvantagens da aplicação desse método no controle primário de *MRs* e é feita uma análise das malhas de controle de um conversor controlado através dessa estratégia.

Ademais, nesse capítulo é feito um estudo acerca dos fundamentos básicos do controle por inclinação, demonstrando, através de equacionamento, as relações  $P-\omega$  e  $Q-V$ , a partir do fluxo de potência entre duas barras. Em seguida, essa estratégia de controle é analisada considerando as diferenças entre sistemas de transmissão e sistemas de distribuição. Além disso, é apresentado o conceito de impedância virtual.

Ao final do capítulo, é apresentada a arquitetura do controle por inclinação proposta para compor o controle primário dos GSC que interligam a microturbina e o SAEE à MR, operando como fonte de tensão.

#### 3.1 Introdução ao Controle por Inclinação

O controle por inclinação é considerado uma das principais estratégias de controle descentralizadas de paralelismo de conversores e tem aplicação já bem consolidada na geração convencional (sem conversores) em sistemas de potência.

A aplicação desta técnica de controle em *MRs* está associada, geralmente, ao controle primário. Nesse caso, o *droop control* é aplicado aos conversores que interligam os RED à microrrede, com o objetivo de promover o compartilhamento adequado de potência ativa e reativa e contribuir com o balanço de potência da mesma em operação isolada da rede elétrica principal.

A grande vantagem desta técnica de controle é que o ponto de operação de cada fonte é ajustado de acordo com a tensão e frequência em seus terminais e não há necessidade de comunicação entre as mesmas.

Por outro lado, o controle por inclinação aplicado ao paralelismo de conversores, segundo (MEHRIZI-SANI; IRAVANI, 2009) e (GUERRERO *et al.*, 2006) possui alguns problemas intrínsecos tais quais:

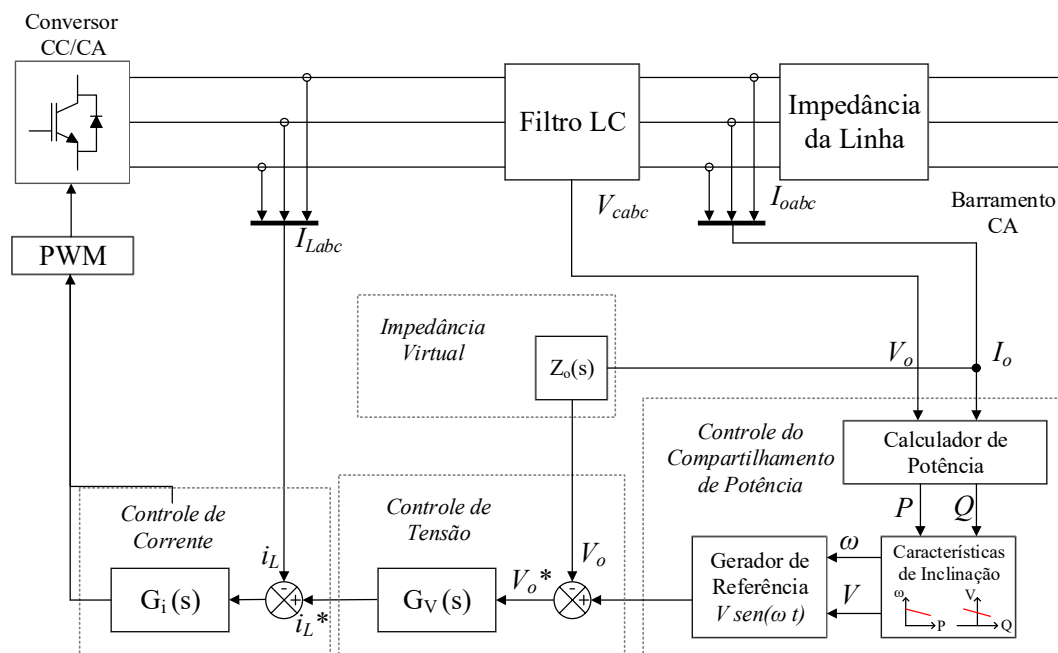
- a) O método sofre de uma fraca resposta transitória. Os mecanismos de restauração de frequência e/ou tensão são intencionalmente lentos para que não interfiram com o comportamento do *droop*. Isso resulta em uma má regulação de tensão, em favor do compartilhamento de energia;
- b) A dinâmica do sistema depende das características do filtro utilizado no cálculo da potência ativa e reativa, dos coeficientes de inclinação e da impedância de saída do conversor;
- c) Não há controle sobre o compartilhamento de corrente harmônica, que depende da impedância de saída do conversor;
- d) O compartilhamento de potência é prejudicado devido a possíveis assimetrias dos cabos de conexão.

Basicamente, um conversor com controle por inclinação possui três malhas de controle, como pode ser visto na Figura 3.1. A malha mais interna controla a corrente no indutor do filtro de saída do conversor. A segunda malha controla a tensão sobre o capacitor do filtro, ou seja, a tensão de saída do conversor. Finalmente, a malha mais externa controla a potência. Essa malha, geralmente é constituída por três sub-blocos: o calculador de potência, o bloco correspondente às características de inclinação e, por fim, a geração da tensão de referência. A depender da estratégia utilizada, pode ser inserida também uma malha correspondente à impedância virtual. Ademais, em algumas aplicações podem ser adicionadas outras malhas de controle ao conversor.

As malhas mais internas de controle possuem dinâmicas bastante rápidas com faixa de passagem na ordem de kilo hertz e centenas de hertz. Porém a malha de potência é consideravelmente lenta, em geral, devido ao uso de filtros passa-baixa com baixa frequência de corte, para obter o valor médio da potência ativa e reativa.

Dessa forma, quando se trabalha com o controle de *MRS*, as dinâmicas das malhas de corrente e de tensão podem ser desprezadas como explanado no capítulo anterior, e a dinâmica do fluxo de potência na mesma é governada basicamente pela malha de controle de potência dos conversores.

Figura 3.1 - Malhas de controle de um conversor com controle por inclinação



Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2011).

Para compreender a dinâmica do fluxo de potência de uma MR controlada em nível primário através do controle por inclinação é necessário entender melhor os fundamentos dessa técnica.

### 3.2 Fundamentos do Controle por Inclinação

O controle por inclinação consiste na emulação, através do GSC, das características de operação das máquinas síncronas.

Os geradores síncronos em operação, armazenam energia cinética nas partes girantes da máquina. Se a carga do sistema aumenta, por exemplo, a energia cinética armazenada é liberada, com o objetivo de atender à variação da potência. Nesse caso, o torque elétrico da unidade geradora ( $T_e$ ) aumenta devido o aumento da carga elétrica, enquanto o torque mecânico da turbina ( $T_m$ ) permanece, inicialmente, constante. Assim, de acordo com a Segunda Lei de Newton  $J\alpha = T_m - T_e$ , têm-se uma aceleração negativa no sistema. Isso significa que o gerador desacelera e a velocidade do rotor diminui, à medida que a energia cinética é liberada para suprir o aumento da carga. Há, portanto, uma relação natural entre a frequência de operação e a potência de saída da máquina, em que para uma potência mecânica de entrada constante, a frequência de operação diminui quando a potência de saída aumenta.

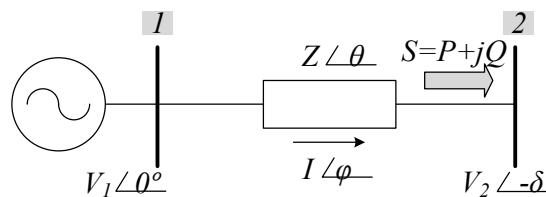
Além disso, duas ou mais máquinas conectadas em paralelo tendem a manter o sincronismo devido à componente de torque sincronizante (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

Por outro lado, a estabilidade da tensão depende do equilíbrio na demanda de potência reativa. Essa característica evidencia a relação entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção da potência reativa.

Dessa forma, no método tradicional de controle por inclinação aplicado a *MRs* com recursos energéticos conectados via conversores eletrônicos, cada conversor fonte de tensão é controlado de forma a apresentar essas mesmas características  $P-\omega$  e  $Q-V$ . Quando há variação na carga, todos os conversores mudam o seu ponto de operação e contribuem com o aumento ou a diminuição da potência ativa injetada, segundo a capacidade de cada fonte. O mesmo ocorre entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção de potência reativa (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

As relações  $P-\omega$  e  $Q-V$ , características do sistema de potência, podem ser verificadas a partir do fluxo de potência entre duas barras, representado na Figura 3.2. A fonte  $V_1$  representa a tensão de saída de uma máquina ou de um inversor que está conectado à barra 1. A impedância dos condutores entre as barras 1 e 2 é dada por  $Z$  e a corrente é representada por  $I$ . Por fim, o fluxo de potência ativa e reativa são dados, respectivamente, por  $P$  e  $Q$ .

Figura 3.2 – Fluxo de potência entre duas barras



Fonte: Adaptado de (GUERRERO *et al.*, 2005).

A potência que flui entre as barras 1 e 2 é dada pela equação (3.1), a seguir:

$$S = P + jQ = \vec{V}_1 \cdot \vec{I}_1^* = \vec{V}_1 \cdot \left( \frac{\vec{V}_1 - \vec{V}_2}{Z} \right)^* \quad (3.1)$$

$$S = V_1 \left( \frac{V_1 - V_2 e^{j\delta}}{Z e^{-j\theta}} \right) \quad (3.2)$$

$$S = \frac{V_1^2}{Z} e^{j\theta} - \frac{V_1 V_2}{Z} e^{j(\theta + \delta)} \quad (3.3)$$



Aplicando-se a Fórmula de Euler dada por  $e^{j\theta} = \cos(\theta) + j\text{sen}(\theta)$  a fim de se obter as equações referentes aos fluxos de potência ativa e reativa, têm-se:

$$S = \frac{V_1^2}{Z} (\cos \theta + j\text{sen} \theta) - \frac{V_1 V_2}{Z} (\cos(\theta + \delta) + j\text{sen}(\theta + \delta)) \quad (3.4)$$

$$S = P + jQ = \frac{V_1^2}{Z} \cos \theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\theta + \delta) + \left( \frac{V_1^2}{Z} \text{sen} \theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \text{sen}(\theta + \delta) \right) j \quad (3.5)$$

Portanto, as potências ativa e reativa que fluem por essas barras são dadas pelas equações (3.6) e (3.7), respectivamente.

$$P = \frac{V_1^2}{Z} \cos \theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\theta + \delta) \quad (3.6)$$

$$Q = \left( \frac{V_1^2}{Z} \text{sen} \theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \text{sen}(\theta + \delta) \right) \quad (3.7)$$

A partir das equações mostradas acima, verifica-se que o fluxo de potência é fortemente dependente da impedância de saída do sistema. Dessa forma, as relações entre as potências ativa e reativa, frequência e amplitude da tensão devem ser analisadas, a partir das características da impedância de saída do conversor.

### 3.3 Impedância de Saída com Característica Indutiva ( $Z = jX$ )

Em alta e média tensão, a reatância ( $X$ ) dos condutores de conexão à carga é consideravelmente maior que a resistência ( $R$ ), de forma que essa última pode ser desprezada. Considerando  $X \gg R$  pode-se assumir que a impedância ( $Z$ ) possui apenas reatância indutiva, ou seja,  $Z = jX$ . Portanto as equações (3.6) e (3.7) podem ser reduzidas às dadas a seguir.

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \text{sen} \delta \quad (3.8)$$

$$Q = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (3.9)$$

Para pequenos valores de  $\delta$  tem-se  $\text{sen} \delta \cong \delta$  e  $\cos \delta \cong 1$ . Dessa forma, as equações (3.8) e (3.9) podem ser aproximadas pelas equações abaixo, que demonstram a relação P- $\delta$  e Q-V.

$$P \cong \frac{V_1 V_2}{X} \delta \quad (3.10)$$

$$Q \cong \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2) \quad (3.11)$$

Portanto, verifica-se que, para  $X \gg R$ , o fluxo de potência ativa depende, predominantemente, do ângulo de potência.

Por sua vez, o fluxo de potência reativa é, em sua maioria, influenciado pela diferença de tensão ( $V_1 - V_2$ ) entre as barras (GUERRERO *et al.*, 2005).

Nas relações de inclinação, geralmente, utiliza-se a frequência,  $\omega$ , ao invés do ângulo,  $\delta$ . Isso porque nas estratégias de controle de paralelismo de inversores, uma unidade não conhece a fase inicial de outra. A frequência sem carga, por outro lado, pode ser, facilmente, definida por  $\omega_0$ .

Essas condições formam a base da regulação por inclinação tradicionalmente utilizada nos sistemas de transmissão, cujo princípio de operação é dado pelas equações que se seguem:

$$\omega = \omega_0 - mP \quad (3.12)$$

$$V = V_0 - nQ \quad (3.13)$$

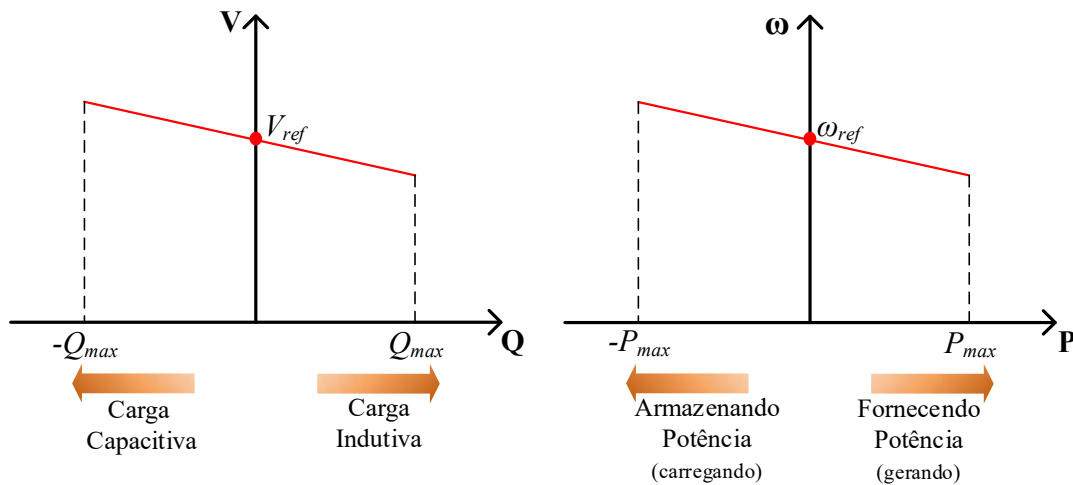
em que:

- $\omega_0$  e  $V_0$  são a frequência angular, em *rad/s*, e a amplitude da tensão de referência da malha de controle de potência, respectivamente. Em geral, esses valores correspondem à frequência da rede e à tensão nominal do conversor.
- $m$  e  $n$  são os coeficientes de inclinação que relacionam frequência e potência ativa e amplitude de tensão e potência reativa, respectivamente;
- $P$  e  $Q$  representam os fluxos de potência ativa e reativa.

O princípio do controle por inclinação é, então, descrito pela Figura 3.3. Essa figura ilustra que, em regime permanente, a tensão operacional do conversor é regulada através de um ajuste local, estabelecido pelas leis de controle definidas nas equações (3.12) e (3.13). A característica de inclinação  $P - \omega$  ilustrada, corresponde a uma aplicação em que o conversor é capaz de operar como retificador e inversor. Essa aplicação é apropriada principalmente para sistemas de armazenamento de energia, como baterias ou super-capacitores, por exemplo, em que devem ser consideradas as operações de fornecimento (descarga da bateria) e consumo (carga da bateria) de potência ativa.

No entanto, a utilização dessa técnica de controle para fontes de geração distribuída, como por exemplo microturbinas a gás, é limitada apenas para valores positivos de potência ativa ( $P$ ). Por outro lado, para qualquer aplicação, o conversor pode operar fornecendo ou absorvendo potência reativa. Essa dinâmica depende da característica da corrente indutiva ou capacitiva, referente à fonte de geração.

Figura 3.3 - Tensão versus Potência Reativa e Frequência versus Potência Ativa



Fonte: Adaptado de (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Observando a Figura 3.3, verifica-se que, quanto maior a inclinação da reta  $P$ -  $\omega$ , maior será a variação de frequência, para uma dada variação de potência. Nesse caso, a variação da frequência em hertz (Hz) é definida por (3.14).

$$\Delta f = f_0 - f = \frac{mP}{2\pi} \quad (3.14)$$

De forma que o coeficiente de inclinação deve ser limitado pela variação máxima de frequência admissível na MR. Portanto, o coeficiente de inclinação máximo deve ser

$$m_{\max} = 2\pi \frac{\Delta f_{\max}}{P_{\text{nom}}} \quad (3.15)$$

em que  $\Delta f_{\max}$  é a variação máxima de frequência em Hz admissível na MR e  $P_{\text{nom}}$  corresponde à potência ativa nominal do conversor. Assim  $m$  é dado em  $\text{rad/sW}$ .

Para sistemas de armazenamento que possuem a capacidade de fornecer e armazenar energia, o coeficiente de inclinação máximo é definido como:

$$m_{\max} = 2\pi \frac{\Delta f_{\max}}{2P_{\text{nom}}} \quad (3.16)$$

Uma análise similar pode ser feita para determinar o coeficiente de inclinação máximo para a relação Q-V. A regulação ou variação da tensão na saída do conversor pode ser obtida pela equação (3.17).

$$\Delta V = V - V_0 = nQ \quad (3.17)$$

Assim, considerando que os conversores têm a capacidade de fornecer ou absorver potência reativa, o coeficiente máximo de inclinação  $n_{\max}$  é definido por:

$$n_{\max} = \frac{\Delta V_{\max}}{2Q_{\text{nom}}} \quad (3.18)$$

em que  $\Delta V_{\max}$  e  $Q_{\text{nom}}$  correspondem, respectivamente, à máxima variação de tensão admissível na MR e à potência reativa nominal do conversor. Assim  $n$  é dado em  $V/VAr$ . É válido ressaltar, no entanto, que se deve considerar que a queda de tensão na carga pode ser ainda maior que  $\Delta V_{\max}$ , devido à queda de tensão sobre os cabos de conexão.

Em (AZEVEDO, 2011), verifica-se que a precisão do compartilhamento de carga é fortemente afetada pela diferença entre as impedâncias da linha de distribuição que faz a conexão do RED (e do conversor) à carga, devido a uma relação natural existente entre a amplitude de tensão e potência reativa, intrínseca ao sistema elétrico. Assim, o conversor que se encontra mais próximo à carga tende a contribuir mais com a demanda de potência reativa. Dessa forma, tornam-se necessárias algumas adaptações da estratégia de controle, visando a superação desse efeito indesejado.

Para a correta determinação dos coeficientes de inclinação, deve-se considerar além do comportamento em regime permanente, o comportamento dinâmico do sistema. Por exemplo, valores pequenos de  $m$  resultam em uma resposta dinâmica lenta às variações de potência ativa.

Por outro lado, valores elevados podem levar a oscilações ou instabilidade. Vários estudos já foram realizados com o objetivo de analisar o comportamento dinâmico do sistema, a depender dos coeficientes de inclinação, como por exemplo (GUERRERO, J.M. *et al.*, 2004) em que é proposto um modelo de pequeno sinal para o sistema de inversores em paralelo controlados por *droop* com o objetivo de analisar a estabilidade e a resposta transitória do mesmo. Os coeficientes de inclinação são escolhidos a partir dessas análises, ajustando-se a resposta transitória e assegurando a estabilidade do sistema.

Entretanto, a determinação ótima de  $m$  e  $n$  é difícil, devido às não linearidades do sistema e ao número de variáveis envolvidas na análise, que deve considerar parâmetros como a impedância dos cabos de conexão, por exemplo.

Por esse motivo, muitos trabalhos optam por determinar esses coeficientes com base apenas nas simulações, buscando valores que resultem em um bom compartilhamento da carga sem provocar a instabilidade do sistema.

Independentemente do método utilizado na determinação dos coeficientes de inclinação, para proporcionar um compartilhamento adequado de potência, segundo a capacidade de cada inversor, os coeficientes devem apresentar as seguintes relações:

$$m_1 S_1 = m_2 S_2 = m_3 S_3 = \dots = m_n S_n \quad (3.19)$$

$$n_1 S_1 = n_2 S_2 = n_3 S_3 = \dots = n_n S_n \quad (3.20)$$

em que  $S_1, S_2, S_3, \dots, S_n$  representam a potência aparente de cada inversor e  $m_n$  e  $n_n$  corresponde aos seus respectivos coeficientes de inclinação.

Dessa forma, analisando-se as equações (3.19) e (3.20) e supondo uma situação de compartilhamento de potência entre dois inversores com potências aparentes dadas por  $S_1$  (inversor 1) e  $S_2$  (inversor 2) em que  $S_1 = 2S_2$ , têm-se que  $m_2 = 2m_1$  e  $n_2 = 2n_1$ . Ou seja, o compartilhamento da potência entre os inversores ocorrerá de forma que o inversor 1 irá operar sempre com o dobro da potência ativa e reativa do inversor 2, de acordo com suas capacidades nominais.

### 3.4 Impedância de Saída com Característica Resistiva ( $Z=R$ )

Quando a impedância de saída do conversor possui característica resistiva ( $\theta=0^\circ$ ), como é o caso de sistemas em baixa tensão ( $R \gg X$ ), as potências ativas e reativas são dadas por:

$$P \cong \frac{V_1^2 - V_1 V_2}{R} \quad (3.21)$$

$$Q \cong -\frac{V_1 V_2}{R} \delta \quad (3.22)$$

Verifica-se que, neste caso, há uma completa inversão das relações de inclinação descritas anteriormente. A potência ativa passa a depender, predominantemente, da diferença de tensão entre os nós e a potência reativa passa a depender do negativo do ângulo de carga. Assim, para um compartilhamento adequado da carga, as regras de inclinação de frequência e tensão são modificadas para:

$$\omega = \omega_0 + mQ \quad (3.23)$$

$$V = V_0 - nP \quad (3.24)$$

Portanto, o esquema de controle baseado nas relações P- $\omega$  e Q-V são válidos apenas quando a impedância de saída do conversor é considerada indutiva. Quando a impedância de saída do sistema possui característica resistiva, as relações utilizadas passam a ser P-V e Q- $\omega$ . Alguns trabalhos que abordam a temática do paralelismo de conversores em sistemas de distribuição optam por esta abordagem de controle, como por exemplo (GUERRERO *et al.*, 2006).

Entretanto, quando a reatância de conexão dos cabos é da mesma ordem de grandeza da resistência, os dois casos de inclinação descritos anteriormente não são capazes de conduzir a bons resultados de compartilhamento de carga.

A solução mais utilizada para superar esse problema é a implementação de uma impedância virtual emulada na saída do inversor através de um laço de controle. As características da impedância virtual dependem da estratégia de controle utilizada. Muitos trabalhos optam pelo projeto de impedâncias indutivas. Em (LYU *et al.*, 2018), por exemplo, é proposta uma impedância virtual adaptativa, com característica indutiva.

Essa impedância virtual adaptativa é resultado de um algoritmo consensual, que tem como objetivo proporcionar um compartilhamento adequado da potência reativa na MR ilhada, independentemente dos erros causados pela impedância das linhas.

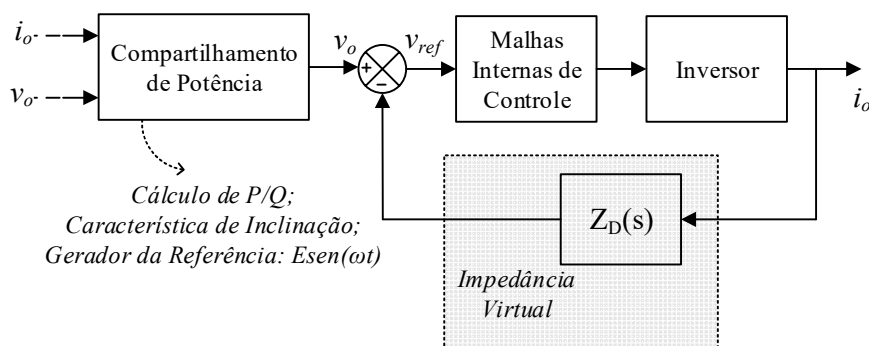
Outros autores optam pela emulação de impedâncias resistivas, visando a aplicação de um controle P-V e Q- $\omega$ , como (GUERRERO *et al.*, 2006), por exemplo. Ademais, há trabalhos que propõem projetos de impedâncias virtuais com ambas as características ou com comportamento adaptativo. Essas estratégias podem ser verificadas em (DOU *et al.*, 2017), (LI, Z. *et al.*, 2015b) e (GUERRERO *et al.*, 2005).

Através da implementação da impedância virtual, garante-se uma determinada característica (indutiva ou resistiva) para a saída do inversor, possibilitando a aplicação das relações do controle por inclinação. Essa estratégia também é capaz de reduzir os efeitos de possíveis assimetrias dos cabos de conexão, que prejudicam o compartilhamento de potência, como mencionado anteriormente. Ademais, o projeto da impedância virtual pode ser feito com o objetivo de corrigir o acoplamento entre o controle da potência ativa e reativa típico quando se tem uma relação  $X/R$  pequena.

### 3.5 Impedância Virtual

O conceito de impedância virtual está relacionado à emulação de uma impedância na saída do inversor através de um laço de controle, como pode ser visto na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Diagrama de Blocos do sistema em malha fechada com a emulação da impedância virtual



Fonte: Adaptado de (GUERRERO *et al.*, 2005).

A malha da impedância virtual consiste na alteração da tensão de referência, calculada pelas relações do controle por inclinação, proporcionalmente à corrente de saída do conversor.

Dessa forma, a tensão de referência é dada, instantaneamente pela equação (3.25).

$$V_{ref} = V_0^* - Z_D(s) \cdot i_0 \quad (3.25)$$

em que:

$Z_D(s)$  é a impedância virtual;

$V_0^*$  é a tensão de referência de saída do conversor sem carga, dada por  $V_0^* = V \cdot \text{sen}(\omega t)$ , sendo  $V$  a amplitude da tensão de referência;

$i_0$  é a corrente de saída do conversor;

$V_{ref}$  é a tensão de referência considerando-se a impedância virtual

Em geral, para utilizar as relações P- $\omega$  e Q-V de controle, a impedância virtual é projetada com característica indutiva. Entretanto, em (GUERRERO *et al.*, 2005) verifica-se que a simples inserção de um comportamento indutivo ao sistema poderia causar o aumento no índice de distorções harmônicas do sistema ao suprir cargas não-lineares. Por este motivo, o autor propõe uma impedância adaptativa, que na frequência nominal apresenta comportamento indutivo, porém em altas frequências possui comportamento mais resistivo. Assim, ao invés da simples emulação de um indutor virtual dado por  $Z_D(s) = L \cdot s$ , é adicionado um filtro passa alta à equação da tensão de referência.

Portanto,  $V_{ref}$  será dada por:

$$V_{ref} = V_0^* - L_v \frac{\omega_p \cdot s}{s + \omega_p} \quad (3.26)$$

### 3.6 Estrutura do Controle por Inclinação Proposto

Em nível primário, a técnica de controle por inclinação é aplicada à MTG e ao banco de baterias, pois ambos são considerados recursos despacháveis de energia elétrica.

