UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Iago de Moura Faria

**A Supervisão de uma Microrrede
baseada em um Sistema Multiagente**

São Carlos
2019

Iago de Moura Faria

**A Supervisão de uma Microrrede
baseada em um Sistema Multiagente**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Assoc. Mário Oleskovicz

São Carlos

2019

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

D929a de Moura Faria, Iago
A Supervisão de uma Microrrede baseada em um
Sistema Multiagente / Iago de Moura Faria; orientador
Mario Oleskovicz. São Carlos, 2019.

Dissertação (Mestrado) - Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de
Concentração em Sistemas Elétricos de Potência --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2019.

1. Sistema de Supervisão. 2. Sistema Multiagente.
3. Microrrede. 4. MATLAB. 5. CIGRE. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **IAGO DE MOURA FARIA**.

Título da dissertação: "A supervisão de uma microrrede baseada em um sistema multiagente".

Data da defesa: 26/11/2019.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Dr. **Danilo Hernane Spatti**

(Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação/ICMC-USP)

Aprovado

Profa. Dra. **Ruth Pastora Sariava Leão**

(Universidade Federal do Ceará/UFC)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer a minha família, aos meus pais, Elvio e Celi-beuria, que sempre estiveram ao meu lado dando apoio e suporte durante essa etapa da minha vida e por acreditarem em meu potencial.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Mário Oleskovicz, por ter me dado a oportunidade de realizar o sonho de ser mestre, pela orientação, paciência e pelo conhecimento durante o período em que trabalhamos juntos.

Aos professores, Prof. Dr. Denis Vinicius Coury e Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes, pelas contribuições durante o exame de qualificação.

Ao meu amigo, MSc. Paulo Estevão Teixeira Martins, por estar comigo durante todo o mestrado me dando conselhos e suporte para a conclusão desse trabalho.

Aos meus amigos de São Carlos, pela amizade e pelo companheirismo fazendo com que a minha estadia na cidade se tornasse mais promissora, feliz e agradável.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), ao Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, à Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) e à Universidade de São Paulo (USP) por ter disponibilizado todos os equipamentos e a infraestrutura para produção dessa dissertação.

Finalmente, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoas de Nível Superior (CAPES) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo suporte financeiro.

“Só se pode alcançar um grande êxito quando nos mantemos fieis a nós mesmos.”
(Friedrich Nietzsche)

Resumo

Faria, I. M. **A Supervisão de uma Microrrede baseada em um Sistema Multiagente.** 116 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

Esta pesquisa tem como objetivo definir e implementar um sistema de supervisão para uma microrrede via um Sistema Multiagente (SM), permitindo a sua operação tanto no modo conectado, como ilhado, em relação à rede de fornecimento de energia principal. A microrrede teste foi simulada com base no sistema teste europeu do CIGRÉ de 14 barras via o *software* de simulação PSCADTM/EMTDCTM. Dentre outros elementos, a microrrede contempla uma usina de geração fotovoltaica, um sistema de armazenamento de energia (baterias), e um gerador síncrono. O SM foi implementado na plataforma MATLAB[®] em dois níveis hierárquicos. O MATLAB[®] provê uma forma simples de especificação para os agentes e outros conceitos essenciais para o desenvolvimento de um SM. O primeiro nível hierárquico é responsável pela supervisão geral do sistema como um todo (sistema de distribuição e a microrrede). Já o segundo nível considera desde o estado de conexão da microrrede (conectada ou ilhada) aos níveis específicos de cada Gerador Distribuído (GD) - conectado à microrrede-, bem como o sistema de armazenamento. Para avaliar o SM foram gerados cenários variando a potência de seus recursos distribuídos, assim como o carregamento do sistema. Dos cenários gerados foram selecionados, para uma apresentação mais detalhada, aqueles em que ocorreram violações nos limites estipulados em cada modo de operação. Com base nos resultados, a metodologia desenvolvida mostrou-se flexível, além de tecnicamente viável para se atingir o objetivo principal da pesquisa que foi a supervisão de uma microrrede por meio da implementação de um SM.

Palavras-chave: Sistema de Supervisão, Sistema Multiagente, Microrrede, MATLAB, CIGRE.

Abstract

Faria, I. M. **Supervision of a Microgrid based on a Multi-Agent System.** 116 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2019.

This research aims to define and create a supervision system of a microgrid through a Multi-Agent System (MAS), allowing its operation in the connected and islanded mode from the main power supply network. The microgrid was simulated based on the European 14-bus CIGRÉ's benchmark system through the software PSCADTM/EMTDCTM. Among other elements, this microgrid includes a photovoltaic power plant, an energy storage system (batteries), and a synchronous generator. The MAS was implemented in MATLAB[®] platform in two hierarchical levels. MATLAB[®] provides a simple way of specifying agents, and other essential concepts to develop a MAS. The first hierarchical level is responsible for overall oversight of the system as a whole (distribution system and the microgrid). The second level considers from the connection state of the microgrid (connected or islanded) to the specific levels of each Distributed Generator (DG), as well as the energy storage system. To evaluate MAS scenarios were generated varying the power of the distributed resources, moreover the load of the system. For these generated scenarios those with violations of the limits set in each operation mode were selected for a more detailed presentation. Based on the results, the developing methodology proved to be flexible, in addition to being feasible to achieve the main objective of the research which was the supervision of a microgrid through the implementation of a MAS.

Keywords: Supervision System, Multi-Agent System, Microgrid, MATLAB, CIGRE.

Lista de ilustrações

Figura 1	Modelo de referência para o gerenciamento de Agentes da FIPA.	32
Figura 2	Proposta de uma microrrede supervisionada por um sistema multiagente.	33
Figura 3	Ontologia de operação do sistema base.	36
Figura 4	Algoritmo para o sistema conectado, ou não, à rede do sistema base.	37
Figura 5	Algumas das principais pesquisas utilizando SMs.	40
Figura 6	Principais etapas da metodologia em desenvolvimento.	48
Figura 7	Sistema elétrico teste utilizado.	49
Figura 8	Microrrede em média tensão, adaptada.	52
Figura 9	A composição de um painel fotovoltaico.	54
Figura 10	Diagrama de blocos de controle do conversor CC-CC da bateria.	55
Figura 11	Malha de controle de potência reativa e tensão no Gerador Síncrono.	56
Figura 12	Malha de controle de potência ativa e velocidade no Gerador Síncrono.	58
Figura 13	Diagrama hierárquico de supervisão via o SM.	60
Figura 14	Diagrama de classes do SM.	61
Figura 15	Fluxograma do Sistema Central de Agentes.	63
Figura 16	Fluxograma do Agente do Ponto de Acoplamento Comum.	64
Figura 17	Fluxograma do Agente do Gerador Síncrono.	65
Figura 18	Fluxograma do Agente do Gerador Fotovoltaico e da Bateria.	66
Figura 19	Funcionamento do SOC da bateria.	68
Figura 20	Interface Interativa do SM implementado no MATLAB.	73
Figura 21	Tensões e frequência para o Caso 1: sem o SM.	76
Figura 22	Tensões e frequência para o Caso 1: com o SM.	78
Figura 23	Tensões e frequência para o Caso 2: sem o SM.	79
Figura 24	Tensões e frequência para o Caso 2: com o SM.	81
Figura 25	Tensões e frequência para o Caso 3: sem o SM.	82
Figura 26	Tensões e frequência para o Caso 3: com o SM.	83
Figura 27	Tensões e frequência para o Caso 4: sem o SM.	84

Figura 28	Tensões e frequência para o Caso 4: com o SM.	86
Figura 29	Tensões e frequência para o Caso 5: sem o SM.	87
Figura 30	Tensões e frequência para o Caso 5: com o SM.	89
Figura 31	Tensões e frequência para o Caso 6: sem o SM.	90
Figura 32	Tensões e frequência para o Caso 6: com o SM.	91
Figura 33	Tensões e frequência para o Caso 7: sem o SM.	92
Figura 34	Tensões e frequência para o Caso 7: com o SM.	94