Neste trabalho optou-se por aplicar as relações P- $\omega$  e Q-V de controle por inclinação, utilizando a malha de impedância virtual adaptativa proposta por (GUERRERO *et al.*, 2005), apresentada anteriormente.

Com o objetivo de regular as potências ativa e reativa de saída do RED de forma descentralizada, compartilhando adequadamente a carga, o controle por inclinação é aplicado a partir das equações (3.27) e (3.28), mostradas a seguir.



$$\omega = \omega^* - G_P(s)(P - P^*) \quad (3.27)$$

$$V = V^* - G_Q(s)(Q - Q^*) \quad (3.28)$$

Em que:

- $\omega^*$  e  $V^*$  são a frequência angular, em  $rad/s$ , e a amplitude da tensão de referência da malha de controle da potência (V), respectivamente. Em geral, esses valores correspondem à frequência e à tensão nominal da rede;
- $P^*$  e  $Q^*$  referem-se à potência ativa e reativa de referência do controle, respectivamente, que geralmente correspondem à potência nominal do RED;
- $P$  e  $Q$  representam os fluxos de potência ativa e reativa ou valores de operação do RED; e
- $G_P(s)$  e  $G_Q(s)$  representam os controladores que estabelecem o controle por inclinação.

Nesse caso, considerando os parâmetros do SDEE, os valores de  $\omega^*$  e  $V^*$  adotados são, respectivamente,  $377 \text{ rad/s}$  e  $220\sqrt{2} \text{ V}$ .

A potência ativa é regulada através de  $G_P(s)$  que pode corresponder a um controlador proporcional  $P$ , como no *droop control* convencional, ou um proporcional derivativo,  $PD$ . Nesses casos, o inversor funciona no modo controle de tensão (*Voltage Control Model – VCM*). O inversor pode, ainda, funcionar no modo controle de potência (*Power Control Model – PCM*), com  $G_P(s)$  operando como um controlador proporcional integral  $PI$  ou um proporcional integral derivativo  $PID$  (WU *et al.*, 2015).

A

Tabela 3.1 apresenta o comportamento da regulação da potência ativa do conversor com base no controlador empregado. Observando a tabela, verifica-se a situação em que  $G_P(s)$  é igual a zero. Esse caso corresponde a uma condição ideal onde  $\omega$  e  $V$  assumem os valores de  $\omega^*$  e  $V^*$ , respectivamente. A regulação da potência reativa pode ser feita de forma similar.

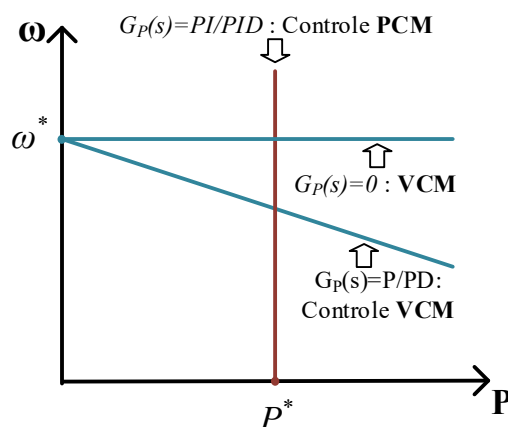
Tabela 3.1 - Performance da regulação da potência baseada nos controladores aplicados ao controle por inclinação

$G_P(s)$	Controle P/PD	Controle PI/PID	0
<b>Modo de Controle</b>	VCM	PCM	VCM
<b>Saída de Potência para o RED <math>i^{th}</math> (<math>j^{th}</math>)</b>	$P_i \cdot m_{pi} = P_j \cdot m_{pj}$	$P_i = P_i^*$	-

Fonte: Adaptado de (WU *et al.*, 2015). NOTA: VCM – Voltage Control Model ; PCM – Power Control Model.

A análise do modo de controle para a relação  $Q-V$  pode ser feita de forma similar. Assim, os valores assumidos por esses controladores ( $G_P(s)$  e  $G_Q(s)$ ) refletem-se na inclinação das curvas  $P-\omega$  e  $Q-V$ . Na Figura 3.5 é apresentada uma ilustração desse comportamento para  $G_P(s)$ .

Figura 3.5 - Relação  $P-\omega$  em estado estável, baseada nos diferentes controladores que estabelecem o controle por inclinação



Fonte: Adaptado de (WU *et al.*, 2015).

Dessa forma, a regulação da potência pode assumir os modos de controle VCM e PCM ajustando-se a inclinação das curvas  $P-\omega$  e  $Q-V$ . Entretanto, é válido ressaltar que para a MR operando em modo isolado, em geral,  $G_P(s)$  não deve assumir a função de um controlador  $PI$  ou  $PID$ , em favor do compartilhamento da potência. Porém, a aplicabilidade de integradores em operação conectada à rede elétrica é necessária para se obter boa precisão na injeção de potência ativa e reativa na rede de distribuição (GUERRERO *et al.*, 2011).

Neste trabalho,  $G_p(s)$  e  $G_Q(s)$  são expressos de acordo com as equações (3.29) e (3.30), respectivamente.

$$G_p(s) = m_p + m_d \cdot s + \frac{m_i}{s} \cdot MOP \quad (3.29)$$

$$MOP \in [0, 1]$$

$$G_Q(s) = n_p + \frac{n_i}{s} \quad (3.30)$$

em que MOP assume o valor 0 para a MR em modo isolada e o valor 1 para a MR conectada à rede.

Assim, a estratégia de controle da potência ativa consiste no modo VCM, baseado em um controlador *PD*, em operação isolada e, no modo PCM, baseado em um *PID*, em operação conectada à rede.

Por outro lado, para a regulação da potência reativa verificou-se melhor desempenho ao utilizar em ambos os modos de operação (ilhado e conectado) o PCM.

Essa foi considerada a melhor opção para solucionar o problema de circulação de reativo entre os *REDS* em operação isolada da MR. Nesse caso, torna-se necessário o auxílio do controle secundário no fornecimento da potência de referência para cada RED.

Assim,  $m_p$ ,  $m_d$ ,  $m_i$  assumem os valores dos parâmetros do controlador *PID* para a regulação da potência ativa e  $n_p$  e  $n_i$  os parâmetros do controlador *PI* para a regulação da potência reativa. Esses parâmetros são determinados através das funções de transferência obtidas pelas equações de fluxo de potência (3.8) e (3.9). A essas funções, é integrada, também, a função referente ao filtro passa-baixa utilizado no cálculo da potência ativa e reativa de operação. Assim, a partir da modelagem de pequeno sinal verificada em (GUERRERO, J. M. et al., 2004), foram obtidas as seguintes funções de transferência:

$$\frac{P}{\phi} = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \cdot \cos(\phi) \quad (3.31)$$

$$\frac{Q}{V_1} = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{V_2}{X} \cdot \cos(\phi) \quad (3.32)$$

Em que  $\phi$  representa o ângulo de fase entre a tensão de saída do inversor (ou RED) e da barra comum,  $\omega_c$  a frequência do corte do filtro passa-baixa e  $V_1$  e  $V_2$  a amplitude da tensão de saída do inversor e da barra comum (ou carga), respectivamente.

É válido ressaltar que, em operação isolada, o valor de  $m_p$  deve obedecer as equações (3.15) e (3.19) com o objetivo de proporcionar um compartilhamento adequado da potência ativa entre os recursos energéticos distribuídos.

Ademais, na estratégia de controle adotada para a operação isolada, a componente  $P^*$  da equação (3.27) é igualada a zero. Essa estratégia não altera o funcionamento do controle por inclinação e permite a inserção de uma aplicabilidade alternativa ao mesmo, que será descrita logo mais. Assim, para a MR isolada, assume-se a estratégia definida pela equação (3.33) para o compartilhamento da potência ativa.

$$\omega = \omega^* - G_p(s)P \quad (3.33)$$

É válido ressaltar que para garantir uma operação adequada, o valor de  $\omega^*$  deve ser recalculado para que a potência de operação assuma o valor correspondente à potência nominal da GD ante a frequência da rede, como mostra a equação (3.34).

$$\omega^* = \omega_{nom} + m_p \cdot P_{nom} \quad (3.34)$$

em que:

$\omega_{nom}$  refere-se à frequência de operação, que deve ser definida como  $377 \text{ rad/s}$ .

$P_{nom}$  corresponde à potência nominal da GD.

Por fim, para o sistema de armazenamento de energia elétrica, utilizou-se a equação (3.35) na regulação da potência ativa, com o objetivo de balancear o compartilhamento de potência entre as unidades de GD e o banco de baterias. Nessa situação, a depender do  $SoC$ , a contribuição de potência ativa do SAEE é ajustada. Assim, quanto menor o  $SoC$ , menor a contribuição da bateria, aumentando a vida útil da mesma. Os valores de  $\alpha$  são gerenciados pelo controle secundário.

$$\omega = \omega^* - \left( \frac{m_p}{\alpha} + m_d \cdot s \right) \cdot P \quad (3.35)$$

A tabela, apresenta os parâmetros iniciais para as diferentes estratégias de controle por inclinação adotadas em operação isolada e conectada à rede.

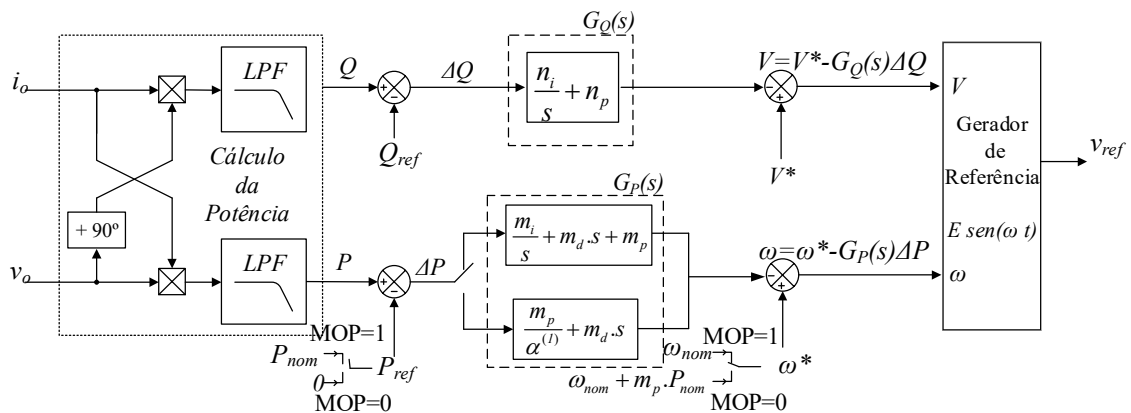
Tabela 3.2 – Parâmetros iniciais do controle por inclinação adotado

Parâmetros	Operação Isolada	Operação Conectada
$G_P(s)$	$\frac{m_p}{\alpha^{(1)}} + m_d \cdot s$	$\frac{m_i}{s} + m_d \cdot s + m_p$
$G_Q(s)$	$\frac{n_i}{s} + n_p$	$\frac{n_i}{s} + n_p$
$P^*$	$P^* = 0$	$P^* = P_{nom}$
$\omega^*$	$\omega^* = \omega_{nom} + m_p \cdot P_{nom}$ $\omega_{nom} = 377 \text{ rad/s}$	Definido pela rede principal
$Q^*$	Definido pelo controle secundário	Definido pelo controle secundário
$V^*$	$V^* = 220 \cdot \sqrt{2}$	Definido pela rede principal

Fonte: O próprio Autor. NOTA (1): O coeficiente  $\alpha$  é incluído apenas para o SAEE.

Na Figura 3.6, é mostrado esquemático do controle por inclinação proposto, em que as referências  $Q_{ref}$  e  $P_{ref}$ , bem como o coeficiente  $\alpha$  são fornecidos pelo controle secundário.

Figura 3.6 - Esquemático do controle primário proposto



Fonte: O próprio autor.

### 3.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a fundamentação teórica da técnica de controle por inclinação e apresentou a estratégia de controle do nível hierárquico primário aplicada aos conversores que interligam as fontes despacháveis, microturbina a gás e banco de baterias, à MR.

Com o objetivo de priorizar o despacho da geração das fontes intermitentes para os sistemas eólico e fotovoltaico, considerou-se os conversores de interface GD/MR controlados como fontes de corrente. As fontes intermitentes são não despacháveis e operam em seus valores de máxima potência, sem participação no controle de frequência e tensão da MR.

Portanto, em resumo, o controle primário da MR foi implementado, baseando-se essencialmente no controle por inclinação aplicado aos conversores que interligam as fontes despacháveis à MR, adequando-se à intermitência de geração das fontes não despacháveis.

Além disso, foram apresentados o modo de controle aplicados ao controle por inclinação cujo controlador pode corresponder a um proporcional  $P$ , como no *droop control* convencional, ou a um proporcional derivativo,  $PD$ . Nesses casos, o inversor funciona no modo  $VCM$ . O inversor pode, ainda, funcionar no modo  $PCM$ , com  $G_P(s)$  operando como um controlador proporcional integral  $PI$  ou um proporcional integral derivativo  $PID$ .

Na estratégia proposta, o controle da potência ativa consiste no modo  $VCM$ , baseado em um controlador  $PD$ , em operação isolada e, no modo  $PCM$ , baseado em um  $PID$ , em operação conectada à rede. Enquanto para a regulação da potência reativa verificou-se melhor desempenho ao utilizar em ambos os modos de operação (ilhado e conectado) o  $PCM$ , baseado em um controlador  $PI$ .

Apesar do controle primário ser aplicado, em resumo, às fontes despacháveis, o controle e gerenciamento implementado em nível secundário atua tanto sobre os recursos energéticos despacháveis, quanto sobre as fontes não despacháveis.

## 4 SISTEMAS MULTIAGENTES

Neste capítulo é apresentado o conceito de Sistemas Multiagentes juntamente com suas características e é realizada uma análise dessa abordagem em uma perspectiva de aplicação ao controle de microrredes.

Posteriormente, são apresentadas as definições de Agente Inteligente e as arquiteturas mais comuns de SMA.

Finalmente, são apresentados o padrão FIPA-ACL, para a padronização de agentes, e a plataforma PADE (“*Python Agent Development Enviroment*”) de desenvolvimento de sistemas multiagentes.

Ao final do capítulo, é apresentada a arquitetura do SMA proposto para o controle secundário da MR.

### 4.1 Introdução a Sistemas Multiagentes

Um Sistema Multiagente é um sistema composto por um conjunto de agentes, softwares e/ou hardware distribuídos, com metas específicas, que interagem e negociam uns com os outros, em um mesmo ambiente, com o objetivo de solucionar um problema global ou realizar uma determinada tarefa (WOOLDRIDGE, 2009).

O SMA possui a capacidade de lidar com problemas grandes e complexos, a partir da fragmentação desses, baseando-se em agentes (reativos ou inteligentes).

Esses agentes, autônomos e cooperativos, permitem a decomposição de sistemas em componentes de comunicação reutilizáveis, redistribuíveis e independentes, conferindo ao SMA as seguintes capacidades, de acordo com Moradi, Razani, Hoseinian (2016):

- a) modularidade e cooperação;
- b) autonomia;
- c) manipulação de fontes de dados e expertise distribuídas;
- d) flexibilidade e extensibilidade.

Essa abordagem tem sido muito aplicada à modelagem e simulação de sistemas distribuídos nas mais diversas áreas do conhecimento, tais quais: economia, comércio, saúde, planejamento urbano, ciências sociais, banco de dados, sistemas operacionais, redes de computadores e sistemas elétricos de potência.

Na Engenharia elétrica, essa técnica emergiu como uma tecnologia propícia e altamente competitiva em muitas áreas, como modelagem e simulação, monitoramento e diagnóstico, proteção e, por fim, no controle distribuído. Em Hatzigiorgiou (2014), são apresentadas algumas aplicações práticas de SMA na solução de problemas no sistema elétrico de potência e no controle de *MRs*.

Essencialmente distribuída, a arquitetura do SMA é compatível com os processos que compõe o conceito de rede elétrica inteligente, REI, (“*smart grid*”). Na Tabela 4.1, estão relacionadas as características de redes elétricas inteligentes e de sistemas distribuídos, como é o caso do SMA.

Tabela 4.1 – Quadro comparativo entre sistemas distribuídos e REI

<b>Característica</b>	<b>Sistema Distribuído</b>	<b>REI</b>
<b>Concorrência</b>	Processos executados simultaneamente em máquinas diferentes.	Processos diferentes executados em diferentes dispositivos da rede elétrica.
<b>Heterogeneidade</b>	Diferença entre máquinas no mesmo sistema distribuído.	Máquinas com funções distintas alocadas na mesma rede elétrica
<b>Sincronização via mensagens</b>	Sistemas coordenam suas atividades a partir da troca de mensagens.	Dispositivos usam a camada de comunicação para coordenar tarefas
<b>Tolerância a falhas</b>	Uma falha poderá afetar parte de um sistema distribuído, sem necessariamente afetar o sistema inteiro.	A falha de um dispositivo que executa uma tarefa específica pode não afetar outros dispositivos
<b>Protocolos abertos de comunicação</b>	É necessário que os diversos componentes do sistema consigam comunicar-se entre si através de um protocolo comum.	Os diferentes equipamentos do sistema devem utilizar um protocolo comum para troca de mensagens.

Fonte: Adaptado de (SARAIVA, 2015).



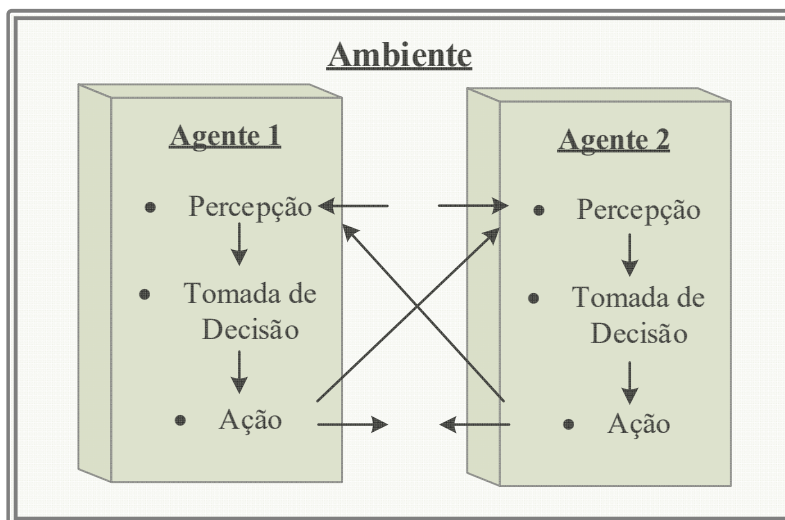
## 4.2 Agente Inteligente

Até então, não foi estabelecida uma definição formal de um Agente. Porém, em (RUSSEL; STUART; NORVIG, 1995) e (WOOLDRIDGE, 2009), define-se agente como um sistema computacional autônomo que percebe seu ambiente, por meio de sensores, e age sobre o mesmo, através de atuadores, visando alcançar os objetivos a este estabelecidos.

Na Figura 4.1, é observada a representação da operação de agentes, em um dado ambiente, estruturada em três etapas:

- a) percepção: fase da coleta de dados, por meio do monitoramento da situação atual ou previsão do estado futuro;
- b) tomada de decisão: é realizada de forma inteligente ou reativa;
- c) ação: altera o ambiente de forma física (ações de hardware) ou não física (ações de software).

Figura 4.1 – Operação de um SMA e interações dos agentes



Fonte: Adaptado de (ROCHE et al., 2010).

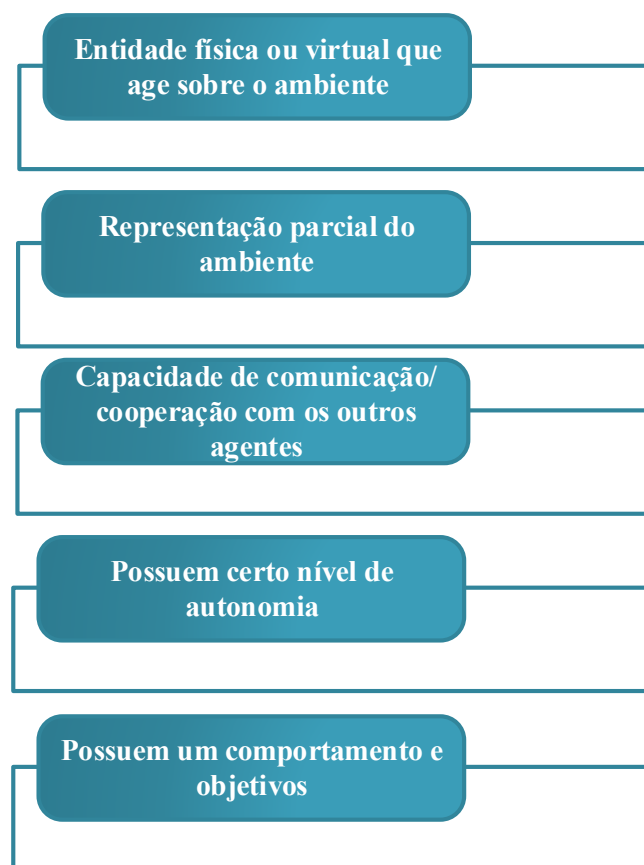
A definição dos agentes pode estar relacionada tanto a uma entidade física e seu comportamento (ou atuação) no sistema, como também a uma determinada função ou tarefa, sem a necessidade da associação a uma entidade física, propriamente dita.

Os agentes possuem a capacidade de comunicar-se entre si e atuar de forma coordenada sobre um ambiente, com a finalidade de atingir um objetivo global, ou realizar uma tarefa em comum. Entretanto, individualmente, essas entidades não têm conhecimento ou uma representação do ambiente como um todo.

Por exemplo, em um sistema de potência, o agente referente a um dado gerador sabe apenas o nível de tensão de sua barra e pode, dependendo de suas funções, estimar os estados e níveis de tensão em outros pontos. Entretanto, esse agente não tem uma visão global do sistema (HATZIARGYRIOU, 2014).

Dadas as funções dos agentes, as características dos mesmos estão descritas na Figura 4.2. Porém essas características não são suficientes na especificação de um Agente Inteligente.

Figura 4.2 – Características dos agentes



Fonte: Adaptado de (HATZIARGYRIOU, 2014).

Ao considerar, por exemplo, a atuação típica de um relé no sistema de potência, esse dispositivo possui uma representação parcial do ambiente (medidas de tensão), tem a capacidade de atuar sobre o ambiente (através do controle de chaves) e, por fim, reage de forma autônoma de acordo com a sua função ou objetivo (abrir a chave quando o nível de tensão ultrapassar determinado limite).

Dadas essas características, de acordo com Hatziargyriou (2014) , essa entidade pode ser considerada um agente. Porém é denominada como um Agente Reativo, que apenas responde a estímulos.

Diferentemente, os Agentes Inteligentes possuem uma característica básica que lhes atribui propriedades comportamentais que os diferenciam de outros agentes: a flexibilidade. De acordo com Wooldridge (2009), a flexibilidade proporciona aos agentes inteligentes as seguintes características:

- a) **reatividade**: é a capacidade do agente perceber e reagir a mudanças em seu ambiente, em tempo hábil, atuando no sentido de satisfazer os objetivos estabelecidos no seu projeto;
- b) **pró atividade**: é a capacidade do agente de adaptar-se a fim de alcançar as suas metas e atingir seus objetivos, independente de estímulos externos;
- c) **habilidade social**: capacidade de interagir e negociar com outros agentes, a fim de atingir metas individuais e, ainda, satisfazer objetivos comuns ou realizar tarefas em conjunto, referente à operação do SMA, como um todo.

### 4.3 Arquitetura dos Sistemas Multiagentes

A arquitetura do SMA baseia-se na forma como está estruturada a iteração e a comunicação entre os agentes.

No desenvolvimento de um sistema multiagente, a escolha da arquitetura é de suma importância e deve ser feita de acordo com as especificações do projeto.

As três arquiteturas mais difundidas na literatura e aplicadas e utilizadas em aplicações às redes elétricas são:

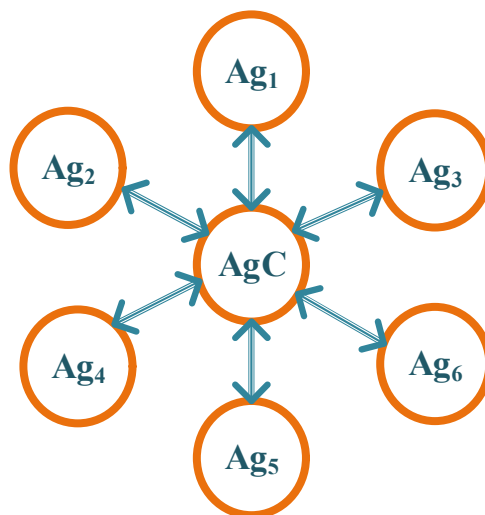
- arquitetura centralizada;
- arquitetura hierárquica; e
- arquitetura híbrida.

#### 4.3.1 Arquitetura Centralizada

Nesse modelo todos os agentes estão no mesmo nível hierárquico e existe um coordenador central que se comunica e coordena as ações de todos os agentes (SAMPAIO, 2017).

Através da Figura 4.3, é mostrada a representação de uma arquitetura centralizada ou horizontal em que  $Ag_n$  corresponde aos agentes do SMA.

Figura 4.3 – Arquitetura centralizada ou horizontal



Fonte: Adaptado de (MORADI et al., 2016).

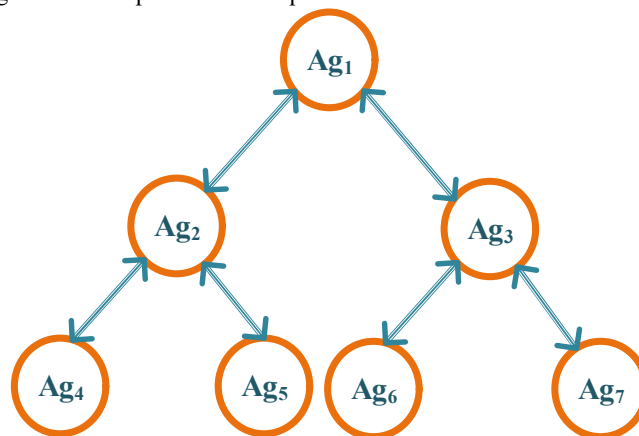
Essa arquitetura apresenta algumas limitações. Além da complexidade, tanto em termos de processamento quanto na comunicação, esse modelo requer um computador central de alto desempenho e não apresenta tolerância a falhas.

Devido a essas limitações, geralmente, essa arquitetura não é utilizada na automação de sistemas elétricos.

#### 4.3.2 Arquitetura Hierárquica

Também denominada de arquitetura distribuída ou vertical, nesse modelo, representado na Figura 4.4, os agentes estão distribuídos em níveis hierárquicos.

Figura 4.4 – Arquitetura hierárquica ou vertical



Fonte: Adaptado de (MORADI et al., 2016).

Como pode-se observar através da Figura 4.4, os agentes de níveis hierárquicos superiores são supridos pelos agentes que se encontram em níveis inferiores e comunicam-se apenas com os agentes vizinhos. Assim, é requerido um sistema de comunicação de baixa complexidade, se comparado com a arquitetura centralizada.