Lista de tabelas

Tabela 1	Parâmetros do diagrama de blocos de controle do conversor CC-CC da bateria.	55
Tabela 2	Parâmetros da malha de controle de potência reativa e tensão no Gerador Síncrono.	57
Tabela 3	Parâmetros da malha de controle de potência reativa e tensão no Gerador Síncrono.	58
Tabela 4	Estados de operação do Gerador Fotovoltaico, Gerador Síncrono e Car-gas.	59
Tabela 5	Estado de Operação da Bateria	59
Tabela 6	Limites para a tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. . . .	67
Tabela 7	Sete casos representativos do estado de operação da microrrede.	74
Tabela 8	Violações para o Caso 1.	75
Tabela 9	Ações necessárias para o Caso 1.	77
Tabela 10	Violações observadas para o Caso 2.	80
Tabela 11	Ações necessárias para o Caso 2.	80
Tabela 12	Violação ocorrida no no Caso 3.	80
Tabela 13	Ações necessárias para o Caso 3.	82
Tabela 14	Violação ocorrida para o Caso 4.	85
Tabela 15	Ações necessárias para o Caso 4.	85
Tabela 16	Violações ocorridas no Caso 5.	87
Tabela 17	Ações necessárias para o Caso 5.	88
Tabela 18	Violações ocorridas no Caso 6.	89
Tabela 19	Ações necessárias para o Caso 6.	90
Tabela 20	Violações ocorridas no Caso 7.	93
Tabela 21	Ações necessárias para o Caso 7.	93
Tabela 22	Dados dos trechos de linha do sistema e comprimento.	107
Tabela 23	Potências das cargas em cada uma das barras do sistema.	108

Tabela 24	Dados elétricos e mecânicos da máquina síncrona.	109
Tabela 25	Combinações de potência dos recursos distribuídos sem a presença da bateria.	112
Tabela 26	Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria inje- tando 1 MW.	113
Tabela 27	Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria inje- tando 2 MW.	114
Tabela 28	Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria absor- vendo 1 MW.	115
Tabela 29	Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria absor- vendo 2 MW.	116

Lista de siglas

AT	Agentes de Troca
AAL	Agentes de Alimentação
ATL	Agentes de Troca de Ligação
APC	Agente de Ponto de Conexão
AG	Agente de Geração
AD	Agente de Demanda
AA	Agente de Armazenamento
AGD	Agente de Geração de Despacho
ASG	Agente do Serviço de Gerenciamento
AD	Agente de Diretório
AgGS	Agente do Gerador Síncrono
AgPVBat	Agente do Painel Fotovoltaico e da Bateria
AgPAC	Agente do Ponto de Acoplamento Comum
BCP	Bloco do Conversor de Potência
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CeCo	Célula Combustível
CMi	Controlador da Microrrede
CL	Controlador da Carga

CM	Controlador da Micro Geração
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
DF	Detecção de Falta
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do estado de São Paulo
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
GD	Gerador Distribuído
GE	Gerenciamento do SEP
GPS	<i>Global Positioning System</i>
PV	Geração Fotovoltaica
GUIDE	<i>Graphical User Interface Development Environment</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IA	Inteligência Artificial
IP	<i>Internet Protocol</i>
JADE	<i>Java Agent Development Framework</i>
LSEE	Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica
MIC	Modelo de Informação Comum
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MR	Microrrede
OT	Otimização
OTR	Operação em Tempo Real
PSCAD	<i>Power System Computer Aided Design</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PSO	Particle Swarm Optimization
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo
PI	Controlador Proporcional Integral
PM	Preço de Mercado de Eletricidade