Entretanto, a ausência de um elemento centralizador pode acarretar problemas na coordenação do sistema para o alcance de objetivos globais.

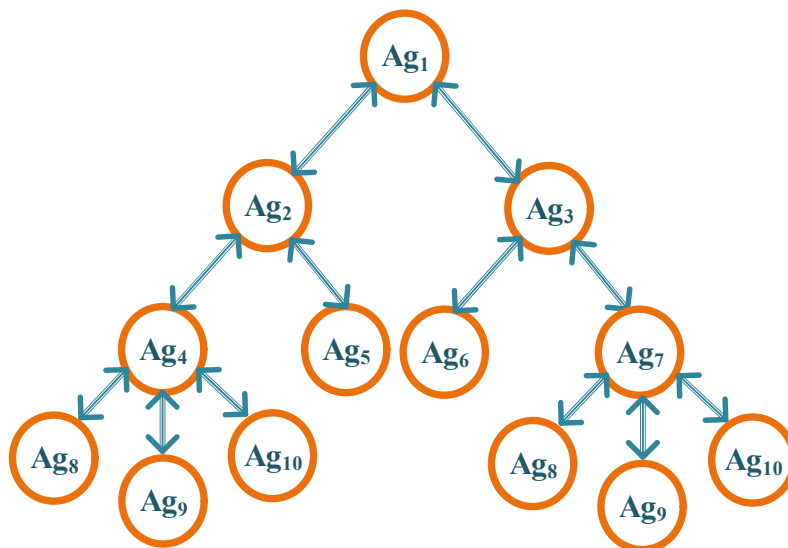
Apesar dessa limitação, atualmente, esse modelo é o mais utilizado em SMA aplicados à automação do sistema elétrico.

### 4.3.3 Arquitetura Híbrida ou 3D

Esse modelo associa as estratégias das arquiteturas centralizada e hierárquica, conferindo mais robustez ao sistema.

Como pode ser visto na Figura 4.5, nesse modelo os agentes estão distribuídos em níveis hierárquicos coexistindo com a presença de elementos centralizadores que coordenam as ações de determinados grupos.

Figura 4.5 – Arquitetura híbrida ou 3D



Fonte: Adaptado de (MORADI et al., 2016).

Essa estruturação torna o sistema menos vulnerável a falhas e atribui maior confiabilidade nas tomadas de decisão.

#### 4.4 Padronização de Agentes

Na implementação de um sistema multiagente, a comunicação entre os agentes tem um papel central. Para que o SMA funcione da forma pretendida, é necessário garantir a compreensão das mensagens transmitidas entre os agentes. Assim é essencial a padronização dessas entidades.

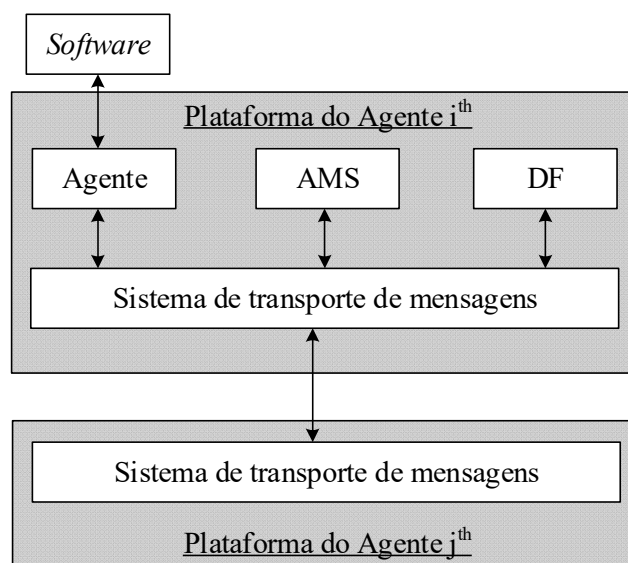
A *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA), criada pelo IEEE (*Institute of Electrical and Eketronics Engineers*), é uma organização que tem como objetivo central definir padrões para tecnologias baseadas em SMA, com a finalidade de garantir a interoperabilidade entre os SMA e outras tecnologias (SAMPAIO, 2017).

A FIPA define padrões relacionados a três questões centrais (FIPA, 2015):

- Comunicação entre agentes;
- Gerenciamento de agentes; e
- Arquiteturas dos agentes.

Na Figura 4.6, é mostrada a estrutura de uma plataforma de SMA, definida pela FIPA. Cada plataforma é composta por *containers* distribuídos, designados aos agentes, e um *container* principal, designado ao Agente Gerenciador de serviços (*Agent Management System - AMS*), obrigatório. O *container* referente ao Diretório Facilitador (DF) é opcional (FIPA, 2015).

Figura 4.6 – Plataforma de Sistemas Multiagentes definida pela FIPA



Fonte: Adaptado de (ROCHE et al., 2010).

Os agentes devem possuir uma identificação, denominada AID (*Agent Identifier*), fornecida pelo AMS.

Por fim, o Sistema de Transporte de Mensagens permite a troca de mensagens entre os agentes, que é realizada no padrão FIPA-ACL (*Agent Communication Language*). Essa linguagem define os requisitos para a troca de mensagens entre os agentes, viabilizando uma comunicação confiável em que os agentes concordam com as terminologias utilizadas.

#### **4.5 Plataforma para Desenvolvimento de Sistemas Multiagentes**

As plataformas de desenvolvimento de sistemas multiagentes consistem em *frameworks* que fornecem ferramentas para o desenvolvimento de agentes e estruturação da arquitetura de comunicação entre os mesmos.

São várias as plataformas utilizadas para o Desenvolvimento de SMA, como por exemplo JADE, ESMERALD e JAS. Em (SAMPAIO, 2017), é feita uma análise comparativa entre algumas utilizadas na atualidade.

A plataforma utilizada no desenvolvimento do SMA referente ao controle secundário da MR proposta foi a *Python Agent Development Environment* (PADE), desenvolvida por (MELO, 2015; MELO et al., 2019).

A plataforma PADE permite o desenvolvimento, implementação e teste do sistema multiagente em *Python*, em conformidade com as especificações da FIPA.

Em (MELO, 2015) são apresentados os principais módulos do PADE e é feita uma comparação entre as plataformas PADE e JADE (plataforma, atualmente, mais utilizada em aplicação no sistema elétrica).

Optou-se pelo uso PADE no desenvolvimento do SMA devido a possibilidade de integração ao software *PSCAD*, onde foram realizadas as simulações da MR. Em sua última versão (v.4.6), o *PSCAD* disponibilizou uma biblioteca de automação de sistemas elétricos em *Python*. Assim, a integração PADE/ *PSCAD* permitiu a simulação da MR e do SMA concomitantemente, tornando possível a implementação, e a análise mais real de diversos aspectos do controle distribuído da MR.

#### 4.6 Sistema Multiagente Proposto

O SMA desenvolvido para o controle secundário da MR proposta inclui as seguintes aplicabilidades:

- a) restauração dos desvios de frequência e amplitude da tensão da MR em operação isolada;
- b) compartilhamento proporcional da potência reativa entre os RED;
- c) gerenciamento dos RED despacháveis;
- d) negociação do corte de carga e restabelecimento dessa, quando necessário;
- e) definição da potência injetada ou consumida da rede elétrica de distribuição.

Para realizar essas funções, considerou-se uma arquitetura híbrida ou 3D, em que os agentes estão distribuídos em níveis hierárquicos, coexistindo com a presença de elementos centralizadores que coordenam as ações de determinados grupos.

Nesse sentido, os seguintes agentes inteligentes foram desenvolvidos:

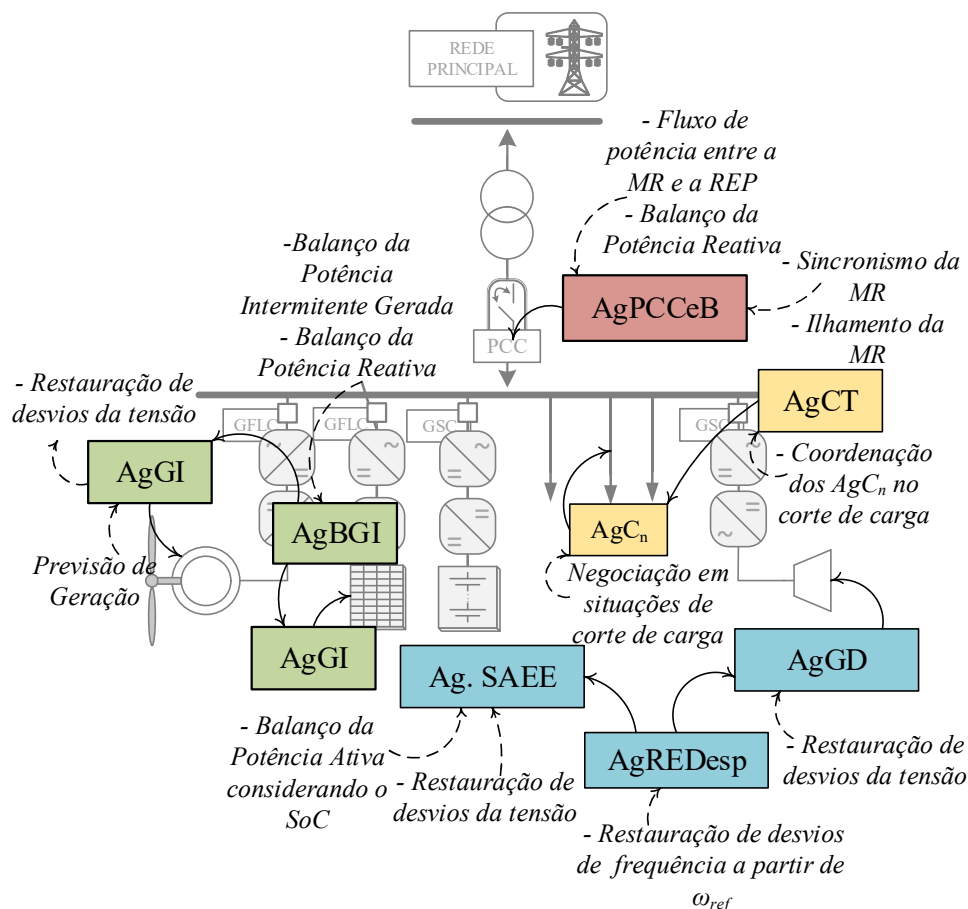
- Agente PCC e Balanço (*AgPCCeB*);
- Agente Balanço de Geração Intermitente (*AgBGI*);
- Agente Geração Intermitente (*AgGI*);
- Agente Recursos Energéticos Despacháveis (*AgREDesp*);
- Agente Geração Despachável (*AgGD*);
- Agente Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica (*AgSAEE*);
- Agente Carga Total (*AgCT*);
- Agente Carga (*AgC*);

Cada agente foi desenvolvido com base na arquitetura da MR proposta e estão associados a recursos energéticos, estruturas e funções de gerenciamento e controle da mesma, como está ilustrado na Figura 4.7.

Esses agentes possuem a capacidade de comunicar-se entre si; atuar de forma coordenada, com a finalidade de atingir um objetivo global; realizar tarefas em comum e negociar uns com os outros, quando necessário. Entretanto, cada um possui suas características e funções específicas, que serão apresentadas mais detalhadamente a seguir.



Figura 4.7 – Esquemático do SMA proposto



Fonte: O próprio autor.

O SMA foi modelado e desenvolvido, através do *software* PADE, com base na orientação a objetos.

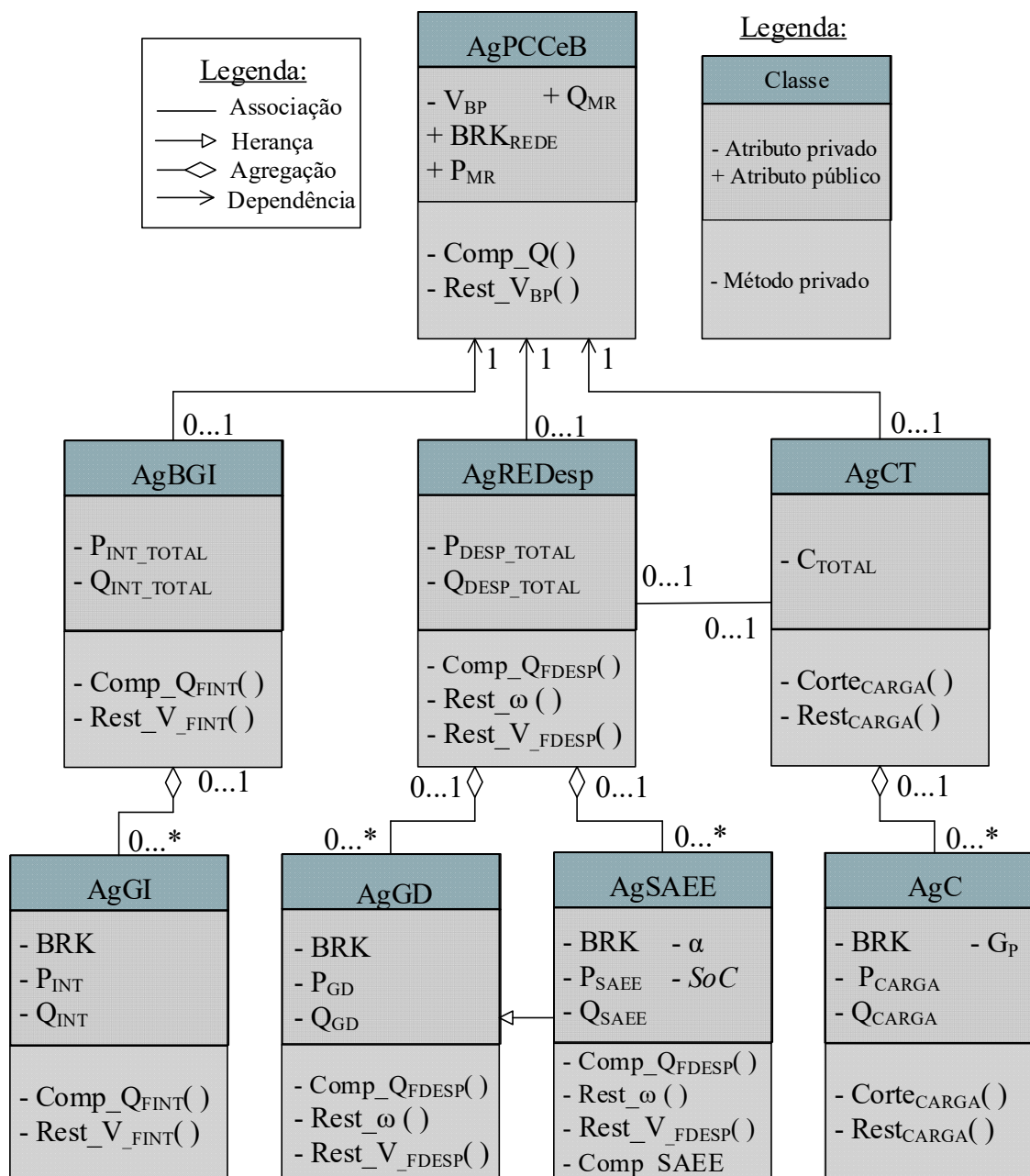
Na qualidade de modelagem, a orientação a objetos é considerada ideal para eliminar a dificuldade recorrente no processo de modelar o mundo real do domínio do problema em um conjunto de componentes de *software* que seja o mais fiel na representação deste domínio.

Na programação orientada a objetos, implementa-se um conjunto de classes que definem os objetos presentes no sistema de *software*, determinando o comportamento (métodos) e os parâmetros (atributos) destes, assim como o relacionamento com outros objetos.

A partir da Figura 4.8, pode-se verificar o diagrama de classe UML (*Unified Modeling Language*) para o SMA proposto.

A UML consiste em uma linguagem unificada aplicada à modelagem de projetos orientados a objetos e orientados a agentes.

Figura 4.8 – Diagrama de classe UML para o SMA proposto



Fonte: O próprio autor. Nota:  $V_{BP}$ : Tensão no barramento principal; BRK: chave de conexão;  $P_{MR}$  e  $Q_{MR}$ : potência ativa e reativa da MR, respectivamente;  $P_{int}$  e  $Q_{int}$ : potência ativa e reativa a partir de fontes intermitentes;  $P_{DESP}$  e  $Q_{DESP}$ : potência ativa e reativa a partir de RED despacháveis; C: carga;  $\alpha$ : coeficiente de participação do SAEE;  $G_p$ : gado de prioridade da carga;  $Comp\_Q()$ : função de compartilhamento de potência reativa;  $Rest\_V()$ : função de restauração da tensão;  $Rest\_omega()$ : função de restauração da frequência;  $Comp\_SAEE()$ : função de compartilhamento do SAEE a partir do  $SoC$ ;  $Corte_{CARGA}()$  e  $Rest_{CARGA}()$ : função de corte e restabelecimento de carga, respectivamente.

O diagrama de classes define a estrutura das classes utilizadas pelo sistema, bem como o relacionamento entre essas, considerando o domínio da aplicação do sistema.

Conforme pode ser observado no diagrama de classe desenvolvido para a aplicação proposta, verificado na Figura 4.8, são especificados os tipos de classe (que corresponde aos agentes), seus relacionamentos, atributos e métodos implementados na estruturação do SMA (SAMPAIO, 2017).

Para entendimento, tem-se que:

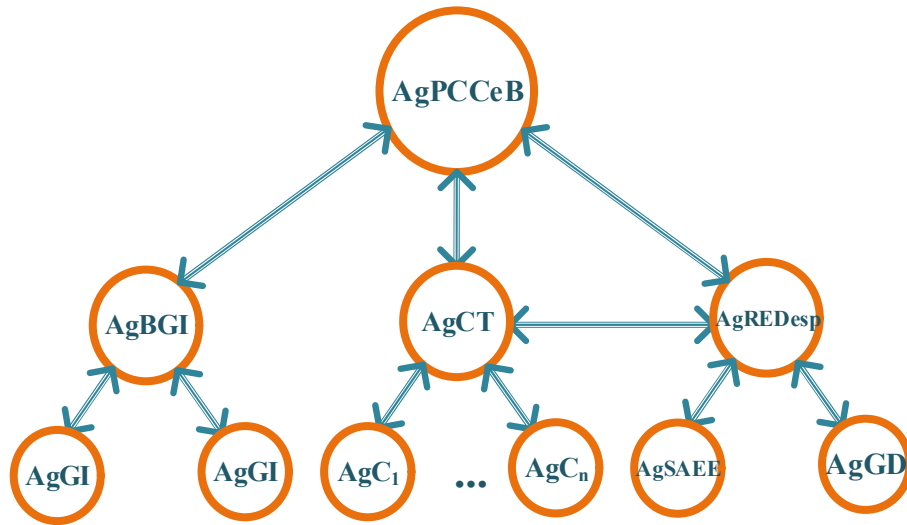
- associação: estabelece uma relação entre instâncias e especifica que objetos de uma classe estão ligados a objetos de outra classe;
- herança: relação em que o elemento (classe) mais específico herda as propriedades e métodos do elemento mais geral;
- agregação: é um tipo de associação em que um objeto “parte” é atributo de um objeto “todo”;
- dependência: são relacionamentos de utilização na qual uma mudança na especificação de um elemento pode alterar a especificação do elemento dependente. Assim, a dependência entre classes indica que os objetos de uma classe usam serviços de objetos de outra classe.

Ademais, a multiplicidade verificada no diagrama estabelece a quantidade de entidades de um extremo que estão relacionadas com às referentes ao outro extremo.

Os atributos e funções dispostas no diagrama de classe para cada agente são detalhadas a seguir.

Por fim, a estrutura de iteração e comunicação entre os agentes pode ser verificada na Figura 4.9, que consiste na distribuição dos agentes em níveis hierárquicos coexistindo com a presença de elementos centralizadores que coordenam as ações de determinados grupos. Assim a estratégia de controle assume uma arquitetura híbrida ou 3D, a nível secundário.

Figura 4.9 – Arquitetura Híbrida do SMA proposto



Fonte: O próprio autor.

#### 4.6.1 Agente PCC e Balanço (AgPCCeB)

Esse agente informa aos demais o modo de operação da MR e atua no sincronismo e conexão da mesma à rede elétrica principal. A técnica de sincronismo e conexão é baseada em (GUERRERO, J.M. *et al.*, 2004) e é realizada através da modificação da frequência de referência do controle primário. A função do agente, consiste em verificar os requisitos necessários à conexão e realizar os comandos nos momentos de conexão e desconexão.

Além disso, em operação isolada, o *AgPCCeB* disponibiliza aos demais (*AgBGI*; *AgREDesp*) a referência de potência reativa, proporcionando um compartilhamento adequado entre os recursos energéticos disponíveis na MR.

No compartilhamento da potência reativa, é importante garantir que as fontes renováveis intermitentes (sistema eólico e fotovoltaico) não deixem de produzir potência ativa para fornecer reativo ao sistema. Assim sendo, no redespacho de potência reativa, considerou-se o valor máximo disponível, a partir de cada fonte intermitente, dado por:

$$Q_{max} = \sqrt{S_{cap}^2 - P_{inst}^2} \quad (4.1)$$

em que  $Q_{max}$  representa a potência reativa máxima, em VAR (volt-ampere reativo), que uma dada fonte intermitente é capaz de disponibilizar e é calculado em função da capacidade em VA (volt-ampere), representada por  $S_{cap}$  da fonte de geração e da potência ativa instantânea gerada em W (watts), definida como  $P_{inst}$ .

Além disso, a estratégia adotada consiste no despacho prioritário da potência reativa a partir das fontes intermitentes, quando estas estiverem operando com potência ativa abaixo da sua capacidade nominal.

Assim, o compartilhamento é feito prioritariamente considerando as fontes intermitentes, porém respeitando o limite na geração de reativo das mesmas. Após isso, a participação das fontes despacháveis é calculada proporcionalmente à capacidade nominal das mesmas.

Além disso, em operação isolada, esse agente atua na restauração de pequenos desvios na amplitude da tensão, através do gerenciamento da potência reativa.

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST ( Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), os limites adequados para os níveis de tensão em regime permanente no ponto de conexão à rede de distribuição com tensão nominal de fase de 220 V deverá situar-se entre, aproximadamente, 92% e 105% da tensão nominal de operação no ponto de conexão ( $202 \leq TL \leq 231$ ) (ANEEL, 2018).

Assim, o *AgPCCeB* é responsável pelo monitoramento da tensão no barramento principal da MR e restauração da mesma, quando necessário. Quando o nível da tensão se situa abaixo de 92% do valor nominal, o agente comanda a injeção de potência reativa no sistema. Por outro lado, quando o valor da tensão ultrapassa o limite de 105% da tensão nominal, o agente comanda a redução da injeção de potência reativa na MR.

Isso é possível através da inserção de um fator  $\beta$ , multiplicado ao valor  $Q_L$ , que se refere à potência reativa solicitada pela carga. O valor de  $\beta$  é inicializado em 1, sendo acrescido ou reduzido em incrementos de  $\pm 0,2$ , de acordo com o nível da tensão medida.

Dessa forma, a referência de potência reativa enviada aos agentes *AgBGI* e *AgREDesp* já inclui as alterações resultantes do reestabelecimento da tensão.

Assim, para o compartilhamento das fontes intermitentes e despacháveis são utilizadas as equações dadas em (4.2) e (4.3), respectivamente.

$$Q_{int,i}^* = \left( \frac{Q_{max,i} \cdot CX_i}{\sum_{i=1}^n Q_{max,i} \cdot CX_i} \right) \cdot (Q_L \cdot \beta) \quad (4.2)$$

$$Q_{desp,i}^* = \left( \frac{S_i \cdot CX_i}{\sum_{i=1}^n S_i \cdot CX_i} \right) \cdot (Q_L \cdot \beta - \sum_{i=1}^n Q_{int,i}^*) \quad (4.3)$$

$$CX_i \in [1,0]$$

Em que:

- $Q_{int,i}^*$ ,  $i \in \{1, 2, \dots, n\}$  refere-se à referência de potência reativa em  $VAr$  para a GD intermitente;
- $Q_{desp,i}^*$ ,  $i \in \{1, 2, \dots, n\}$  representa a referência de potência reativa em  $VAr$  para a GD despachável;
- $Q_{max,i}$ ,  $i \in \{1, 2, \dots, n\}$  representa a potência reativa máxima em  $VAr$ , disponível para uma dada fonte intermitente;
- $Q_L$  é a potência reativa solicitada pela carga;
- $\beta$  é o fator multiplicativo de restauração da tensão;
- $S_i$ ,  $i \in \{1, 2, \dots, n\}$  corresponde à capacidade nominal da GD despachável, em VA;
- $CX$  é 1 para GD em operação e 0 para GD fora de operação; e
- $n$  representa o número de unidades *REDS*.

Finalmente, em operação conectada à rede principal, o *AgPCCeB* pode assumir a função de controlar a potência injetada na rede, quando necessário, fornecendo aos *REDS* os valores de potência ativa de referência. O despacho de geração injetada na rede é feito dando prioridade às fontes renováveis intermitentes. Porém, pode haver situações em que, inclusive, a geração dessas fontes seja limitada, a depender do controle terciário, cuja atuação pode considerar aspectos como restrições da rede ou otimização dos custos, por exemplo.

#### 4.6.2 Agente Balanço de Geração Intermitente (*AgBGI*)

Esse agente desempenha o papel de agente intermediário, sendo responsável pela interação entre o *AgPCCeB* e as fontes intermitentes. Além disso, o *AgBGI* tem a função de monitorar e coordenar os agentes associados às unidades de geração intermitente (os *AgGI*), atuando principalmente no compartilhamento da potência reativa entre as mesmas.

Assim, o *AgBGI* comunica-se com o *AgPCCeB* informando-o, quando requisitado, os dados referentes ao balanço da potência ativa gerada pelas fontes de geração intermitente. Além disso, a partir da comunicação com o *AgPCCeB*, o mesmo atua como agente intermediário, fornecendo ao *AgGI* a referência de potência reativa para as fontes intermitentes.

### 4.6.3 Agente Geração Intermitente (*AgGI*)

Para o gerenciamento da MR, considerou-se o despacho de geração proveniente das fontes intermitentes como prioritário. Assim sendo, os RED despacháveis devem se adaptar e fornecer a potência necessária à carga remanescente.

Entretanto, em operação conectada à rede elétrica, a potência injetada na rede de distribuição, por vezes pode ser predefinida. Nesse caso, pode haver a necessidade de limitar a geração das fontes intermitentes.

Assim, além de monitorar a potência das fontes não despacháveis sob demanda, esse agente possui a função de determinar a potência de operação das mesmas, em situações de restrição da geração, em operação conectada à rede elétrica. Para isso, ele deve se comunicar com o *AgBGI*, que informa o modo de operação da MR (isolada ou conectada à rede principal) e, quando necessário, a potência máxima de injeção no PCC.

O *AgGI* atua também no gerenciamento da potência reativa disponibilizada pela fonte intermitente. Nesse caso o *AgGI* tem a função de limitar a potência reativa requerida à unidade de GD (disponibilizada pelo *AgBGI*) ao valor  $Q_{max,int}$ , definido na equação (4.1).

Outra importante função que pode ser implementada a esse agente é a de previsão da geração da GD intermitente (sistemas eólicos e fotovoltaicos, por exemplo) para obter uma projeção da operação dessas. Essa consideração não foi implementada neste trabalho.

### 4.6.4 Agente Recursos Energéticos Despacháveis (*AgREDesp*)

Esse agente desempenha o papel de coordenar a atuação dos agentes *AgGD* e *AgSAEE*. Além disso, ele comunica-se com o *AgPCCeB*, sendo responsável pela interação entre este e os recursos energéticos distribuídos considerados despacháveis. A principal função desse agente é atuar na restauração de pequenos desvios de frequência da MR.

Na Tabela 4.2, são mostrados os ajustes dos tempos para as proteções de sub frequência e sobre frequência, para a concessionária local (ENEL), caso os valores limites de operação sejam atingidos.

Essa tabela está de acordo com o estabelecido no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018).

Como pode-se observar, o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Tabela 4.2 - Ajustes de sobre frequência e sub frequência

Faixa de frequência no ponto de conexão (Hz)	Tempo de Desconexão (s)
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57,5$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Operação Normal
$62 \leq f \leq 63,5$	30
$63,5 \leq f \leq 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

Fonte: Adaptado de (ENEL, 2018).

De acordo com as normas da concessionária local, quando ocorrem distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 (trinta) segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, com o objetivo de garantir a recuperação do equilíbrio carga-geração (ENEL, 2018).

Com base nessas definições, em operação isolada, desvios acima de 60,1 Hz ou abaixo de 59,9 Hz são restaurados no controle secundário através da atuação do SMA.

Nesse caso, os agentes *AgGD* e *AgSAEE* verificam o desvio de frequência e comunicam ao *AgREDesp*. Este, por sua vez, atua no reestabelecimento da frequência, atualizando a frequência de referência do controle por inclinação, definido no controle primário pela equação (3.33), e comunicando o novo valor aos agentes *AgGD* e *AgSAEE*.

Assim a frequência de referência,  $\omega^*$ , é modificada com o objetivo de reestabelecer a frequência de operação,  $\omega$ , do sistema, para um valor dentro da operação normal.

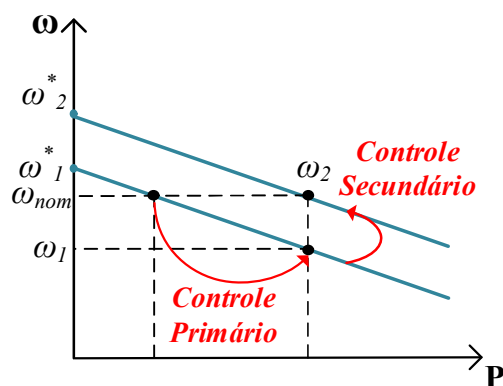
$$\omega^* = \omega_{nom} + G_P(s).P \quad (4.4)$$

Em que  $\omega = 2\pi f$  (rad/s) e  $f=60$  Hz;  $G_P(s)$ , em operação isolada, corresponde a um controlador proporcional (que se refere ao coeficiente de inclinação) ou a um controlador proporcional derivativo e  $P$  refere-se à potência de operação da GD em watt.

Essa atuação é demonstrada na Figura 4.10, em que o controle secundário atua reestabelecendo a frequência de operação da MR para  $\omega_{nom}$  (após o desvio de frequência ocasionado pelo controle primário) através da modificação da frequência de referência  $\omega_1^*$ , que assume o valor de  $\omega_2^*$ .



Figura 4.10 – Atuação do Controle Secundário no controle por inclinação



Fonte: Adaptado de (LI, C. et al., 2015)

Essa técnica, entretanto, é capaz de reestabelecer apenas pequenos desvios de frequência, pois depende da reserva de potência das fontes despacháveis.

Maiores desvios de frequência, ocasionados pela sobrecarga, devem ser tratados através do corte de carga coordenado pelo *AgCT* ou pelo controle terciário através de despacho ótimo de geração ou entrada/saída de geração. Como mencionado anteriormente, o controle terciário não é objeto desse trabalho.

#### 4.6.5 Agente Geração Despachável (*AgGD*)

Em operação isolada, esse agente possui a função de monitorar a potência das fontes despacháveis e atuar na restauração de pequenos desvios de frequência da MR, a partir da referência fornecida pelo *AgREDesp*.

Além disso, em operação isolada, o *AgREDesp* informa a potência reativa requerida à MR, tanto em condições normais de operação, como em situações de restabelecimento da tensão.

Em operação conectada à rede elétrica, a potência ativa de operação da GD é definida pelo *AgPCCeB*. Assim, o *AgGD* deve se comunicar com o *AgREDesp* que informa o modo de operação da MR (isolada ou conectada à rede principal) e, quando necessário, a potência de injeção no PCC (informações obtidas a partir do *AgPCCeB*).

Em ambos os modos de operação, o *AgGD* tem a função de atuar no gerenciamento da operação da microgeração distribuída, que inclui estratégias diferentes de despacho de potência ativa para o modo conectado e isolado.

Além disso, o gerenciamento da operação da GD é definido de acordo com a natureza da fonte de geração.

Na MR proposta, o *AgGD* está associado a uma microturbina a gás.

Por fornecer a referência de tensão às demais fontes de geração que compõem a MR, optou-se por manter a microturbina a gás sempre conectada ao sistema. Entretanto, foram desenvolvidas medidas de gerenciamento, com o objetivo de garantir a sua operação na faixa de máxima eficiência, sempre que possível.

Assim, em operação isolada, atentou-se por priorizar a operação da microturbina a gás entre 70% da sua potência nominal (aproximadamente, 22 kW) e 31,87 kW (potência máxima disponibilizada pela mesma de acordo com (CAPSTONE-TURBINE-CORPORATION, 2010) ,devido a sua reserva de potência, em situações de sobrecarga.

Por sua vez, em operação conectada à rede principal optou-se por retirar a MTG de operação. A análise e gerenciamento da operação da MR e dos REDs em operação conectada à rede elétrica hospedeira é realizada em nível terciário de controle e não entra no escopo deste trabalho. Em nível secundário, pretende-se apenas garantir a estabilidade do sistema (níveis de frequência e tensão) para a MR em operação conectada e desconectada à rede elétrica principal, bem como durante a transição entre esses dois modos de operação.

Por fim é válido ressaltar que, em operação conectada ao SDEE, o controle por inclinação da potência ativa é estabelecido pela estratégia (3.27) e  $G_P(s)$  é configurado como um controlador PI. Assim, a fonte de GD opera em *Power Control Model*. Portanto, a potência de operação é definida pela potência de referência.

Quando a potência de injeção na rede for pré-determinada, o *AgGD* se comunica com o *AgPCCeB*, através do *AgREDesp*, a fim de definir a potência de operação da GD.

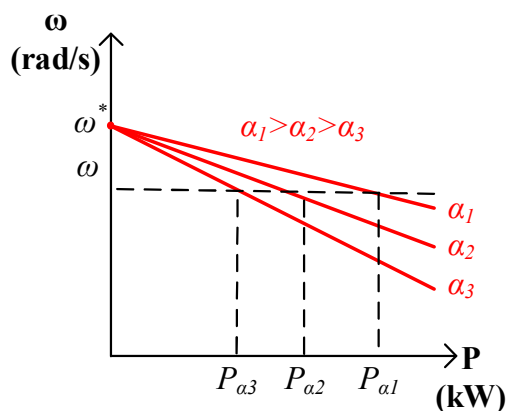
#### **4.6.6 Agente Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica (*AgSAEE*)**

Esse agente tem atuação similar ao Agente Geração Despachável. De forma semelhante, o *AgSAEE* participa da restauração da tensão e da frequência, e atua no compartilhamento da potência reativa, a partir dos valores de referência disponibilizados pelo *AgREDesp*. Porém, além dessas funcionalidades, ele inclui o gerenciamento do sistema de armazenamento.

Assim, em operação isolada, esse agente atua na regulação da potência ativa, com o objetivo de balancear o compartilhamento de potência entre as unidades de geração despacháveis e o banco de baterias.

Nessa estratégia, a depender do  $SoC$ , a contribuição de potência ativa do SAEE é ajustada. Isso é feito interferindo na equação (3.35), do controle primário, através da determinação de  $\alpha$ , modificando-se, portanto, a inclinação da reta  $P-\omega$ , como pode ser visto na Figura 4.11. Assim, quanto menor o  $SoC$ , menor a contribuição da bateria, aumentando sua vida útil.

Figura 4.11 - Inclinação da reta  $P-\omega$  para diferentes valores de  $\alpha$



Fonte: Adaptado de (DENG et al., 2017).

Nessa estratégia  $\alpha$  assume os valores abaixo, considerando a descarga máxima da bateria de 60%.

$$SoC > 80\% \quad \Rightarrow \quad \alpha = 1;$$

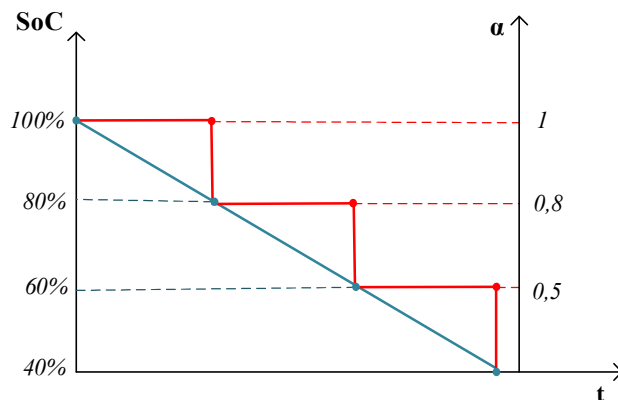
$$60\% < SoC \leq 80\% \quad \Rightarrow \quad \alpha = 0,8;$$

$$40\% < SoC \leq 60\% \quad \Rightarrow \quad \alpha = 0,5;$$

A relação entre o  $SoC$  e o  $\alpha$  pode ser observada na

Figura 4.12.

Figura 4.12 – Relação  $SoC - \alpha$



Fonte: Próprio Autor.

Como pode-se observar na Figura 4.12, considera-se a descarga máxima da bateria de 60%. Quando o *SoC* fica abaixo de 40%, a bateria sai de operação e, se houver potência ativa disponível, assume o modo de carregamento.

Em operação conectada à rede elétrica ou sob condições de excedente de geração, o sistema de armazenamento deve ser recarregado, definindo  $\alpha = 1$ ,  $P^* = -5\text{kW}$ ,  $\omega^* = 2\pi 60\text{ rad/s}$  e  $\text{MOP} = 1$ . Neste trabalho, não foram consideradas condições ótimas ou procedimentos específicos para o carregamento de baterias. Essas considerações fogem do escopo deste estudo, em que, ao simular a bateria em estado de carregamento tem-se o intuito de apenas analisar o comportamento da MR e da estratégia de controle aplicado à mesma.

#### 4.6.6.1 Cálculo do Estado de carregamento da bateria (*SoC*)

No cálculo do *SoC* foi utilizado o método de contagem de Coulomb, definido pela equação (4.5), que consiste em medir a corrente de descarga da bateria e integrá-la ao longo do tempo, com o objetivo de estimar o *SoC*.

$$SoC = 100 \left( 1 - \frac{i_t}{n_p \cdot Q} \right) \quad (4.5)$$

Dado,

$$i_t = \int I_{bat\ cc} \cdot dt \quad (4.6)$$

em que  $n_p$  corresponde ao número de baterias em paralelo;  $Q$  refere-se à capacidade nominal da bateria e  $I_{bat\ cc}$  à corrente contínua (CC) de descarga da bateria.

Porém, para estimar o *SoC* a partir da corrente alternada (CA) de descarga da bateria foi introduzido um ganho que relaciona a corrente CC à corrente CA, após o inversor. Esse cálculo é realizado com base na conservação da potência na operação de um inversor.

Assim, o *SoC* é calculado de acordo com a equação, abaixo.

$$SoC = 100 \left( 1 - \frac{G \cdot i_t}{n_p \cdot Q} \right) \quad (4.7)$$

A corrente  $i_t$  agora é definida como:

$$i_t = \int I_{bat\ ca} \cdot dt \quad (4.8)$$

em que  $I_{bat\ ca}$  refere-se ao valor eficaz (RMS) da corrente alternada e  $G$  é o ganho de corrente da conversão que relaciona a corrente contínua e o valor RMS da corrente alternada de descarga  $\left(G = \frac{I_{bat\ cc}}{I_{bat\ ca}}\right)$ .

#### 4.6.7 Agente Carga Total (AgCT)

O *AgCT* possui a principal função de coordenar as negociações entre os  $AgC_n$  ( $n \in \{1,2,3,4,5\}$ ), em situações de corte e restabelecimento de carga. Para isso, esse agente é informado pelo *AgPCCeB* acerca do balanço de potência ativa da MR.

Assim, torna-se possível estimar a potência que deve ser desligada (ou religada) e informar aos  $AgC_n$ , para que estes negociem a prioridade das cargas em execução.

Ademais, este agente comunica-se com o *AgPCCeB*, fornecendo os dados de potência reativa requerida para a realização do compartilhamento de reativos entre os recursos disponíveis na MR.

#### 4.6.8 Agente Carga (AgC)

Este agente, é acionado em situações de corte ou restabelecimento de carga. Cada carga possui um valor de prioridade, que vai de 1 a 10 (onde o valor 10 corresponde a uma maior prioridade). Com base nesses valores, os  $AgC_n$  negociam entre si a(s) carga(s), ligada(s) ou desligada(s) da MR, quando necessário.

### 4.7 Considerações Finais

Esse capítulo introduziu o conceito de Sistemas Multiagentes e Agente Inteligente, associando a aplicação destes a sistemas de potência e *smart-grids*. Além disso, foram apresentadas as principais arquiteturas de comunicação para SMA e realizada uma abordagem acerca da padronização de agentes de acordo com a FIPA.

Após isso, foi feita uma apresentação da plataforma PADE, utilizada para o desenvolvimento do SMA. Assim o controle secundário da MR foi implementado na plataforma PADE em *Python* em conformidade com o padrão FIPA.

Para realizar a automação local dos recursos da MR, com base no controle secundário estabelecido pelo SMA, utilizou-se a biblioteca de automação do PSCAD, em *Python*, apresentada em (Manitoba Hydro International Ltd, Automation Library) , com a finalidade de realizar a automação dos recurso da MR em tempo real, de acordo com o SMA.

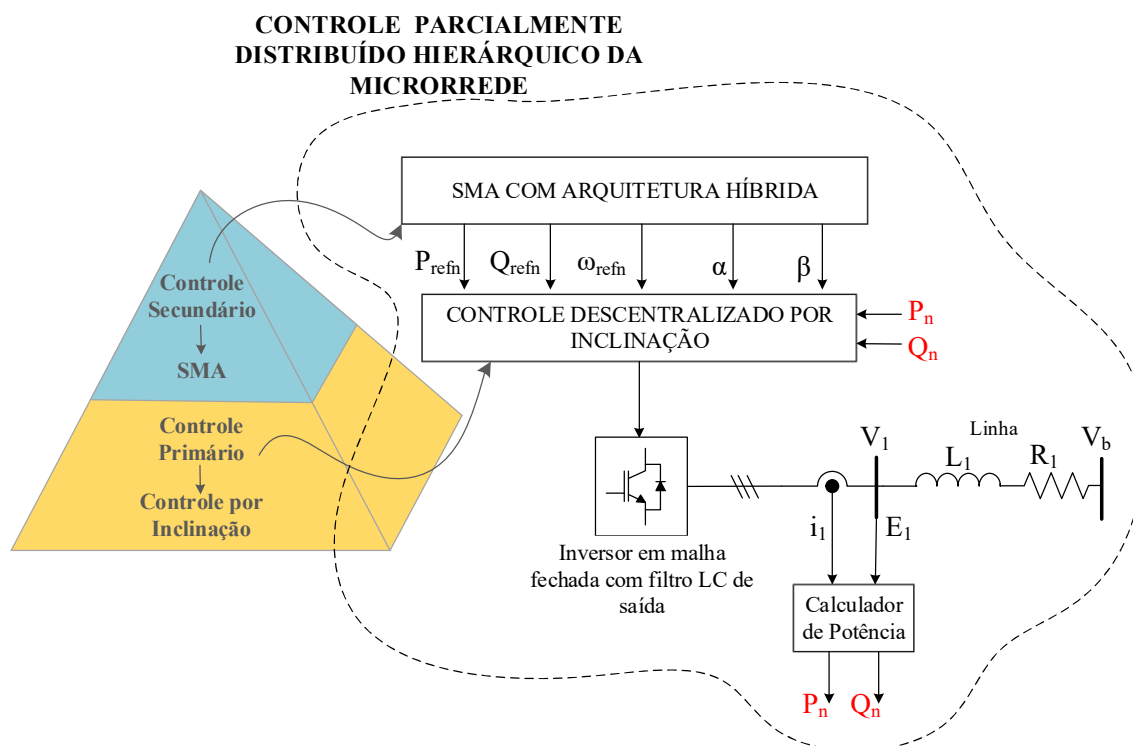
Por fim, foi apresentado o SMA desenvolvido para atuação no controle secundário da MR, juntamente com a função de cada agente proposto e a arquitetura de comunicação entre eles.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentadas as simulações realizadas e os resultados obtidos, com o objetivo de validar o método de controle proposto. Em seguida, são apresentadas análises técnicas, com as implicações que cada tipo de RED pode oferecer e as necessidades que o controle distribuído escolhido impõe ao sistema.

A estratégia de controle aplicada a MR é ilustrada na Figura 5.1, onde é representada uma visão geral dos métodos de controle e gerenciamento propostos.

Figura 5.1 – Estratégia de controle aplicada à microrrede



Fonte: O próprio autor.

Como pode-se observar na Figura 5.1, a estratégia de controle e gerenciamento aplicada à MR é baseada no controle hierárquico, caracterizado como um controle parcialmente distribuído, em que a ação dos controladores locais (descentralizados) é coordenada por um algoritmo operando em um nível mais alto. Assim, foram considerados os níveis de controle primário e secundário.

Em nível primário, foi implementada a técnica de controle por inclinação, apresentada no Capítulo 3. Nessa estratégia, essencialmente descentralizada, não se faz necessária a comunicação entre o controle local de cada RED.

Por sua vez, o controle secundário da MR foi implementado a partir do SMA apresentado no Capítulo 4, baseado em uma arquitetura de comunicação entre os agentes com característica hierárquica, porém com a presença de elementos (agentes) centralizadores, denominada arquitetura híbrida ou 3D.

O nível secundário realiza o controle e gerenciamento dos REDs, fornecendo as referências necessárias ao controle primário ( $P_{refn}$ ,  $Q_{refn}$ ,  $\omega_{refn}$ ,  $\alpha$  e  $\beta$ ), como é verificado na Figura 5.1. Por outro lado, o controle primário, disponibiliza dados de leitura ao nível secundário.

Com base na estrutura proposta e nas características dos métodos utilizados, foram realizadas as simulações e analisados os resultados obtidos, considerando os desafios e implicações que essas estratégias dispõem na aplicação ao controle de microrredes.

As condições de geração a partir dos sistemas fotovoltaico e eólico, para os cenários analisados, foram selecionadas com base em (BAPTISTA, J. R. *et al.*, 2018) e (BAPTISTA, J. E. R. *et al.*, 2014). Esses autores aplicam a técnica de *Cluster* a dados de irradiação solar e velocidade do vento com o objetivo de obter um número reduzido de casos de geração que descrevam o comportamento de sistemas fotovoltaicos e eólico, permitindo a realização de simulações com menor esforço computacional.

Assim, a partir das condições de geração obtidas e suas respectivas probabilidades de ocorrência, foram selecionados quatro cenários de simulação, que compõem diferentes condições de geração, bem como situações de carga leve e pesada, que evidenciem o comportamento do controle aplicado à MR.

Na Tabela 5.1, são mostrados os parâmetros adotados na simulação e na Tabela 5.2 são apresentados os parâmetros adotados no controle por inclinação.

Além disso, no desenvolvimento do sistema multiagente a partir da plataforma PADE, foram utilizados os protocolos apresentados na Tabela 5.3, em acordo com o padrão FIPA-ACL.



Tabela 5.1– Parâmetros de simulação da MR

<b>Amplitude Nominal da Tensão (V)</b>	<b>311</b>
<b>Frequência Nominal (Hz)</b>	60
<b>Capacidade Nominal – EOL (kVA)</b>	40
<b>Capacidade Nominal – PV (kVA)</b>	20
<b>Capacidade Nominal – MTG (kVA)</b>	30
<b>Autonomia – BAT (kW)</b>	15
<b>Carga instalada (kVA)</b>	90
<b>Fator de potência</b>	0,998
<b>Carga Crítica Instalada (kVA)</b>	40
<b>Carga Não Crítica Instalada (kVA)</b>	50

Nota: A carga não crítica está subdividida em 5 blocos ( $C_1, C_2, \dots, C_5$ ) de 10 kVA, em que cada bloco está vinculado a um grau de prioridade que corresponde ao subíndice da terminologia adotada.

Tabela 5.2 - Parâmetros adotados no controle por inclinação

<b>Parâmetro do controlador</b>	<b>MTG</b>	<b>BAT</b>
$m_{p\_ISO}$ (rad/sW)	$1.10^{-4}$	$2.10^{-4}$
$m_{d\_ISO}$ (rad/sW)	$1.10^{-6}$	$4.10^{-6}$
$m_{i\_CON}$ (rad/sW)	$5.10^{-4}$	$5.10^{-4}$
$m_{p\_CON}$ (rad/sW)	$5.10^{-4}$	$5.10^{-4}$
$m_{d\_CON}$ (rad/sW)	$4.10^{-6}$	$4.10^{-6}$
$n_i$ (V/VAr)	$1,25.10^{-2}$	$1,25.10^{-2}$
$n_p$ (V/VAr)	$3,99.10^{-4}$	$3,99.10^{-4}$
$w_i^*$ (rad/s)	379,99	379,99

Nota:  $m_{p\_ISO}$ ,  $m_{d\_ISO}$ : coeficientes P- $\omega$  (proporcional e derivativo, respectivamente) para a MR operando isolada;  $m_{i\_CON}$ ,  $m_{p\_CON}$ ,  $m_{d\_CON}$ : coeficientes P- $\omega$  (integral, proporcional e derivativo, respectivamente) para a MR operando conectada à REP;  $n_i$ ,  $n_p$ : coeficientes Q-V (integral e proporcional, respectivamente) para a MR operando isolada e conectada à REP;  $w_i^*$ : frequência de referência inicial do controle por inclinação.

Tabela 5.3 - Protocolos utilizados no SMA implementado

<b>Protocolo</b>	<b>Função</b>
<b>FIPA-Request</b>	Constitui uma padronização do ato de requisitar alguma tarefa ou informação de um agente iniciador para um agente participante
<b>FIPA-ContractNet</b>	É utilizado para situações em que é necessário realizar algum tipo de negociação entre os agentes. Neste protocolo o agente iniciante inicia a negociação, fazendo a solicitação das propostas, e os agentes participantes respondem a essa solicitação.

A seguir são apresentados os resultados obtidos para os casos-testes simulados. Os casos-teste correspondentes aos cenários 1 a 4 foram realizados para a MR operando isolada. Após isso, os cenários 5 e 6 foram simulados a partir das mesmas condições de geração e carga dos cenários 1 e 3, considerando a transição entre os modos conectado e desconectado à rede elétrica hospedeira.

Para as simulações, com o objetivo de analisar o comportamento da estratégia de controle e gerenciamento proposta, considerando diferentes condições de geração, bem como de carga e de estado de carregamento do banco de baterias, optou-se por adotar uma dinâmica do tempo em que as variações geração/demanda e *SoC* são analisadas na unidade de segundos, embora as ocorrências reais aconteçam em um horizonte de tempo de horas. Por exemplo, nas simulações, verifica-se uma redução do *SoC* da bateria correspondente à 1 hora, em um horizonte de tempo de 1 segundo.

### 5.1 Cenário 1

Neste cenário, a MR opera em modo ilhado. Considerou-se, inicialmente, o caso em que ambas as unidades de geração, fotovoltaica e eólica, não estariam operando com geração de potência. Após isso, foram administrados dois aumentos na geração de potência do sistema eólico, em acordo com os *clusters* obtidos.

Ainda, foi aplicado um degrau de carga no sistema de 30 kVA para 55 kVA, dividido entre a carga crítica e as cargas não críticas, na proporção da potência instalada de cada uma - para a carga crítica de 13,5 kVA para 24,5 kVA e para cada carga não crítica de 3,3 kVA para 6,1 kVA.

A unidade de geração fotovoltaica foi mantida com geração de potência ativa nula e o *SoC* inicial da bateria foi configurado em aproximadamente 55%.

A dinâmica de simulação aplicada ao Cenário 1 pode ser verificada através da Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Dinâmica de simulação para o Cenário 1

Tempo (s)	Dinâmica de Teste
<b>0s (Condição Inicial)</b>	$P_{EOL} = 0 \text{ kW}$ ; $P_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{carga} = 30 \text{ kVA}$ ; $SoC = 55\%$
$\cong 0,5 \text{ s}$	$P_{EOL} = 0 \text{ kW}$ ; $P_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; <b><math>S_{carga} = 55 \text{ kVA}</math></b> ;
$\cong 1,2 \text{ s}$	<b><math>P_{EOL} = 7,9 \text{ kW}</math></b> ; $P_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{carga} = 55 \text{ kVA}$
$\cong 2,2 \text{ s}$	<b><math>P_{EOL} = 17,1 \text{ kW}</math></b> ; $P_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{carga} = 55 \text{ kVA}$

NOTA:  $S_{EOL}$ : Potência de operação do Sistema Eólico;  $S_{FOT}$ : Potência de operação do Sistema Fotovoltaico;  $S_{carga}$  = Potência requerida pela carga;  $SoC$  = Estado de Carregamento do banco de baterias; Formato em Negrito: indica a ocorrência.

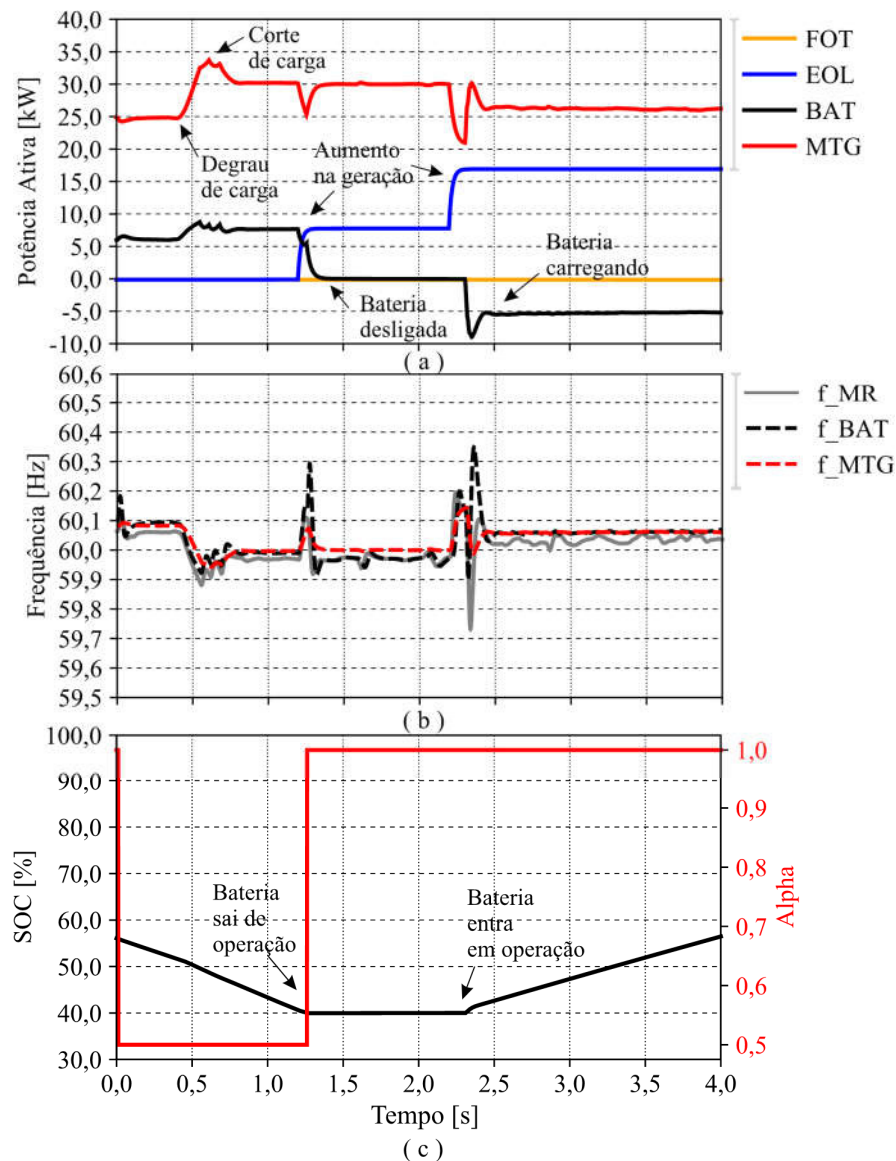
Na Figura 5.2 (a) é mostrada a potência ativa dos *REDS* da MR, sendo possível verificar que a potência de operação das fontes despacháveis varia, adaptando-se às variações de carga e da potência de operação das fontes intermitentes, no sentido de manter o balanço carga/geração da MR, em operação isolada.

Em seguida, na Figura 5.2 (b) e na Figura 5.2 (c) são mostradas, respectivamente, a frequência da MR e de controle das fontes despacháveis (controladas em nível primário através do *droop control* e o estado de carga da bateria (*SoC*) juntamente com o coeficiente  $\alpha$  que atua na regulação da potência ativa com o objetivo de balancear o compartilhamento de potência entre a fonte despachável e o banco de baterias, de acordo com o *SoC* do banco.

Conforme o esperado, a frequência da MR é determinada pela frequência de controle dos RED despacháveis. Isso, porque os conversores que interligam os recursos despacháveis à MR são controlados como GSC através da técnica de controle por inclinação. Assim, os mesmos funcionam como fonte de tensão, em operação isolada, fornecendo a referência de tensão e frequência para os conversores que interligam as fontes não despacháveis à MR, que, por sua vez, são controladas como fonte de corrente (GFLC).

Além disso, verifica-se modificações na frequência da MR, de acordo com a potência de operação dos recursos despacháveis, como o que ocorre em 0,5 s, por exemplo, quando é aplicado um degrau de carga à MR e observa-se uma redução na frequência de operação, seguindo a relação  $P-\omega$  implementada.

Figura 5.2 – Resultados da Simulação para o Cenário 1: (a) Potência ativa dos RED; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) *SoC* da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ).



Fonte: O próprio autor.

Quando a bateria entra em operação no modo de carregamento (próximo de 2,5 s), o controle do conversor GSC é chaveado para o modo controle de potência, sendo inserido um integrador à equação de controle por inclinação.

Nesse momento, verifica-se um transitório na potência ativa de operação da bateria e, conseqüentemente, na frequência de operação da MR, que chega à  $375,2 \text{ rad/s}$  (aproximadamente 59,7 Hz).

Entretanto, a frequência foi rapidamente restabelecida, na ordem de milissegundos, e um melhor ajuste dos parâmetros do controlador PID evitaria esse comportamento transitório.

Uma vez analisados os aspectos referentes ao controle primário, verifica-se em um outro momento, aproximadamente em 0,6 s, a ocorrência de um corte de carga, estratégia de gerenciamento aplicada no nível secundário de controle.

Considerando, um ambiente de controle distribuído, optou-se pela estratégia de realizar o comando de corte e restabelecimento de carga, além de comandos relacionados ao carregamento da bateria, de acordo com a potência de operação da microturbina a gás. Por essa razão, optou-se por manter a MTG sempre conectada ao sistema. Diferentemente da bateria, cuja potência ideal de operação modifica-se de acordo com o coeficiente  $\alpha$ , que atua na regulação da potência ativa da mesma, a MTG deve operar entre 70% da sua potência nominal ( $\approx 22$  kW) e 31,87 kW (potência máxima disponibilizada pela mesma de acordo com (CAPSTONE-TURBINE-CORPORATION, 2010) devido a sua reserva de potência) em situações de sobrecarga. Portanto, o corte de carga é acionado assim que a potência da MTG ultrapassa 30 kW.

Por sua vez, o comando de restabelecimento de carga, bem como o de carregamento ou desligamento da bateria é realizado no momento que a potência da mesma fica abaixo de 22 kW.

Finalmente, através da Figura 5.2 (c) verifica-se entre 0 h e 1,4 h o valor do coeficiente alpha ( $\alpha$ ) fixado em 0,5, de acordo com a estratégia de gerenciamento proposta. Assim, a contribuição de potência ativa do SAEE é ajustada seguindo a relação dada pela equação (5.3), a seguir.

$$P_{MTG} \cdot m_{MTG} = P_{BAT} \cdot m_{BAT_\alpha} \quad (5.1)$$

$$m_{BAT_\alpha} = \frac{I}{\alpha} \cdot m_{BAT} \quad (5.2)$$

$$P_{BAT} = \frac{P_{MTG} \cdot m_{MTG}}{\frac{I}{\alpha} \cdot m_{BAT}} \quad (5.3)$$

Portanto, nessa situação, a operação da bateria é de, aproximadamente 6,25 kW, como é mostrado na equação (5.4).

$$P_{BAT} = \frac{25 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 10^{-4}}{\frac{1}{0,5} \cdot 2 \cdot 10^{-4}} = 6,25 \cdot 10^3 \quad (5.4)$$

Por fim, como pode ser visto na Figura 5.2 (c), o coeficiente  $\alpha$  é fixado em 1 quando a bateria está desligada ou carregando, apenas para não interferir no controle, visto que nessas situações, a bateria não participa do compartilhamento de carga da MR.

Como foi dito anteriormente, para a regulação da potência reativa utilizou-se em ambos os modos de operação (ilhado e conectado à rede) o modelo de controle de potência, em razão da circulação de reativo entre os REDs. Nesse caso, torna-se necessário o auxílio do controle secundário no fornecimento da potência de referência para cada RED.

Através da Figura 5.3 (a), verifica-se a ação do controle no gerenciamento da potência reativa de acordo com as equações (4.2) e (4.3).

Na estratégia proposta, é realizado o despacho prioritário da potência reativa a partir das fontes intermitentes, quando estas estiverem operando com potência ativa abaixo da sua capacidade nominal e respeitando o limite na geração de reativo das mesmas, dado pela equação (4.1). Após isso, a participação das fontes despacháveis é calculada proporcionalmente à capacidade nominal das mesmas.

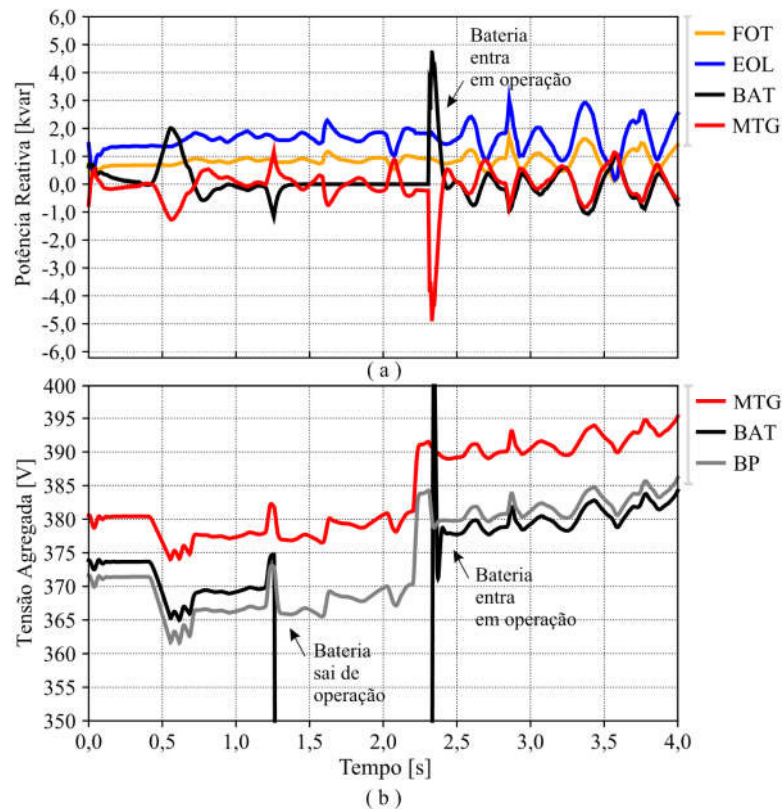
Pela equação (4.1), apesar da unidade de geração fotovoltaica estar operando com potência ativa nula, o sistema eólico (por estar operando com um valor de potência ativa bem abaixo do nominal) ainda é capaz de fornecer uma quantidade maior de reativo ao sistema. Por outro lado, não é solicitada a participação dos RED despacháveis, que mantêm a potência reativa em torno de zero.

Em parte, as variações observadas nos valores de potência reativa, e conseqüentemente na tensão agregada da MR, são decorrentes da variação da frequência do sistema. Isso pode ser observado, principalmente em 2,3 s, quando a bateria entra em operação em modo de carregamento. Esse comportamento é decorrente do acoplamento existente entre a potência ativa e reativa. Alguns trabalhos apresentam propostas para solucionar esse problema, principalmente com a aplicação da Transformada de Clarck e de Park, utilizando-se coordenadas dq (EL HASSANE MARGOUM et al., 2017) e (DOU et al., 2017).

Ademais, a partir da Figura 5.3 (b), verifica-se que a tensão no barramento principal da MR manteve-se dentro dos limites de ação do controle (entre 95% e 105% da tensão nominal,

em termos de tensão agregada:  $361 \leq V_{agregada} \leq 399$ ), não sendo necessário a ação do controle secundário, no sentido de restabelecer a tensão.

Figura 5.3 - Resultados da Simulação para o Cenário 1: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada



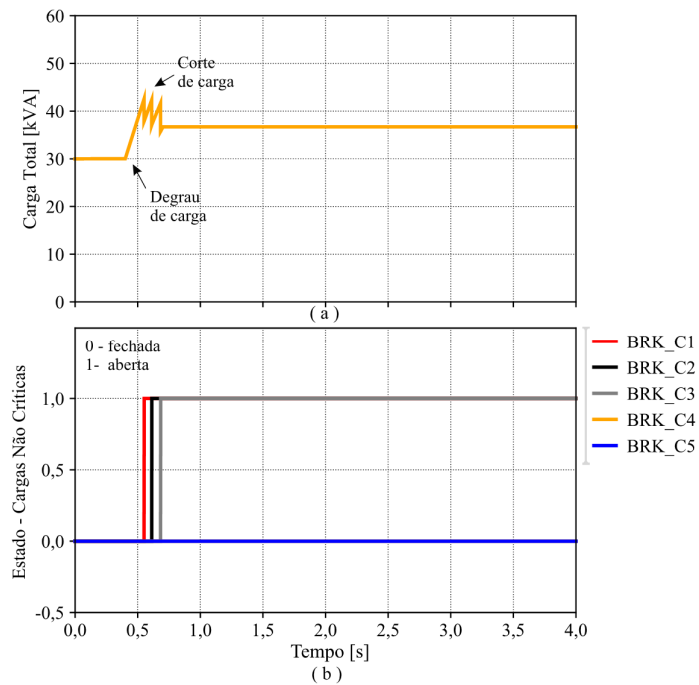
Fonte: Próprio Autor. Nota: BP: barramentos principal.

Finalmente, a partir da Figura 5.4, pode-se observar a ação do corte de carga coordenado pelo *AgCT*, após o degrau de carga ser aplicado à MR.

Além disso, na Figura 5.4 (b), verifica-se a resposta à negociação entre as cargas não prioritárias no momento do corte de carga. Essa negociação, foi simulada através do protocolo *Fipa Contract Net*, disponível na plataforma de desenvolvimento do SMA utilizada (*PADE*). Uma vez requisitado o corte de carga, os *AgCs* vinculados a cada carga não prioritária envia o nível de prioridade da carga (de 1 a 10, onde 10 corresponde ao maior nível de prioridade) e então determina-se a carga a ser desligada. Na Figura 5.4 (b) verifica-se que primeiramente foi cortada a carga C1, seguida pela C2 e C3, de acordo com o grau de prioridade das mesmas, validando o desempenho da estratégia proposta.

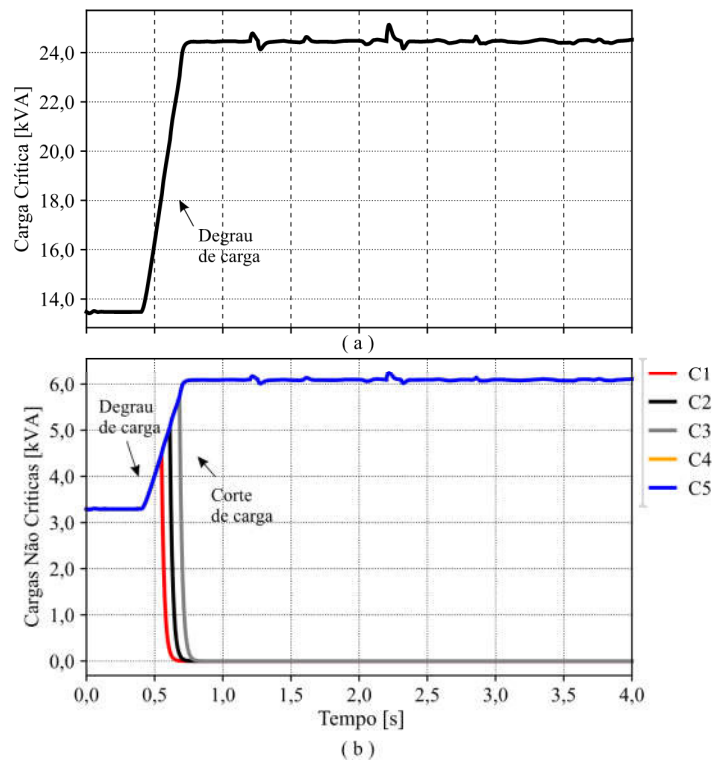
A Figura 5.5, mostra a ação do corte de carga sob a perspectiva da potência requerida pelos mesmos. Como pode-se observar, o corte de carga não interfere na carga crítica.

Figura 5.4 - Resultados da Simulação para o Cenário 1: (a) Carga total da MR;(b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR



Fonte: Próprio Autor. Nota: 0: chave fechada; 1: chave aberta.

Figura 5.5 - Resultados da Simulação para o Cenário (a) Potência requerida pela carga crítica (b) Potência requerida pelas cargas não críticas



Fonte: O próprio autor.



## 5.2 Cenário 2

Neste cenário, considerou-se as condições iniciais de geração de potência ativa a partir das unidades de geração eólica e fotovoltaica de, respectivamente 7,9 kW e 5,2 kW. Em seguida, administrou-se o aumento da geração para 17,1 kW para a fonte eólica, em 2 s, e 9,560 kW para o sistema fotovoltaico, em 3 s.

Ainda, foi aplicado um degrau de carga no sistema de 55 kVA para 70 kVA, dividido entre a carga crítica e as não críticas, na proporção da potência instalada de cada uma: para a carga crítica de 24,5 kVA para 31 kVA e para cada carga não crítica de 6,1 kVA para 7,8 kVA.

A condição inicial configurada para o *SoC* da bateria foi de, aproximadamente, 99%. A dinâmica definida para o Cenário 2 pode ser verificada através da Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Dinâmica de simulação para o Cenário 2

Tempo (s)	Dinâmica de Teste
<b>0s (Condição Inicial)</b>	$S_{EOL} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{carga} = 30 \text{ kVA}$ ; $SoC = 55\%$
$\cong 0,5 \text{ s}$	$S_{EOL} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; <b><math>S_{carga} = 55 \text{ kVA}</math></b> ;
$\cong 1,2 \text{ s}$	<b><math>S_{EOL} = 7,9 \text{ kW}</math></b> ; $S_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{carga} = 55 \text{ kVA}$
$\cong 2,2 \text{ s}$	<b><math>S_{EOL} = 17,1 \text{ kW}</math></b> ; $S_{FOT} = 0 \text{ kW}$ ; $S_{carga} = 55 \text{ kVA}$

NOTA:  $S_{EOL}$ : Potência de operação do Sistema Eólico;  $S_{FOT}$ : Potência de operação do Sistema Fotovoltaico;  $S_{carga}$  = Potência requerida pela carga;  $SoC$  = Estado de Carregamento do banco de baterias; Formato em Negrito: indica a ocorrência

Na Figura 5.6 (a) é mostrada a potência ativa dos *REDS* da MR e pode-se observar os eventos de degrau de carga, aumento na geração, corte e restabelecimento de carga e chaveamento do modo de operação da bateria.

Novamente, analisando a Figura 5.6 (b) verifica-se a relação  $P-\omega$ , característica do controle por inclinação.

Por sua vez, através da Figura 5.6 (c) percebe-se a ação do *AgSAEE* na modificação dos valores de  $\alpha$ , de acordo com o *SoC* da bateria, primeiramente para 0,8 ( $60\% < SoC \leq 80\%$ ) e, em seguida, para 0,5 ( $40\% < SoC \leq 60\%$ ), regulando a contribuição da bateria no compartilhamento de potência ativa. Ademais, de acordo com a estratégia de gerenciamento proposta, em 2,8 s a bateria sai de operação, pois atinge 40% do *SoC*.

Essa regulação, em aproximadamente 0,4 s, resulta em um corte de carga, pois, com a redução da contribuição da bateria, é requisitado um valor maior de potência ativa da MTG em favor do balanço de potência ativa da MR, ultrapassando a sua potência nominal. Em seguida, observa-se, novamente a ocorrência de um corte de carga, dessa vez ocasionado pela aplicação de um degrau de carga à MR, além da potência ativa disponível.

Em 2 s, percebe-se um aumento na potência ativa gerada pela unidade de geração eólica, que ocasiona a ação de restabelecimento da carga. Após isso, em 2,8 s verifica-se uma última situação de corte de carga resultante da sobrecarga da MTG em ocasião ao desligamento da bateria que atingiu 40% do *SoC*.

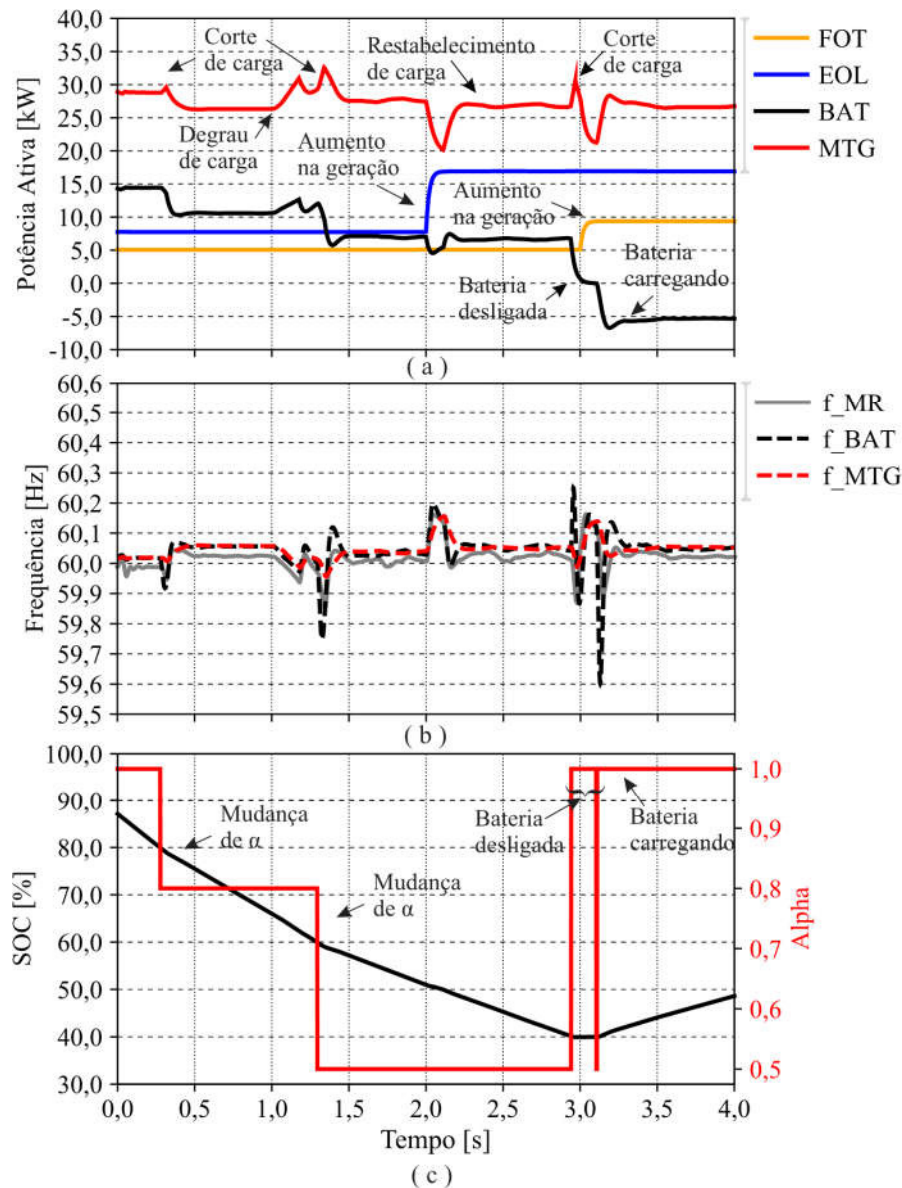
Em 3 s, verificou-se um aumento na potência ativa gerada pela unidade de geração fotovoltaica. Nesse momento, de acordo com o balanço de potência da MR, observado pela comunicação entre o *AgPCCeB* e o *AgCT* é feita a escolha entre o restabelecimento de cargas não críticas ou a ação do comando para carregar a bateria. Na estratégia de gerenciamento proposta, foi definido como prioridade o restabelecimento de carga. Entretanto, para isso é necessário que o sistema tenha condições de prover a carga instalada do bloco de carga não crítica (10 kW). Assim, nesse caso optou-se pela ação do comando para carregar a bateria, com o controle do conversor GSC no modo controle de potência, inserindo um integrador à equação de controle por inclinação.

Por fim, na Figura 5.6 (c), verifica-se que no momento em que a bateria entrou em operação, devido a um atraso da ação do controle, o coeficiente  $\alpha$  alternou entre 0,5, retornando rapidamente para o valor 1,0.

Nesse caso, considerando que a bateria entra em operação no modo de carga, o  $\alpha$  deve assumir o valor 1,0 estabelecido para operação desligada ou carregando, com o objetivo de não interferir no controle. Pois, nessas situações, a bateria não participa do compartilhamento de carga da MR.

Uma característica típica do controle distribuído é a realização de várias ações de controle simultâneas, que devem convergir a uma ação específica em determinado cenário. As ações podem ser simultâneas, porém não conflitantes. Essa é uma responsabilidade do projeto e de testes para validar e adequar o controle, se necessário, mediante vários cenários. Assim, o comportamento temporal, bem como a ação dos agentes que compõem o controle secundário deve ser bem estudada para evitar ocorrências como essa.

Figura 5.6 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Potência ativa dos REDs; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) SoC da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ ).



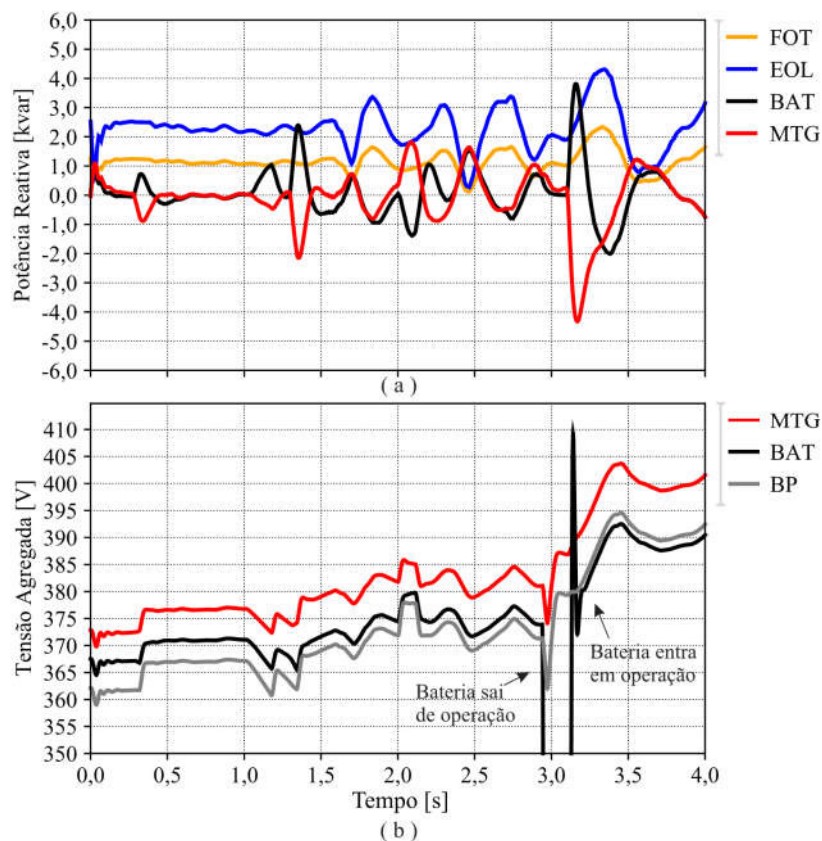
Fonte: Próprio Autor.

A relação entre a potência reativa e a tensão pode ser vista na Figura 5.7.

Inicialmente, na simulação é possível verificar com clareza a ação do *AgPCCeB* na gestão do compartilhamento da potência reativa de acordo com as equações (4.1), (4.2) e (4.3). Em seguida, a dinâmica da potência ativa de operação dos REDs despacháveis afeta o compartilhamento de potência reativa, em razão do acoplamento existente entre potência ativa e reativa no sistema.

A partir da Figura 5.7 (b) verifica-se o restabelecimento da tensão entre 1,3 s e 2 s a partir do aumento de reativo do sistema. Assim, como as fontes estão entregando uma quantidade maior de potência reativa que o requerido pelo sistema, estabelece-se uma circulação de reativo entre os RED despacháveis.

Figura 5.7 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada



Fonte: O próprio autor. Nota: BP: barramentos principal.

Na Figura 5.8 (a) é mostrada a carga total requerida na MR e é possível visualizar a ocorrência de degrau de carga, bem como corte e restabelecimento.

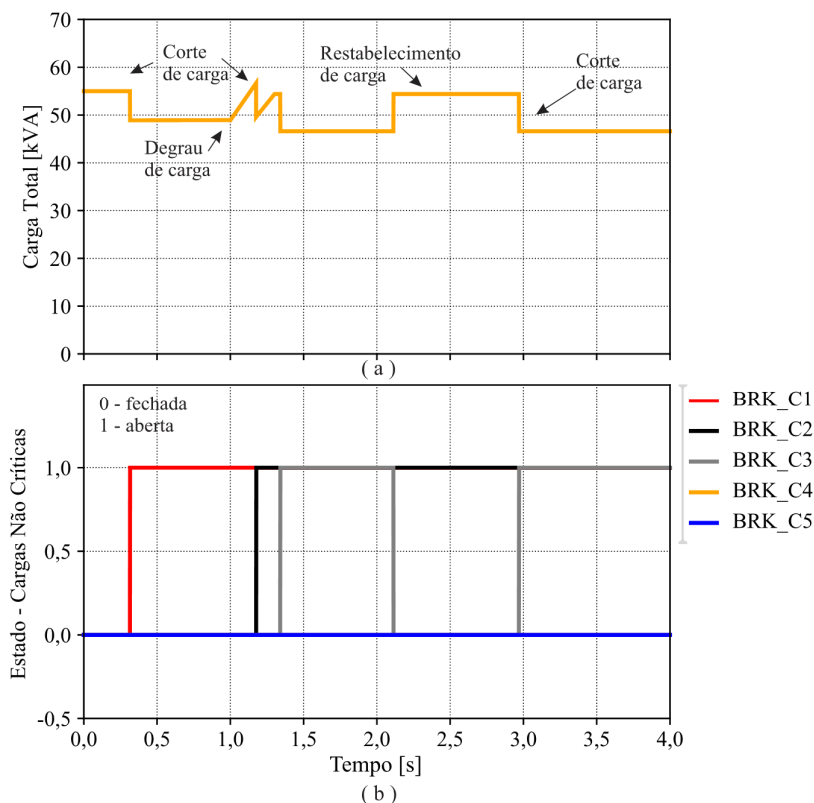
Além disso, novamente, observa-se, através da Figura 5.8 (b), a resposta à negociação entre as cargas não prioritárias no momento do corte de carga coordenado pelo *AgCT*. No primeiro comando de corte de carga, a carga C1 foi desligada. Em seguida, após o degrau de carga, administrado 1 s, as cargas C2 e C3 foram desligadas.

Em 2,1 s aproximadamente, pode-se identificar o restabelecimento da carga C3, em acordo com o critério estabelecido de níveis de prioridade. No momento de restabelecimento

da carga, realiza-se o processo de negociação inverso ao procedimento de corte de carga e é religada a carga com maior nível de prioridade, dentre as desconectadas do sistema.

Em um segundo momento a carga C3 foi novamente desligada (3 h), devido à sobrecarga da MTG, em ocasião ao desligamento da bateria que atingiu 40% do *SoC*.

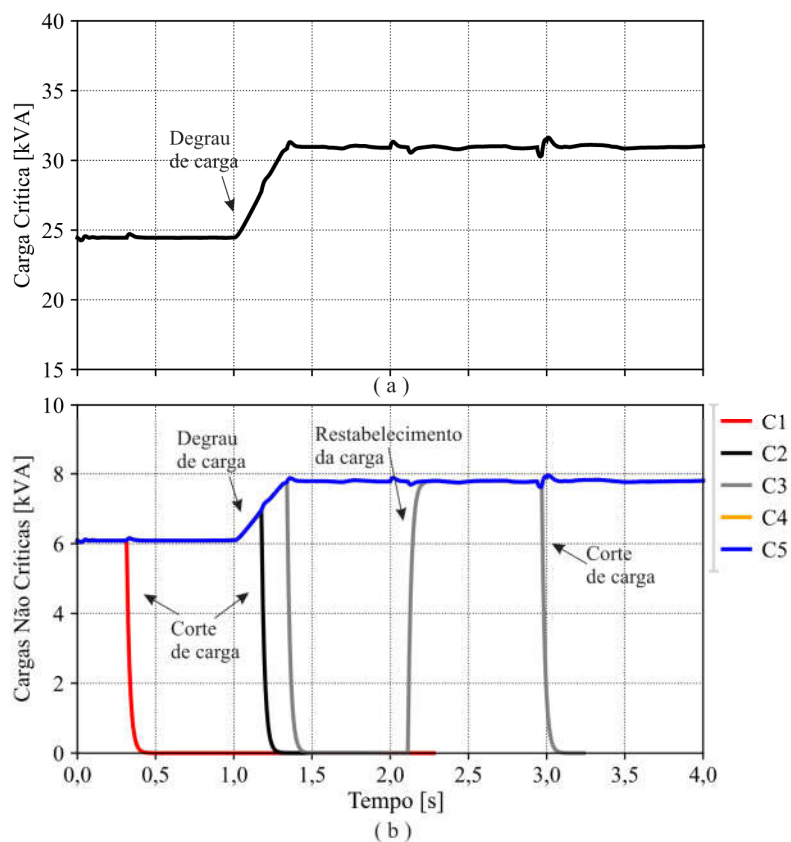
Figura 5.8 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR



Fonte: O próprio autor. Nota: 0: chave fechada; 1: chave aberta.

Finalmente, na Figura 5.9 é mostrada a ação do corte de carga sob a perspectiva da potência requerida pelos blocos de carga, individualmente. Como pode-se observar, o corte de carga não interfere na carga crítica.

Figura 5.9 - Resultados da Simulação para o Cenário 2: (a) Potência requerida pela carga crítica (b) Potência requerida pelas cargas não críticas.



Fonte: O próprio autor.

### 5.3 Cenário 3

Neste cenário, considerou-se as condições iniciais de geração da potência ativa a partir das unidades de geração eólica e fotovoltaica de, respectivamente 28 kW e 9,5 kW. Em seguida, administrou-se o aumento da geração de potência ativa da fonte eólica para 31 kW em 0,7 s. Para o sistema fotovoltaico, foram aplicados dois degraus de geração para 11,7 kW, em aproximadamente 2,2 s, e para 14,8 kW, um segundo depois.

Inicialmente, diante de uma situação de carga leve, a bateria encontra-se fora de operação, com *SoC* de 60%. Por sua vez, a MTG opera com a potência abaixo de 20% da sua potência nominal, fornecendo a referência de tensão e frequência para os conversores que interligam as fontes não despacháveis à MR.

A dinâmica de simulação aplicada ao Cenário 3 pode ser verificada através da Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Dinâmica de simulação para o Cenário 3

Tempo (s)	Dinâmica de Teste
<b>0s (Condição Inicial)</b>	$S_{EOL}= 28 \text{ kW}$ ; $S_{FOT}=9,5 \text{ kW}$ ; $S_{carga}=40 \text{ kVA}$ ; $SoC= 60\%$ (SAE fora de operação)
$\cong 0,7 \text{ s}$	<b><math>S_{EOL}= 31 \text{ kW}</math></b> ; $S_{FOT}=9,5 \text{ kW}$ ; $S_{carga}=40 \text{ kVA}$
$\cong 0,8 \text{ s}$	$S_{EOL}= 31 \text{ kW}$ ; $S_{FOT}=9,5 \text{ kW}$ ; <b><math>S_{carga}=55 \text{ kVA}</math></b>
$\cong 2,2 \text{ s}$	$S_{EOL}= 31 \text{ kW}$ ; <b><math>S_{FOT}=11,7 \text{ kW}</math></b> ; $S_{carga}=55 \text{ kVA}$
$\cong 3,2 \text{ s}$	$S_{EOL}= 31 \text{ kW}$ ; <b><math>S_{FOT}=14,8 \text{ kW}</math></b> ; $S_{carga}=55 \text{ kVA}$

NOTA:  $S_{EOL}$ : Potência de operação do Sistema Eólico;  $S_{FOT}$ : Potência de operação do Sistema Fotovoltaico;  $S_{carga}$  = Potência requerida pela carga;  $SoC$  = Estado de Carregamento do banco de baterias; Formato em Negrito: indica a ocorrência.

Como pode-se observar na Figura 5.10 (a) e na Figura 5.10 (b), em 0,8 s, foi aplicado um degrau de carga à MR, para 55 kVA, resultando no desvio da frequência de operação da MR. A frequência atingiu aproximadamente 59,8 Hz - valor abaixo dos limites especificados para as condições normais de operação em regime permanente ( $59,9 \leq f \leq 60,1$ , em hertz).

Nesse momento, o agente *AgGD* verifica o desvio da frequência e comunica ao *AgREDesp*. Este, por sua vez, atua no reestabelecimento da frequência, atualizando a frequência de referência do controle por inclinação, definido no controle primário pela equação (3.33), e comunicando o novo valor ao *AgGD*. Assim a frequência de referência é modificada, de acordo com a equação (4.4), reestabelecendo a frequência de operação da MR para um valor dentro da operação normal. O mesmo ocorre em 1,9 s, após o segundo degrau de carga aplicado. Nesse caso, a bateria não participa do restabelecimento da frequência, visto que está fora de operação.

Em 2,0 s, a potência da MTG ultrapassa a sua capacidade nominal, indicando a sobrecarga do sistema. Nessa situação, o *AgSAEE* atua comandando a operação da bateria de forma a contribuir no compartilhamento da potência da MR.

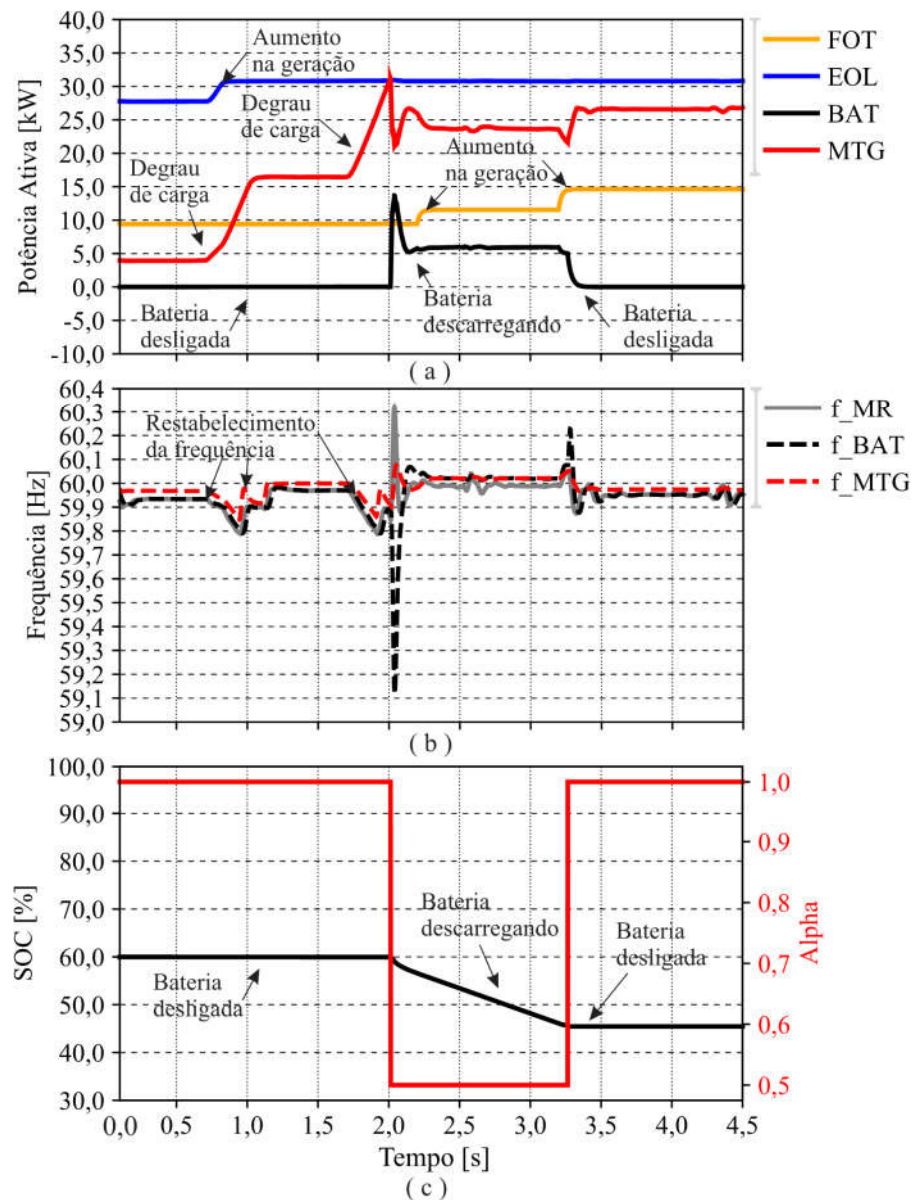
No momento em que a bateria entra em operação percebe-se um pico de 60,3 Hz na frequência de operação da MR. Isso ocorre em razão do atraso na atualização da frequência de referência da MR, no momento que ela é reconectada, interferindo, momentaneamente, no compartilhamento da carga de forma indesejada. Apesar desse desvio estar acima dos limites determinados para a condição normal de operação, o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018),

esse desvio não configura a necessidade de desconexão da MR. Ademais, a ação de restabelecimento da frequência é administrada na ordem de milissegundos.

Em 3,7 s o aumento na geração de potência ativa do sistema fotovoltaico ocasiona o desligamento da bateria, com o objetivo de manter a MTG operando dentro da faixa de máxima eficiência e aumentar a vida útil da bateria.

Através da Figura 5.10 (c), verifica-se a ação do *AgSAEE* na determinação do  $\alpha$ , de acordo com o modo de operação e o *SoC* da bateria.

Figura 5.10 - Resultados da Simulação para o Cenário 3:(a) Potência ativa dos *REDS*; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) *SoC* da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ )



Fonte: O próprio autor.



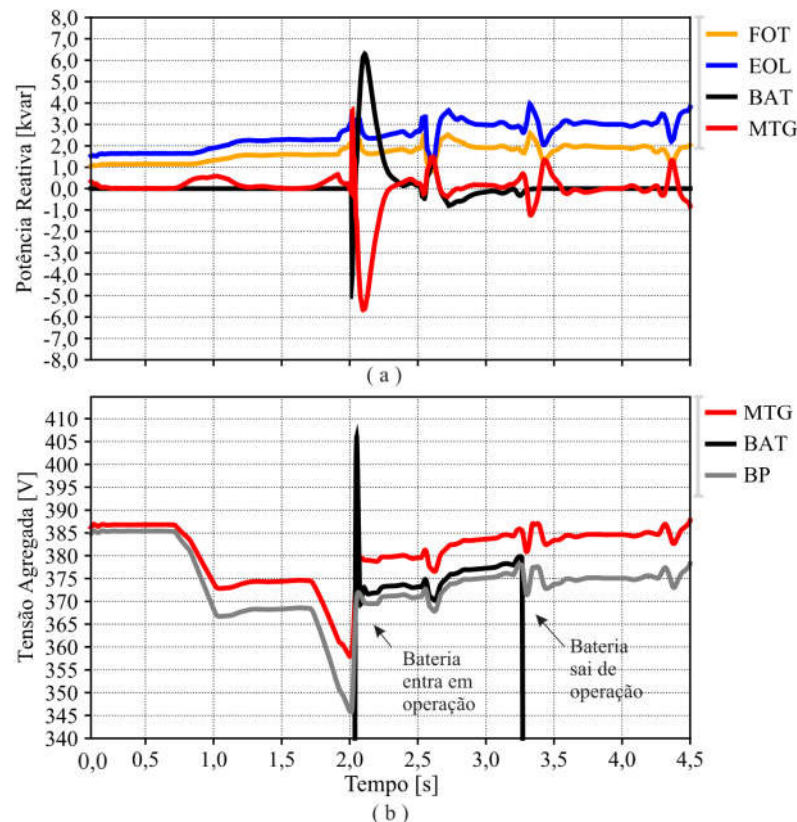
Nas Figura 5.11 (a) e (b) é mostrada, respectivamente, a potência reativa fornecida pelos *REDS* à MR e a tensão agregada medida no ponto de conexão da MTG, da bateria, bem como no barramento principal da MR.

A partir da Figura 5.11 (a) é possível verificar a ação do *AgPCCeB* na gestão do compartilhamento da potência reativa de acordo com as equações (4.1), (4.2) e (4.3).

Além disso, verifica-se, novamente, o acoplamento entre a potência ativa e reativa, através da variação da potência reativa disponibilizada pelos *REDS*, de acordo com a dinâmica da potência ativa.

Ademais, na Figura 5.11 (b), percebe-se dois momentos de queda da tensão, em razão dos degraus de carga aplicados à MR, em 0,8 s e 1,9 s, solicitando-se mais reativo dos *REDS*. Assim, a partir da relação V-Q é verificada uma redução dos níveis de tensão da MR. Em 2 s, a tensão do barramento principal da MR assume valores abaixo dos limites estabelecidos como adequados em regime permanente (Módulo 8 do PRODIST). Entretanto, rapidamente a tensão é restabelecida.

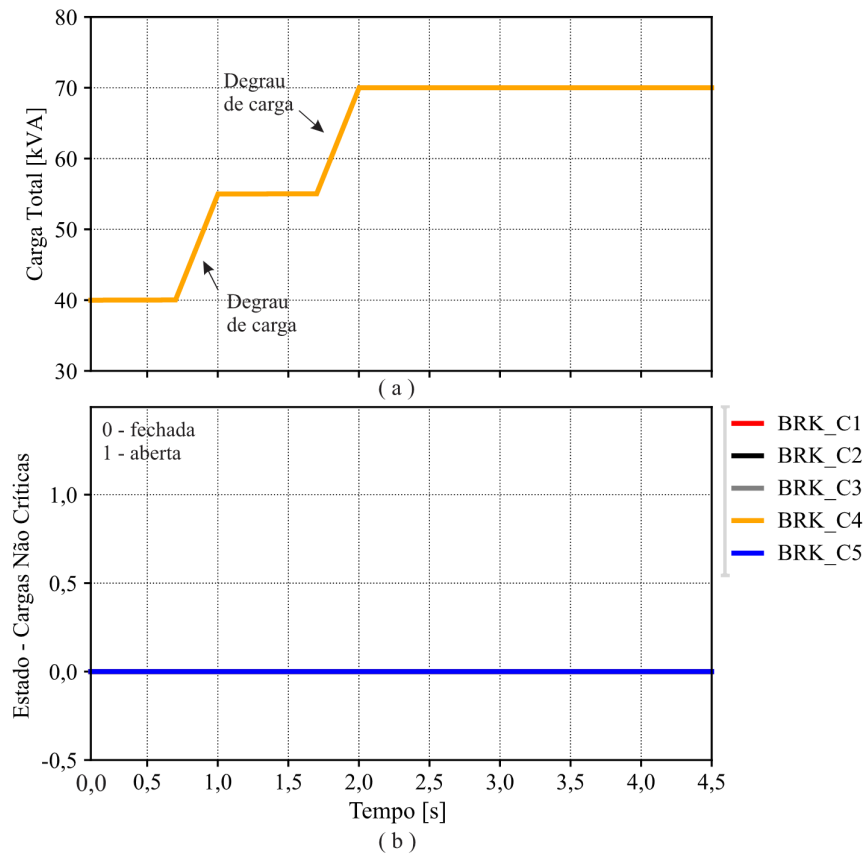
Figura 5.11 - Resultados da Simulação para o Cenário 3: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada



Fonte: O próprio autor. Nota: BP: barramentos principal.

Através da Figura 5.12 observa-se a dinâmica da carga da MR no intervalo analisado. Como pode ser visto, não foi conduzida a ação de corte nem restabelecimento de carga ao longo da simulação deste caso.

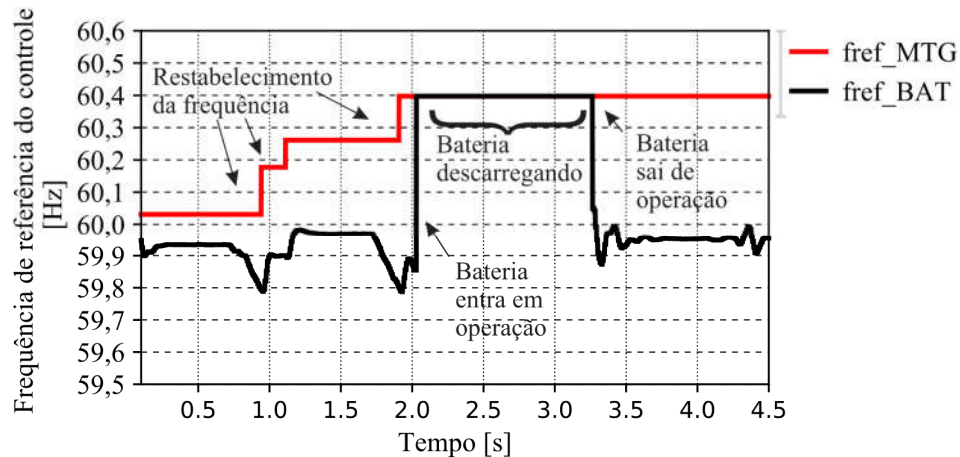
Figura 5.12 - Resultados da Simulação para o Cenário 3: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR



Fonte: O próprio autor. Nota: 0: chave fechada; 1: chave aberta.

Por fim, na Figura 5.13, é possível notar a ação do controle no restabelecimento da frequência da MR através da modificação da frequência de referência do controle por inclinação, de acordo com a equação (4.4), como dito anteriormente. Além disso, observa-se que, uma vez conectada à MR em operação de descarregamento, a frequência de referência da bateria deve ser igual à frequência de referência da MTG, em favor do compartilhamento proporcional de potência ativa da MR.

Figura 5.13 - Resultados da Simulação para o Cenário 3: Frequência de referência do controle por inclinação



Fonte: O próprio autor.

#### 5.4 Cenário 4

Neste cenário, considerou-se, inicialmente a unidade de geração eólica operando em sua capacidade nominal. Por sua vez, a condição inicial de geração de potência ativa a partir da unidade de geração fotovoltaica estabelecida foi de 9,56 kW. Em seguida, administrou-se o aumento da geração para 11,7 kW para a fonte fotovoltaica.

Neste caso, foi simulado o desligamento programado das cargas 2 e 5, que poderia ser efetuado para a realização de manutenção e melhorias na rede de distribuição.

A condição inicial configurada para o *SoC* da bateria foi de aproximadamente 99%.

A dinâmica de simulação aplicada ao Cenário 4 pode ser verificada através da Tabela 5.7.

Através da Figura 5.14, é possível observar a potência ativa de operação dos *REDS*, bem como a frequência de operação da MR e as frequências de controle dos recursos despacháveis, controlados em nível primário por meio do controle por inclinação. Além disso, verifica-se também o *SoC* da bateria e o coeficiente  $\alpha$  de regulação da contribuição desta no compartilhamento de potência ativa.

Inicialmente, analisando-se a Figura 5.14 (a), é possível verificar o compartilhamento adequado da carga entre os *REDS* despacháveis da MR, que operam com seus valores de capacidade nominal, ou proporcionais a sua capacidade nominal, considerando coeficiente  $\alpha$  configurado no valor 1.

Tabela 5.7 - Dinâmica de simulação para o Cenário 4

Tempo (s)	Dinâmica de Teste
<b>0s (Condição Inicial)</b>	$S_{EOL}= 40 \text{ kW}; S_{FOT}=9,56 \text{ kW}; S_{carga}=90 \text{ kVA}; SoC= 99\%$
$\cong 0,7 \text{ s}$	Desligamento programado das cargas 2 e 5
$\cong 1,1 \text{ s}$	Religamento programado das cargas 2 e 5.
$\cong 2,0 \text{ s}$	$S_{EOL}= 40 \text{ kW}; S_{FOT}=\mathbf{11,7 \text{ kW}}; S_{carga}=90 \text{ kVA}$

NOTA:  $S_{EOL}$ : Potência de operação do Sistema Eólico;  $S_{FOT}$ : Potência de operação do Sistema Fotovoltaico;  $S_{carga}$  = Potência requerida pela carga;  $SoC$  = Estado de Carregamento do banco de baterias; Formato em Negrito: indica a ocorrência.

Uma vez atualizado o valor de  $\alpha$ , em 0,3 s, percebe-se a ocorrência de corte de carga devido à redução da contribuição da bateria no compartilhamento da potência ativa, que ocasionou uma sobrecarga na MTG. Em seguida, verifica-se o desligamento programado das cargas 2 e 5 em 0,7 s. Uma vez mantidas desligadas, a potência requerida dos *REDS* despacháveis é reduzida, causando o aumento da frequência da MR, como pode ser visto na Figura 5.14 (b), em acordo com o controle por inclinação.

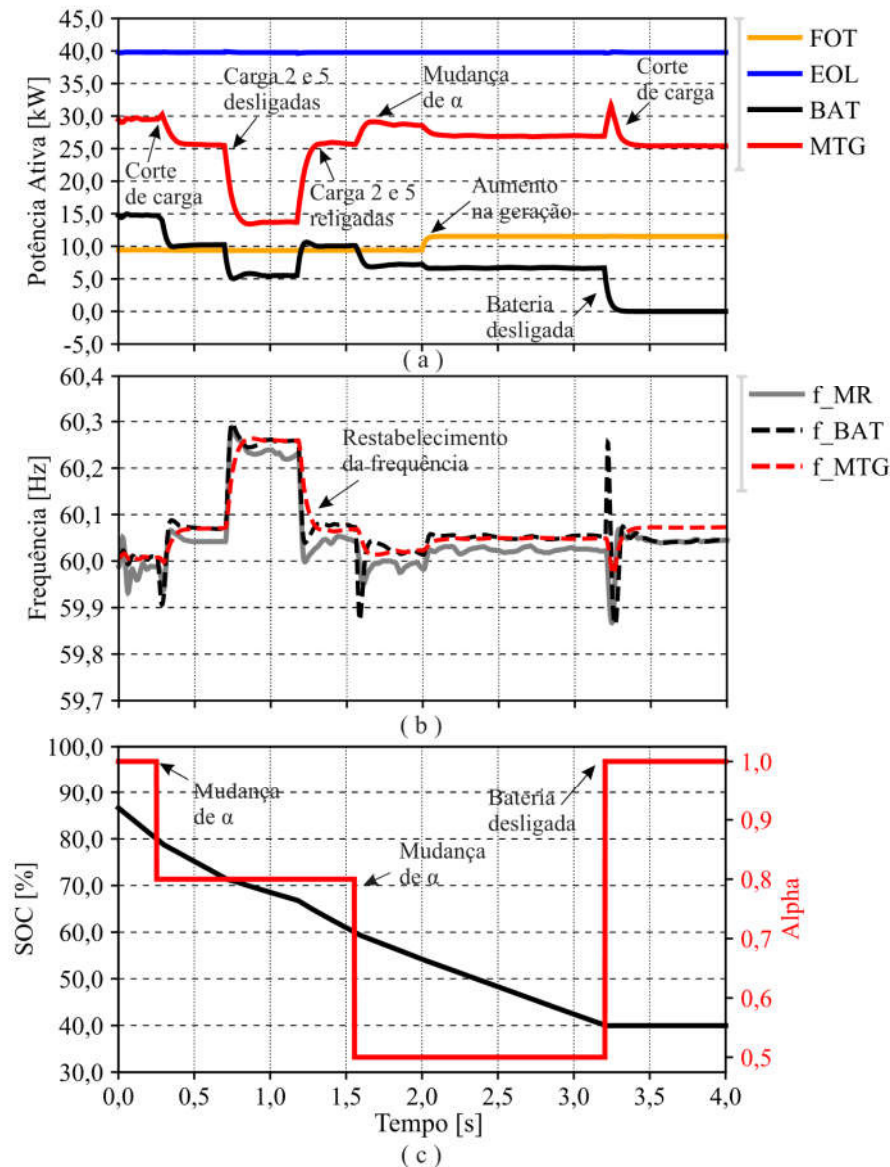
Nesse momento o controle secundário atua no restabelecimento da frequência. Os agentes *AgGD* e *AgSAEE* verificam o desvio da frequência e comunicam ao *AgREDesp*. Este, por sua vez, atua no reestabelecimento da frequência, atualizando a frequência de referência do controle por inclinação, definido no controle primário pela equação (3.33), e comunicando o novo valor aos agentes *AgGD* e *AgSAEE*.

Em 1,5 s, verifica-se uma nova mudança no coeficiente  $\alpha$ , interferindo novamente no compartilhamento de potência ativa entre os recursos energéticos despacháveis. Em seguida, o aumento na geração de potência ativa a partir da fonte fotovoltaica ocasiona uma redução na contribuição dos RED despacháveis, evidenciando a estratégia de gerenciamento adotada em que se considera o despacho de potência a partir das fontes intermitentes como prioritário.

Por fim, em 3,2 h, a bateria atinge o  $SoC$  de 40% e sai de operação.

A Figura 5.14 (c) relaciona o  $SoC$  da bateria com o coeficiente  $\alpha$  atualizado pelo *AgSAEE*, responsável pela regulação da contribuição desta no compartilhamento de potência ativa. Em operação desligada, o coeficiente  $\alpha$  é configurado como 1 e não interfere no controle da MR.

Figura 5.14 - Resultados da Simulação para o Cenário 4: (a) Potência ativa dos REDs; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) *SoC* da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ )

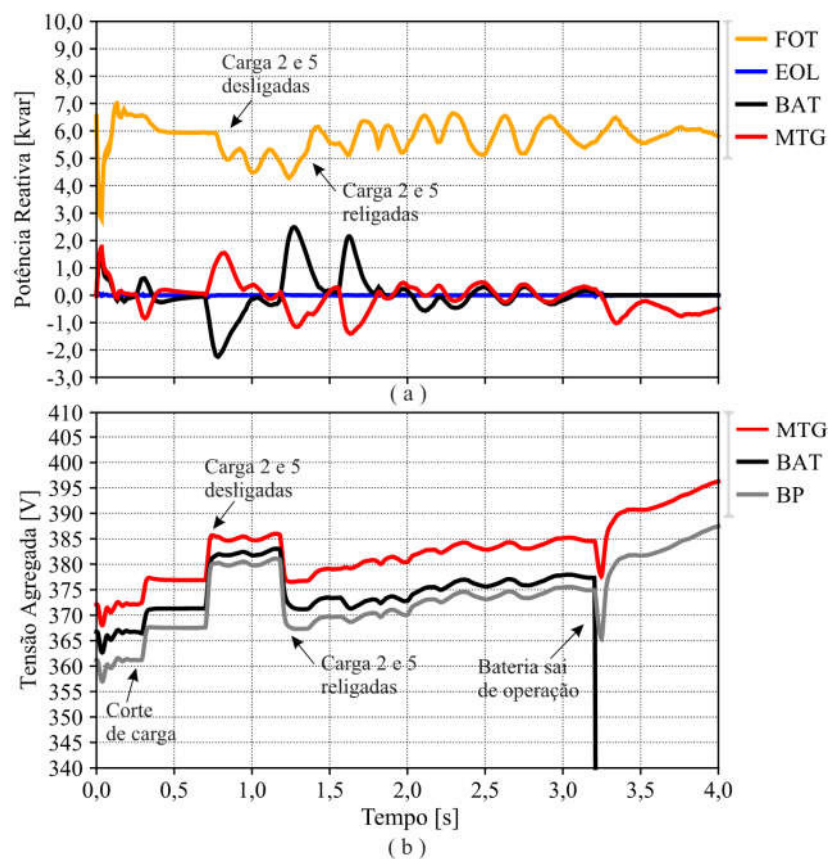


Fonte: O próprio autor.

Na Figura 5.15 é mostrada a relação entre a potência reativa requerida dos REDs e a tensão da MR. Através da Figura 5.15 (a) verifica-se a ação do controle no gerenciamento da potência reativa dada pelas equações (4.2) e (4.3), onde é realizado o despacho prioritário da potência reativa a partir das fontes intermitentes quando estas estiverem operando com potência ativa abaixo da sua capacidade nominal, e respeitando o limite na geração de reativo das mesmas dado pela equação (4.1). Após isso, a participação das fontes despacháveis é calculada proporcionalmente à capacidade nominal das mesmas.

De acordo com a equação (4.1), dado que a unidade de geração eólica está operando na sua capacidade nominal, a sua contribuição no compartilhamento da potência reativa é nula. Por sua vez, a fonte fotovoltaica contribui com todo o reativo do sistema, visto que está operando consideravelmente abaixo da sua capacidade nominal. Essa estratégia de gerenciamento é importante, uma vez que não é desejável que as unidades de GD deixem de produzir potência ativa para fornecer reativo ao sistema.

Figura 5.15 - Resultados da Simulação para o Cenário 4 : (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada

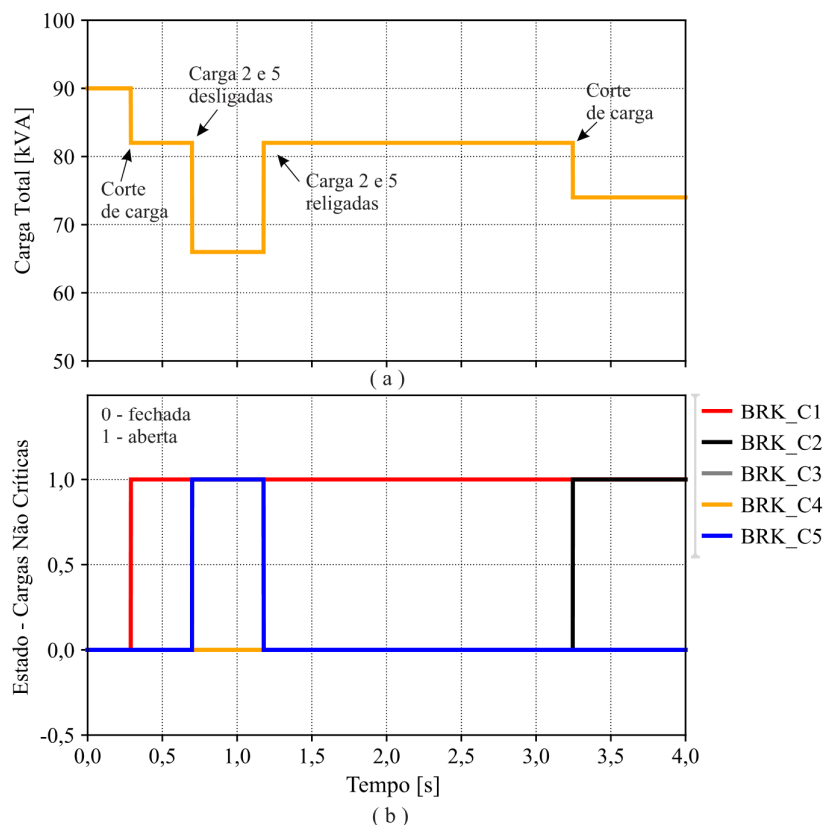


Fonte: O Próprio Autor. Nota: BP: barramentos principal.

Ademais, analisando-se a Figura 5.15 (a) e Figura 5.15 (b) paralelamente, verifica-se que no momento em que as cargas 2 e 5 são desligadas, é requerido um menor reativo do sistema e a tensão da MR se eleva. O contrário ocorre no momento que as cargas são religadas.

Através da Figura 5.16, verifica-se a carga total requerida da MR, considerando as ocorrências de corte de carga, bem como o desligamento programado das cargas 2 e 5 e o estado da chave de conexão das cargas não críticas à MR.

Figura 5.16 - Resultados da Simulação para o Cenário 4: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR

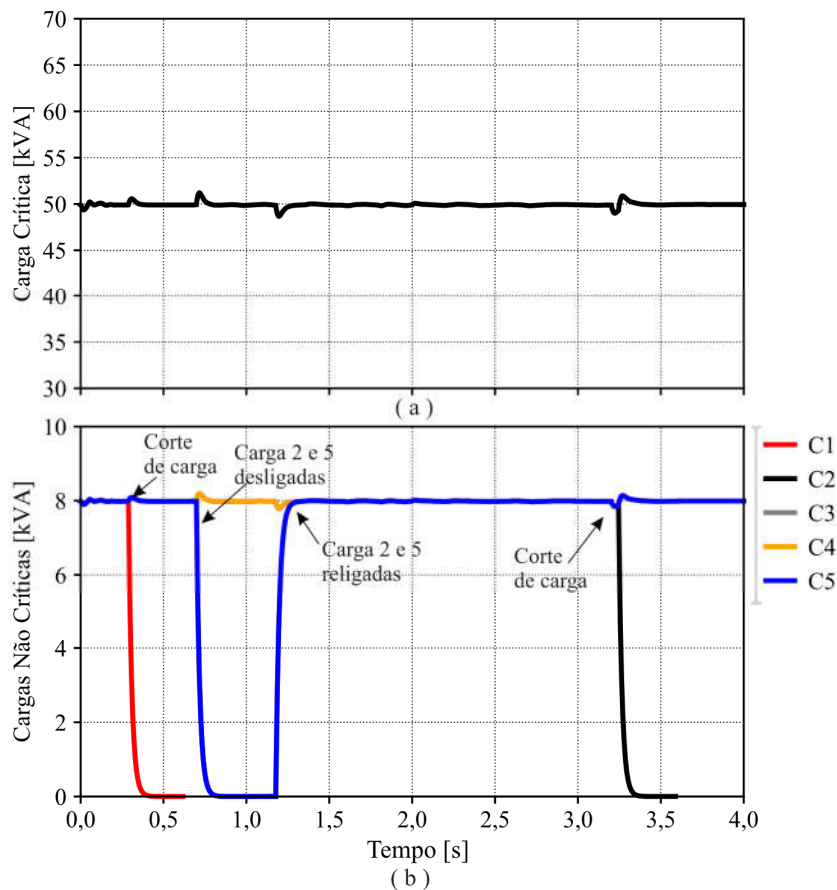


Fonte: O próprio autor. Nota: 0: chave fechada; 1: chave aberta

Analisando-se a Figura 5.16 (b), verifica-se o momento em que as cargas 2 e 5 foram, simultaneamente, desligadas e, aproximadamente 0,5 h depois, religadas. Além disso, verifica-se também as ocorrências de corte de carga, em 0,3 h e 3,3 h, em acordo com a estratégia de gerenciamento utilizada, que considera o grau de prioridade das cargas na determinação das cargas a serem desligadas. Na primeira ocorrência de corte de carga, desligou-se a carga C1, na segunda ocorrência, a carga C2.

Por fim, na Figura 5.17, são mostradas a potência requerida pela carga crítica e pelas cargas não-críticas. Além disso, na Figura 5.17 (b) verificam-se as ocorrências de corte de carga, bem como o desligamento programado das cargas 2 e 5.

Figura 5.17 - Resultados da Simulação para o Cenário 4:(a) Potência requerida pela carga crítica (b) Potência requerida pelas cargas não críticas



Fonte: O próprio autor.

## 5.5 Cenário 5

Neste cenário, foram consideradas as mesmas condições iniciais e as mesmas dinâmicas para a geração a partir das fontes intermitentes e para a carga definidas para o Cenário 1. Porém, nesse caso, as simulações foram realizadas considerando a conexão e a desconexão da MR à rede elétrica principal, bem como a operação conectada à rede hospedeira.

É válido ressaltar que a análise e o gerenciamento da operação da MR e dos REDs em operação conectada à rede elétrica hospedeira é realizada no nível terciário de controle e não entra no escopo deste trabalho. Em nível secundário, pretende-se garantir a estabilidade do sistema (níveis de frequência e tensão) para a MR em operação conectada e desconectada à rede elétrica principal e durante a transição entre esses dois modos de operação.

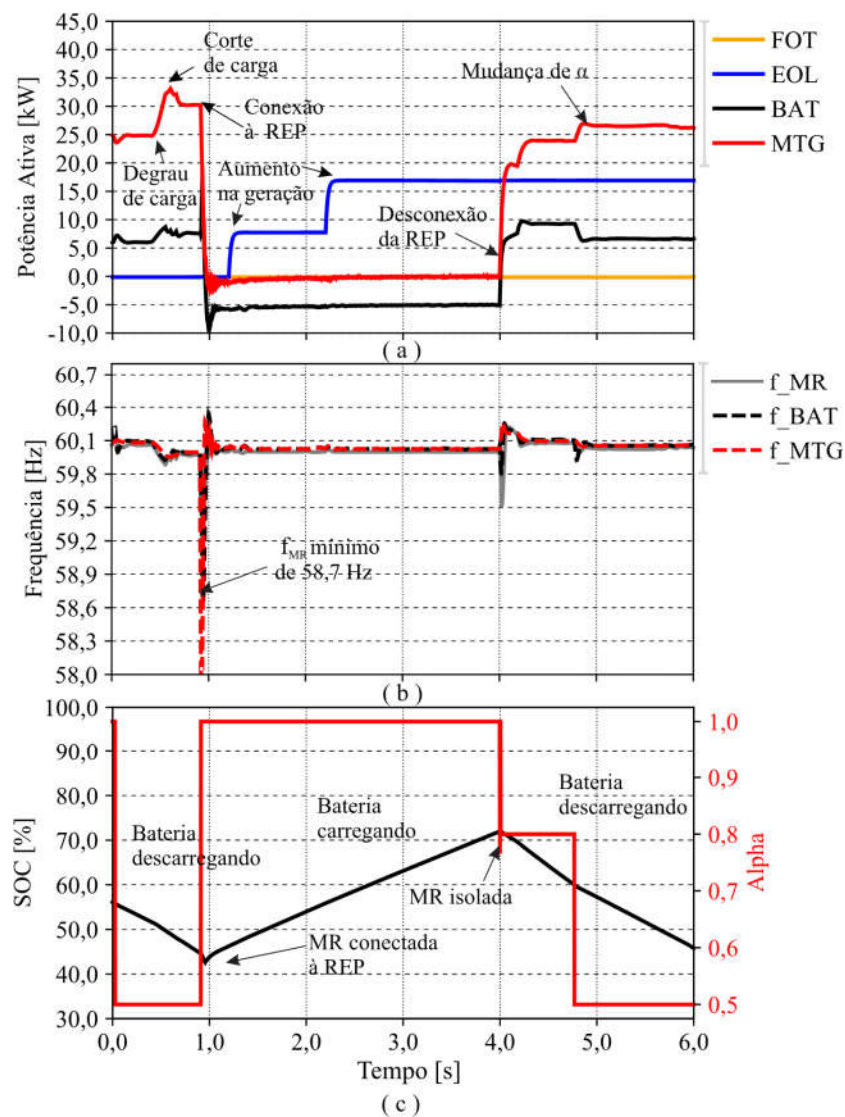
Assim, para as simulações realizadas, determinou-se que em operação conectada à rede elétrica a MTG sai de operação. Assim, o conversor GSC de interface RED/MR opera em *PCM*, com controle de potência, e define-se a potência ativa de referência como nula para a



MTG. A bateria, por sua vez, ao operar com  $SoC$  menor que 98% deve ser carregada, definindo-se a potência ativa de referência do controle como -5kW.

A partir da Figura 5.18 é mostrada a potência ativa dos REDs; a frequência de operação da MR e a frequência de controle dos GSCs; e o  $SoC$  da bateria, bem como o coeficiente  $\alpha$  responsável por balancear o compartilhamento de potência entre a fonte despachável e o SAEE.

Figura 5.18 - Resultados da Simulação para o Cenário 5 : (a) Potência ativa dos REDs; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c)  $SoC$  da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ )



Fonte: O próprio autor.

Analisando-se a Figura 5.18, verifica-se que a MR foi conectada à rede elétrica principal em 1 h, chaveando o controle dos conversores GSC para o modo controle de potência, através da inserção de um integrador à equação do controle por inclinação. Então, de acordo com a estratégia proposta, a MTG é desligada, com  $P^*=0$  kW, e o banco de baterias, com o *SoC* de, aproximadamente 44%, entra no modo de carregamento, com  $P^*=-5$  kW.

Em operação conectada à rede elétrica, as fontes de geração intermitente continuam despachando a potência ativa de acordo com as suas produções individuais. A potência de operação dessas pode ser limitada, a depender do controle terciário, que considera aspectos como restrições da rede ou otimização dos custos. Nas simulações realizadas, optou-se por manter as fontes de geração intermitente operando na máxima potência, sem restrição de produção.

Na Figura 5.18 verifica-se a ocorrência de um desvio de frequência da MR no momento de conexão com rede hospedeira devido ao chaveamento da estratégia de controle dos GSCs. O desvio de frequência atinge 58,7 Hz, abaixo do limite definido para a operação normal, mas dispensando a necessidade de desconexão. Ademais, o desvio foi prontamente restaurado, após a atuação do controle.

Ao desconectar-se do sistema de distribuição, em 4 h, foi verificada uma outra ocorrência de desvio de frequência, em razão do chaveamento do controle, prontamente restaurado.

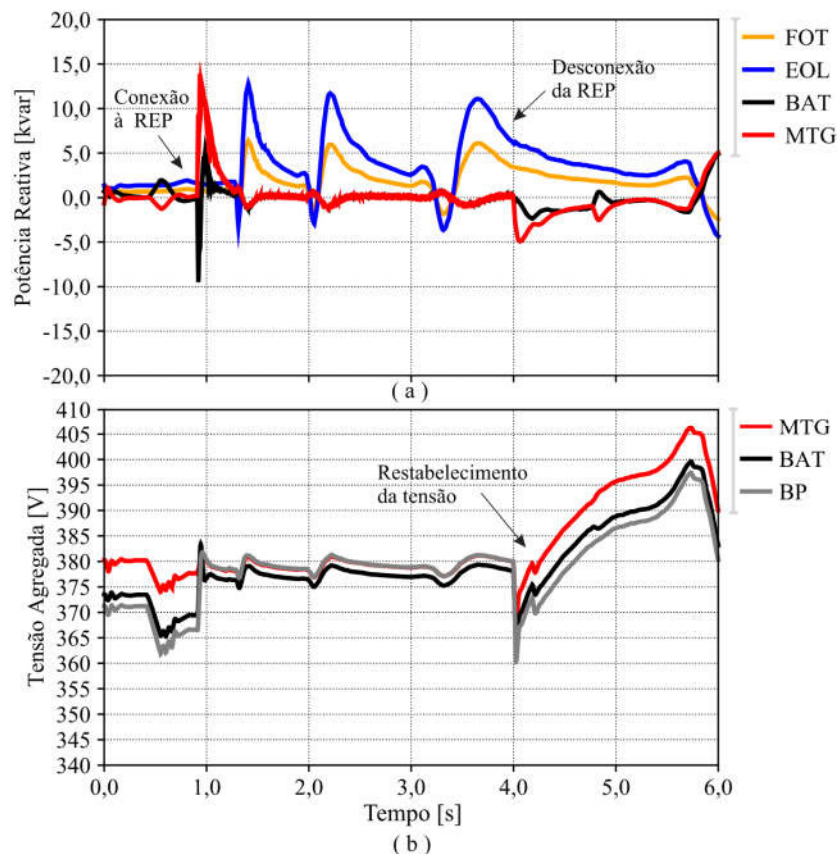
Em operação conectada, a estratégia de gerenciamento da potência reativa definida em (4.2) e (4.3) é mantida. Dessa forma, para o sistema de distribuição, pode-se considerar que a MR possui fator de potência unitário, uma vez que a potência reativa requerida é compensada pelos próprios REDs que compõem a MR.

Na Figura 5.19, é possível verificar a potência reativa fornecida pelos REDs, bem como a tensão agregada da MR e na saída dos conversores GSC.

Novamente, verifica-se o acoplamento entre a potência ativa e a potência reativa dos REDs que integram a MR, uma vez que se pode observar a interferência no controle da potência reativa em consequência ao aumento da potência gerada pela fonte eólica e à desconexão da rede elétrica principal (causando, alteração no compartilhamento de potência entre os REDs). Considerando as características da estratégia de controle distribuído, aplicada à MR, sabe-se que esse acoplamento entre os sistemas, ainda que fraco, vai existir. Nesse caso, a função do nível de controle hierarquicamente superior é a correção desses desvios a partir do ajuste no controle do nível inferior.

Finalmente, ao desconectar-se da rede hospedeira, em 4 h, verifica-se a queda da tensão da MR, para 366 V (tensão agregada). Esse valor é rapidamente restaurado aos níveis de regime permanente através do gerenciamento da potência reativa.

Figura 5.19 - Resultados da Simulação para o Cenário 5: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada



Fonte: O próprio autor. Nota: BP: barramentos principal.

Através da Figura 5.20, verifica-se a carga da MR e as operações de corte e restabelecimento da carga, de acordo com a estratégia adotada. Nesse caso, pode-se observar o restabelecimento das cargas ao conectar a MR à rede de distribuição de energia elétrica.

Por fim, na Figura 5.21, pode-se observar a frequência de referência do controle por inclinação para os conversores GSCs. Nesse caso, observa-se que em operação isolada, em que os conversores assumem o modo controle de tensão, a frequência de referência do controle é dada por 380 rad/s, que corresponde à aproximadamente 60,5 Hz, de acordo com a estratégia proposta, dada pela equação (3.34). Por outro lado, em operação conectada à rede elétrica principal os conversores assumem o modo de controle de potência e a frequência de referência é modificada para a frequência da rede de 377 rad/s (60 Hz).

Figura 5.20 - Resultados da Simulação para o Cenário 5: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR

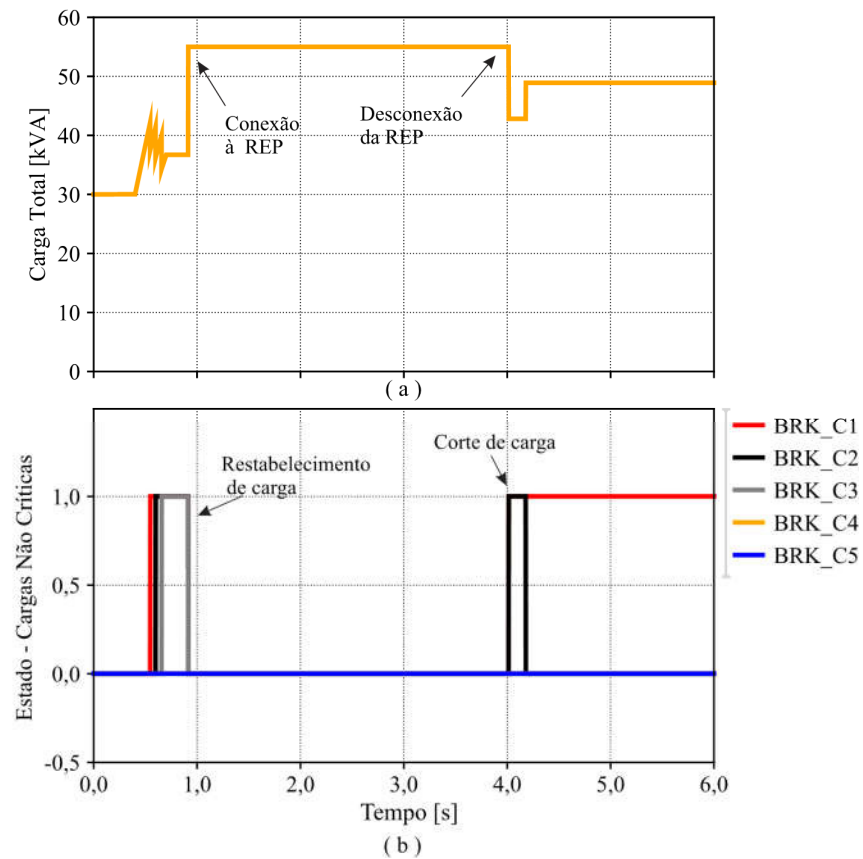
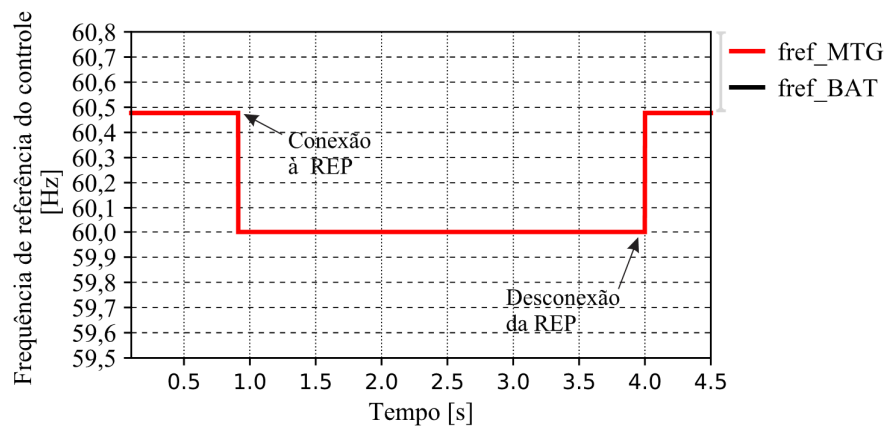


Figura 5.21 - Resultados da Simulação para o Cenário 5: Frequência de referência do controle por inclinação



## 5.6 Cenário 6

Neste cenário, foram consideradas as mesmas condições iniciais e as mesmas dinâmicas para a geração a partir das fontes intermitentes e para a carga definidas no Cenário 3, para a MR em operação conectada à rede de distribuição de energia elétrica.

Em operação conectada à rede elétrica, a dinâmica da MR (tensão e frequência de operação) é ditada pela rede elétrica principal. Assim, não é necessária a atuação do controle secundário na restauração de frequência e da tensão, por exemplo.

Além disso, nesse caso, déficits de potência da MR podem ser supridos pelo sistema de distribuição de energia elétrica, não se fazendo necessária a atuação do controle secundário no corte de cargas.

Na Figura 5.22, verifica-se a potência ativa dos REDs; a frequência de operação da MR e a frequência de controle dos GSCs; e o *SoC* da bateria, bem como o coeficiente  $\alpha$  para balancear o compartilhamento de potência entre a fonte despachável e o SAEE.

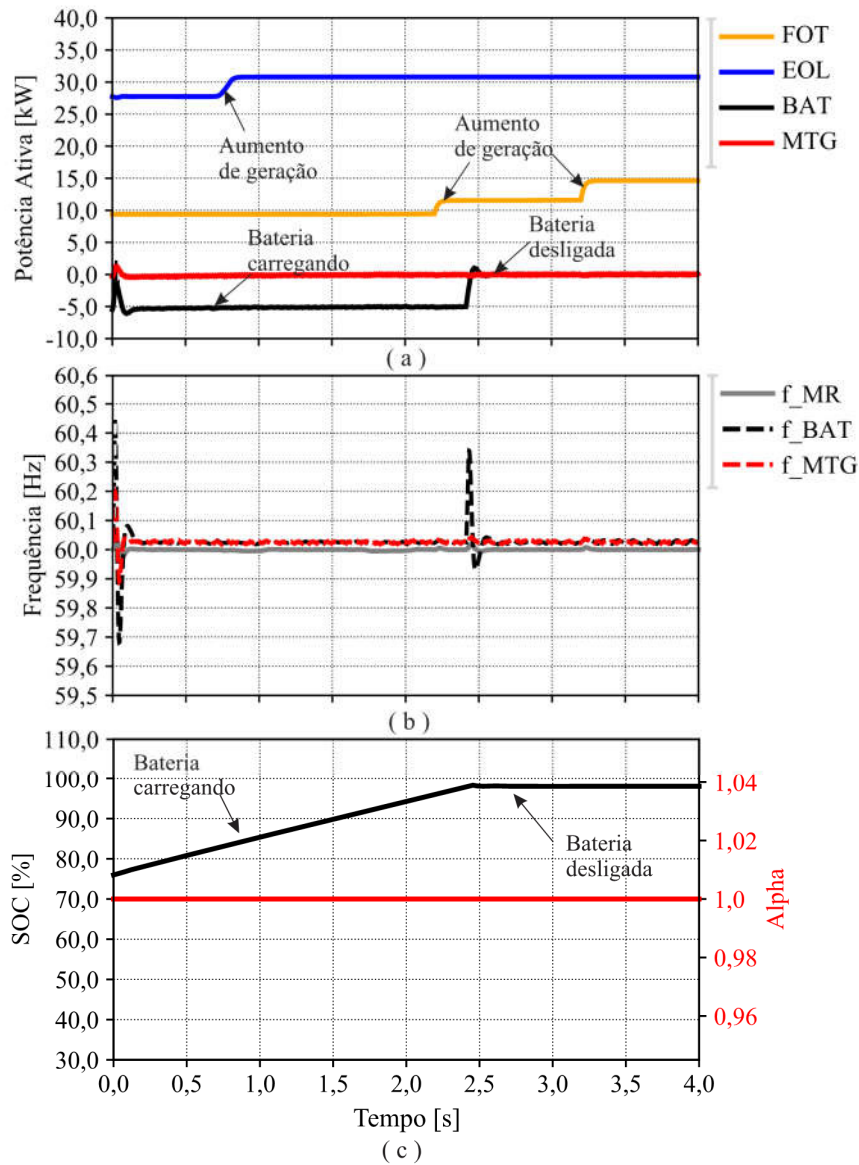
Em operação conectada à rede elétrica, o controle dos GSCs é definido no modo controle de potência. Inicialmente, com *SoC* de aproximadamente 76% a bateria assume o modo de carregamento, com  $P^* = -5$  kW. Em 2,5 h, por sua vez, a mesma assume  $P^* = 0$  kW, saindo de operação, uma vez totalmente carregada.

Por outro lado, para a MTG é determinado  $P^* = 0$  kW em operação conectada ao sistema de distribuição. Esse valor pode ser modificado de acordo com a atuação do controle terciário, considerando aspectos técnicos e econômicos.

Na Figura 5.22 (b), observa-se desvio na frequência da bateria, em aproximadamente 2,5 h, dada a modificação da potência ativa de referência, no entanto, a frequência da MR se mantém em 60 Hz, imposta pela rede elétrica principal.

Na Figura 5.22 (c), pode-se observar o coeficiente  $\alpha$  permanentemente igual a 1. Isso porque para o conversor GSC em *PCM*,  $\alpha$  não deve interferir no compartilhamento de potência, uma vez que em operação conectada à rede elétrica não se faz necessária a aplicação de mecanismos para o balanço energético da MR.

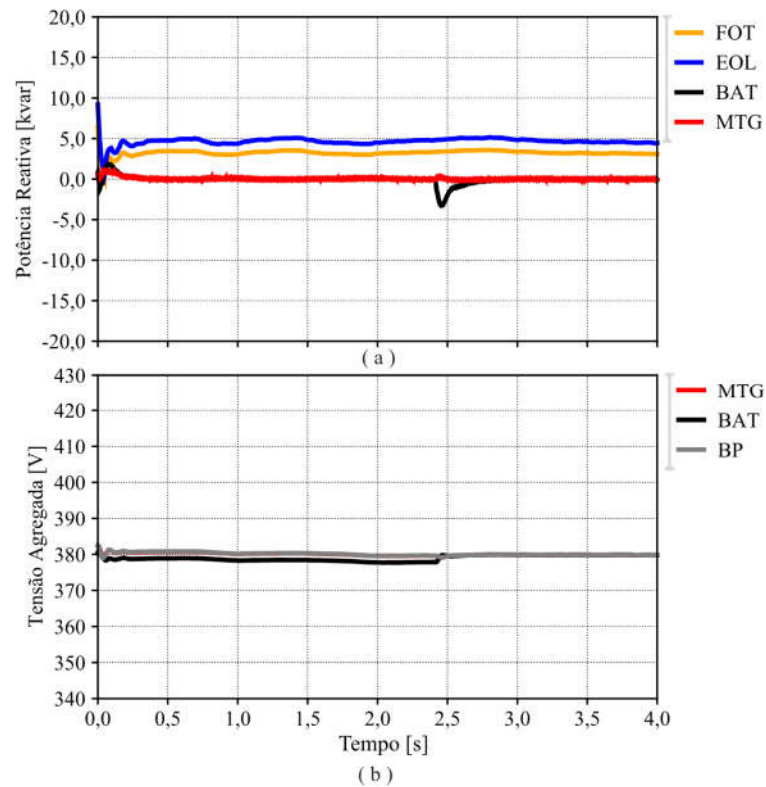
Figura 5.22 - Resultados da Simulação para o Cenário 6 : (a) Potência ativa dos *REDS*; (b) Frequência de operação da MR (linha contínua) e frequência de controle dos GSC (linha tracejada); (c) *SoC* da bateria e coeficiente Alpha ( $\alpha$ )



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 5.23, verifica-se a ação do *AgPCCeB* na gestão do compartilhamento da potência reativa de acordo com as equações (4.1), (4.2) e (4.3), mesmo em operação conectada à rede elétrica.

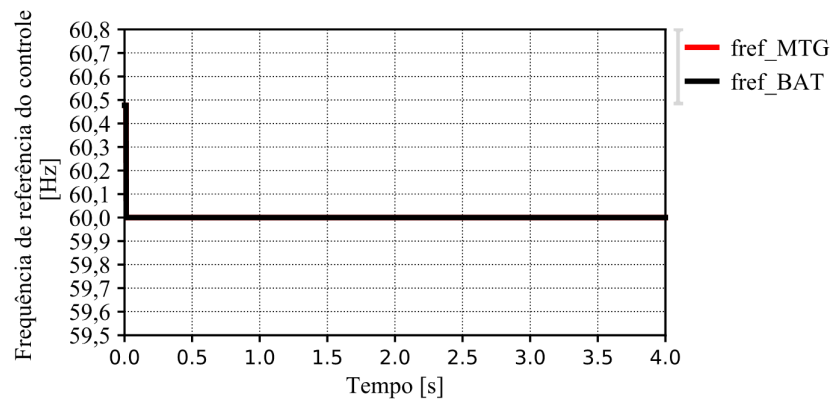
Figura 5.23 - Resultados da Simulação para o Cenário 6: (a) Potência Reativa; (b) Tensão agregada



Fonte: O proprio autor. Nota: BP: barramentos principal.

Na Figura 5.24, observa-se a frequência de referência do controle definida conforme a frequência da rede elétrica principal (377 rad/s) para os GSCs operando no modo controle de potência e conectados ao sistema de distribuição.

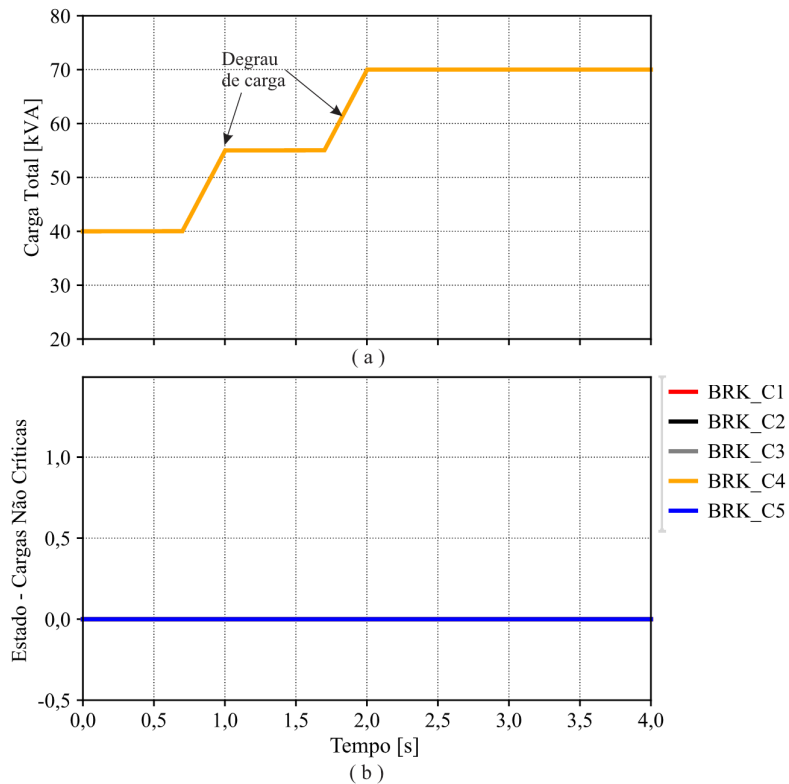
Figura 5.24 - Resultados da Simulação para o Cenário 6: Frequência de referência do controle por inclinação



Fonte: O proprio autor.

Por fim, verifica-se através da Figura 5.25, que a modificação da carga da MR não influi no comportamento dos REDs e na dinâmica da MR em operação conectada à rede elétrica hospedeira, uma vez que eventuais déficits de potência da MR são supridos pela rede elétrica principal.

Figura 5.25 - Resultados da Simulação para o Cenário 6: (a) Carga total da MR; (b) Estado das chaves de conexão das cargas não críticas à MR



Fonte: O próprio autor.

## 5.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as simulações realizadas e os resultados obtidos, com o objetivo de validar o método de controle proposto.

Além disso, foram apresentados os parâmetros utilizados para a simulação da MR e os parâmetros adotados no controle por inclinação.



As simulações foram realizadas para quatro cenários distintos.

Com base dos resultados obtidos, foram realizadas análises técnicas, com as implicações que cada tipo de RED pode oferecer e as necessidades que o controle distribuído escolhido impõe ao sistema.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho foi realizado com o objetivo de desenvolver e implementar por simulação computacional o controle de uma microrrede composta por recursos energéticos distribuídos, usando uma abordagem de controle distribuído e hierárquico. Nesta proposta, considerou-se a operação da MR conectada e desconectada do sistema de distribuição de energia elétrica.

No Capítulo 1, é apresentado o conceito de microrredes e a importância da aplicação de estratégias eficazes no controle dessas, a fim de garantir a confiabilidade do sistema e o aproveitamento máximo dos benefícios de seus recursos energéticos. Além disso, foram analisadas algumas abordagens de diferentes autores no controle distribuído de MRs, com a finalidade de fundamentar a estratégia de controle proposta.

No Capítulo 2, são mostrados os sistemas de controle aplicáveis às microrredes. Além disso, é abordada a estratégia de controle hierárquico aplicado às MRs, que consiste na subdivisão do controle em níveis hierárquicos: primário, secundário e terciário. Por fim, neste capítulo é apresentada a estratégia de controle e a MR proposta neste trabalho.

No Capítulo 3, é feita uma introdução à técnica de controle por inclinação aplicada no controle primário da MR. Em sequência são apresentados os fundamentos desta técnica, além da estratégia e estrutura do controle proposto.

No Capítulo 4, é abordado o conceito de Sistema Multiagente (SMA), estratégia utilizada para realizar o controle secundário da MR. Além disso, é introduzido o conceito de Agente Inteligente e são apresentadas as principais arquiteturas de comunicação entre os agentes em um SMA. Por fim, é apresentada a plataforma de desenvolvimento de sistemas multiagentes utilizada e a estrutura do SMA proposta, juntamente com a função de cada agente no gerenciamento e controle dos recursos disponíveis na MR.

No Capítulo 5, foram apresentados os resultados obtidos a partir da estratégia de controle proposta, considerando vários cenários de operação das fontes não despacháveis sob demanda, sob condições de carga leve e pesada. Os cenários foram selecionados para a simulação a partir da técnica de *Cluster*, aplicada a dados de irradiação solar e velocidade do vento, com o objetivo de obter um número reduzido de casos de geração que descrevam o comportamento de sistemas fotovoltaico e eólico, permitindo a realização de simulações com menor esforço computacional. As simulações foram realizadas com base na interação da MR, implementada no *software* PSCAD com o sistema PADE, em que foi implementado o SMA responsável pelo controle secundário da MR.

Essa iteração, possibilitou a leitura de dados da simulação, a comunicação entre os agentes e o envio de comandos em tempo real, proporcionando uma simulação mais realística do controle de microrredes.

Os resultados obtidos foram analisados e considerados satisfatórios, uma vez que, em operação isolada, o controle primário atuou precisamente no compartilhamento da potência ativa e o controle secundário, por sua vez, proporcionou bons resultados no gerenciamento dos recursos da MR - em situações de restabelecimento de frequência e tensão; corte e restabelecimento de carga; e regulação da contribuição da bateria de acordo com o *SoC*. Além disso, observou-se bons níveis de tensão e frequência, com a ocorrência de pequenos desvios prontamente restaurados pela ação do controle secundário.

Ademais, observou-se a eficácia do controle por inclinação, em modo de controle de potência - *PCM*, no controle da potência reativa para a MR em operação isolada, solucionando o problema de circulação de reativo entre os REDs. Além disso, verificou-se uma atuação adequada do controle secundário no compartilhamento de potência reativa, de acordo com a estratégia adotada. Assim foi realizado o despacho prioritário da potência reativa a partir das fontes intermitentes, quando operando com potência ativa abaixo da sua capacidade nominal, respeitando o limite na geração de reativo dessas. Após isso, a participação das fontes despacháveis foi calculada proporcionalmente à capacidade nominal das mesmas.

Em operação conectada ao sistema de distribuição, também se observou a operação dos GSCs em modo controle de potência - *PCM*, com a frequência de referência do controle determinada pela MR. Nesse caso, verificou-se que a dinâmica da MR é ditada pela rede elétrica principal, dispensando a aplicabilidade de mecanismos de restauração da tensão e da frequência, além de estratégias de corte de carga. Dessa forma, a atuação do controle secundário torna-se mais restrita, uma vez que, em operação conectada à rede elétrica, o nível terciário tem prevalência no gerenciamento da MR, atuando no gerenciamento do fluxo de potência entre a MR e o sistema de distribuição de energia elétrica, considerando, geralmente, aspectos econômicos. Neste trabalho não foi implementado o nível terciário de controle da MR.

Por outro lado, verificou-se a transição da MR entre os modos isolado e conectado à rede hospedeira. Nesse caso, observou-se a ocorrência de desvios da frequência e da tensão no momento de conexão/desconexão, em ocorrência do chaveamento entre os modos de controle dos GSCs. Porém, os níveis de frequência e tensão foram rapidamente restabelecidos.

A estratégia de controle primário adotada, com base no controle por inclinação, pode ser considerada descentralizada, uma vez que não se faz necessária a comunicação entre os RED, no compartilhamento de potência. À nível secundário, por sua vez, o controle da MR, pode ser considerado parcialmente distribuído, em que são realizadas trocas de informações entre controladores locais, considerando um dado subconjunto. Essa estrutura possibilita o desenvolvimento de mais de uma função ou atividade, de forma simultânea.

Com isso, alguns aspectos devem ser considerados, como a interferência de uma dada atividade sob uma função ou ação realizada de forma simultânea. As ações podem ser simultâneas, porém não conflitantes. Essa é uma responsabilidade do projeto e de testes para validar e adequar o controle, se necessário, mediante vários cenários. Assim, o comportamento temporal dos agentes que integram o SMA deve ser detalhadamente pensado e desenvolvido.

No trabalho desenvolvido, algumas limitações foram observadas. Primeiramente, no que concerne ao acoplamento entre a potência ativa e reativa, prejudicando o controle individual destas. No entanto, como visto na revisão literária, acoplamentos mesmo que fracos causam interferência nas ações de controle, fazendo-se necessário o uso de controle hierárquico para a correção ou ajuste dos desvios.

Uma outra restrição observada está relacionada ao desvios de frequência e tensão verificados na transição entre os modos de operação da MR (isolada e conectada à rede elétrica principal), devido ao chaveamento entre os modos de controle dos GSCs. Nesse caso, pode-se considerar necessária a investigação de mecanismos de sincronismo da MR à rede elétrica principal, aplicáveis a essa estratégia de controle, com a finalidade de reduzir ou eliminar esses desvios de frequência e tensão.

Finalmente, não foi possível associar o tempo de ação do controle primário ao tempo de ação do secundário, implementados em *softwares* distintos. Isso, porque na integração realizada entre os *softwares* PSCAD e PADE, não é possível considerar aspectos relacionados ao tempo de simulação dos *softwares*, em conjunto, o que depende do passo de simulação adotado e do processamento do computador utilizado, por exemplo. A realização das simulações a partir de plataformas HIL (*Hardware In the Loop*), como por exemplo a RTDS (*Real Time Digital Simulator*), solucionaria esse problema, tornando a análise do tempo de atuação do controle mais real.

Com isso, seria possível a análise do tempo de realização das ações de controle, considerando a comunicação entre os agentes e a execução de atividades de forma simultânea.

## 6.1 Trabalhos futuros

Considerando os resultados apresentados, é possível apontar alguns trabalhos que poderiam contribuir no aprimoramento da técnica de controle apresentada, como o desenvolvimento de estratégias de desacoplamento entre a potência ativa e reativa, além da melhoria da resposta transitória do controle no *PCM*.

Outra contribuição relevante refere-se à investigação de mecanismos de sincronismo da MR à rede elétrica principal, aplicáveis a estratégia de controle proposta, com a finalidade de reduzir ou eliminar os desvios de frequência e tensão verificados, na transição entre os modos de operação da MR.

Além disso, é de relevante contribuição um estudo mais aprofundado do tempo de realização das ações de controle, considerando a comunicação entre os agentes e a execução de atividades de forma simultânea, bem como a interação entre o PSCAD e o PADE, reestruturando o comportamento temporal dos agentes em obediência às normas. Adicionalmente, é de relevante importância uma análise mais precisa do tempo de ação processos de controle aplicados, utilizando-se de plataformas *HIL*.

## REFERÊNCIAS

ALMADA, J. B. **Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis**. N. 218. Dissertação(Mestrado em Engenharia Elétrica)-Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza,2013.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. ANEEL: 1-5 p. 2012.

\_\_\_\_\_. **PRODIST: Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica (Revisão 10)**. 2018.

AZEVEDO, G. M. D. S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**.N.173. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011.

BANADAKI, A. D. et al. **State space modeling of inverter based microgrids considering distributed secondary voltage control**. In: 2017 North American Power Symposium (NAPS), 2017. 17-19 Sept. 2017. p.1-6.

BAPTISTA, J. E. R. et al. **Probabilistic assessment of the impact of wind power generation on voltage sags in composite systems**. In: 2014 Power Systems Computation Conference, 2014. 18-22 Aug. 2014. p.1-6.

BAPTISTA, J. R. et al. Probabilistic Analysis of PV Generation Impacts on Voltage Sags in LV Distribution Networks Considering Failure Rates Dependent on Feeder Loading. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, p. 1-1, 2018. ISSN 1949-3029.

CAPSTONE-TURBINE-CORPORATION. **0911 C30 Natural Gas Data Sheet CAP135** 2010.

CARVALHO, H. T. D. M. **Controle de Microrredes CA: Estudo da regulação de frequência e tensões**. N.132. Dissertação(Mestrado em Engenharia Elétrica ) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia,2019.

COELHO, E. A. A. et al. Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone AC supply systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 38, n. 2, p. 533-542, 2002. ISSN 0093-9994.

COELHO, E. A. A. et al. Small-Signal Analysis of the Microgrid Secondary Control Considering a Communication Time Delay. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 10, p. 6257-6269, 2016. ISSN 0278-0046.

DENG, C. et al. Distributed Variable Droop Curve Control Strategies in Smart Microgrid. **MDPI Energies**, v. 11, n. 1, p. 18, <https://doi.org/10.3390/en11010024> 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en11010024>>.

DOU, C. et al. Improved droop control based on virtual impedance and virtual power source in low-voltage microgrid. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 4, p. 1046-1054, 2017. ISSN 1751-8687.

EL HASSANE MARGOUM et al. Design and Control of Parallel Three Phase Voltage Source Inverters in Low Voltage AC Microgrid. **Power Engineering and Electrical Engineering**, v. 15, 2017.

ENEL. **Especificação Técnica nº. 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás/ Enel Distribuição Rio** 2018.

FIPA. **The Foundation for Intelligent Physical Agents standards**. 2015.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 5<sup>o</sup> Edition. Christopher M. Shortt. United State of America, 2012. 850 ISBN 978-1-111-42579-1.

GUERRERO, J. M. et al. **Decentralized Control for Parallel Operation of Distributed Generation Inverters in Microgrids Using Resistive Output Impedance**. In: IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics, 2006. 6-10 Nov. 2006. p.5149-5154.

GUERRERO, J. M. et al. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 52, n. 4, p. 1126-1135, 2005. ISSN 0278-0046.

GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 158-172, 2011. ISSN 0278-0046.

GUERRERO, J. M. et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 5, p. 1205-1213, 2004.

GUERRERO, J. M. et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 5, p. 1205-1213, 2004. ISSN 0885-8993.

HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids Architectures and Control**. 1 Ed. 2014. 341

IEEE Std 1547.4-2011. p. 1-54, 2011.

IEEE.STD.1547.4. **IEEE Guide for Design, Operation and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems**: Standards Coordinating Committee 21. New York, p. 54. 2011.

JILG, M.; STURBERG, O. Hierarchical Distributed Control for Interconnected Systems. **Elsevier - IFAC Proceedings Volumes** v. 46, n. 13, 2013.

LI, C. et al. **Multiagent based distributed control for operation cost minimization of droop controlled AC microgrid using incremental cost consensus**. In: 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), 2015. 8-10 Sept. 2015. p.1-9.

LI, Z. et al. Analysis of Multi-Agent-Based Adaptive Droop-Controlled AC Microgrids with PSCAD: Modeling and Simulation. **Journal of Power Electronics**, v. 15, p. 13, March 2015 2015a.

LI, Z. et al. Analysis of Multi-Agent-Based Adaptive Droop-Controlled AC Microgrids with PSCAD: Modeling and Simulation. **Journal of Power Electronics**, v. Vol. 15, n. No. 2, March 2015 2015b.

LYU, Z. et al. Adaptive Virtual Impedance Droop Control Based on Consensus Control of Reactive Current. **MDPI Energies**, p. 17, 2018.

MANITOBA Hydro International Ltd. Automation Library. Disponível em: <  
<https://hvdc.ca/pscad/automationlibrary>>. Acesso em: 13 fevereiro 2019.

MEHRIZI-SANI, A.; IRAVANI, R. **Secondary Control for Microgrids Using Potential Functions: Modeling Issues**. Cigré Canada Conference on Power Systems. Toronto 2009.

MELO, L. S. **Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação. N.140. (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

MELO, L. S. et al. Python-based multi-agent platform for application on power grids. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 5, 2019.

MENG, L. et al. Modeling and Sensitivity Study of Consensus Algorithm-Based Distributed Hierarchical Control for DC Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1504-1515, 2016. ISSN 1949-3053.

MORADI, M.; RAZINI, S.; HOSSEINIAN, S. **State of art of multiagent systems in power engineering: A review**. 2016. 814-824

MURENZI, J. P.; USTUN, T. S. **The case for microgrids in electrifying Sub-Saharan Africa**. In: IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress, 2015. 24-26 March 2015. p.1-6.

OLIVARES, D. E. et al. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905-1919, 2014. ISSN 1949-3053.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K. Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode. **Elsevier - Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 16, 28 January 2015 2015.

ROCAERT, J. et al. Control of Power Converters in AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 11, p. 4734-4749, 2012. ISSN 0885-8993.

ROCHA, J. E. et al. **Gerenciamento de uma Microrrede Operando em Modo Ilhado Utilizando Sistema Multiagente** XI CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica 2015.

ROCHE, R. et al. **Multi-agent systems for grid energy management: A short review**. In: IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2010. 7-10 Nov. 2010. p.3341-3346.

RUSSEL; STUART, J.; NORVIG, P. **Artificial Intelligence: A Modern Approach**. New Jersey: Prentice-Hall, 1995.

SAMPAIO, R. F. **Sistema de automação distribuído: Uma abordagem baseada em multiagentes aplicada a sistemas de distribuição de energia elétrica em média tensão**. N. 226. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

SARAIVA, F. D. O. **Aplicações híbridas entre sistemas multiagentes e técnicas de inteligência artificial para redes inteligentes de distribuição de energia elétrica**. N.156. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação,, Universidade de São Carlos, São Carlos, 2015.



SCATTOLINI, R. Architectures for distributed and hierarchical Model Predictive Control – A review. **Journal of Process Control - Elsevier**, v. 19, p. 9, 2009.

SHAFIEE, Q. et al. Hierarchical Control for Multiple DC-Microgrids Clusters. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 29, n. 4, p. 922-933, 2014. ISSN 0885-8969.

SIMONE SCHULER, U. M., , FRANK ALLGÖWER. Decentralized state feedback control for interconnected systems with application to power systems. **Journal of Process Control - Elsevier**, v. 24, p. 10, 2014.

VANDOORN et al. Decentralized and centralized control of islanded microgrids including reserve management. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, p. 14, 2013.

VASQUÉZ, J. C. **Decentralized Control Techniques Applied to Electric Power Distributed Generation in Microgrid**. N.134. Tese ( Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departament d'Enginyeria de Sistemes, Automatica i Informàtica Industrial (ESAI), Universitat Politècnica de Catalunya, Catalunya ,2009.

WENTAOTANG; PRODROMOSDAOUTIDIS. Distributed/Hierarchical Control Architecture Design. **Elsevier - IFAC-PapersOnLine**, v. 50, n. 1, 2017.

WOOLDRIDGE, M. J. **An Introduction to MultiAgent Systems**. 2nd Edition. 2009.

WU, D. et al. A Control Architecture to Coordinate Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems in Islanded Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1156-1166, 2015. ISSN 1949-3053.