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
RR	Reconfiguração e Restauração de Redes
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SM	Sistema Multiagente
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SimMA	Simulação Multiagente
SRAMA	Sistema de Restauração Automática Multiagente
SCA	Sistema Central de Agentes
SD	Sistema de Distribuição
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
UDP	<i>User Datagram Protocol</i>

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Objetivos da Pesquisa	24
1.2	Justificativa e Relevância do Tema	25
1.3	Estrutura do Trabalho	26
1.4	Divulgação da Pesquisa	26
2	Referencial Técnico-Científico	29
2.1	Sistema Multiagente - SM	29
2.1.1	Definição de Agente	30
2.1.2	Arquitetura de um SM	31
2.1.3	Exemplo da Aplicação de um SM em Microrrede	32
2.2	Tipos de Comunicação	37
2.3	Aplicações de SMs em SEPs	38
2.3.1	Trabalhos técnico-científicos relacionados	39
2.4	Considerações Finais	45
3	Metodologia	47
3.1	Simulação <i>Offline</i>	47
3.1.1	Modelagem do Sistema Teste do CIGRÉ de 14 Barras	47
3.2	Escolha e Análise dos Geradores Distribuídos (GDs) no Sistema Teste Europeu do CIGRÉ de 14 Barras	51
3.2.1	Geração Fotovoltaica	52
3.2.2	Baterias	53
3.2.3	Gerador Síncrono	55
3.2.4	Simulação de casos com o Sistema Conectado e Ilhado	59
3.3	O Sistema Supervisório via SM	60
3.3.1	Desenvolvimento do SM	60
3.3.2	Aquisição dos Parâmetros Elétricos	66

3.3.3	Detecção da Violação dos Parâmetros Elétricos e a Classificação das Ações a serem Tomadas pelo SM	67
3.4	Considerações Finais	69
4	Resultados da Metodologia Proposta	71
4.1	Caso 1	74
4.2	Caso 2	77
4.3	Caso 3	78
4.4	Caso 4	83
4.5	Caso 5	85
4.6	Caso 6	88
4.7	Caso 7	91
4.8	Considerações Finais	94
5	Conclusões	97
5.1	Trabalhos Futuros	98
	Referências	101
	Apêndices	105
	APÊNDICE A Sistema de Teste do Cigré	107
A.1	Sistema Elétrico	107
A.2	Gerador Síncrono	108
	APÊNDICE B Resultados da Interface	111
B.1	Interface	111

Introdução

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) têm grande importância no desenvolvimento socioeconômico e devem operar de forma confiável e segura (NAVEED et al., 2017).

Como parte dos SEPs, tem-se os Sistemas de Distribuição (SDs), que estão mais próximos dos consumidores finais. Neste cenário, no decorrer dos últimos anos, devido principalmente ao aumento da demanda de energia, o uso de fontes de energia renováveis tem sido uma solução interessante incorporada aos SEPs e, em específico, aos SDs.

Os SDs de energia elétrica são tradicionalmente projetados caracterizando uma topologia radial, cujo fluxo de potência é unidirecional, sendo a subestação de energia da concessionária a única fonte responsável por toda a potência fornecida ao sistema. Contudo, no cenário atual, a crescente utilização de fontes distribuídas de energia conectadas em paralelo com a rede principal apresenta-se como uma interessante solução para potencializar a produção de energia elétrica. Nesse novo contexto, a depender da topologia do sistema planejado e das condições de operação desejadas, podem ser caracterizadas as microrredes que trazem, por concepção, a inserção das novas fontes e de elementos armazenadores de energia de forma eficiente formando, assim, um sistema multi-energia (NAVEED et al., 2017).

Os sistemas multi-energia são sistemas híbridos que fornecem energia por meio de diversos tipos de fontes, podendo ser renováveis ou não. Esses sistemas estão em alta devido à oportunidade de explorar fontes de energia renováveis em sistemas de geração distribuída e ao grande potencial de melhora na eficiência energética e qualidade da energia elétrica - quando projetados e gerenciados de forma adequada. Muitos sistemas multi-energia podem ser encontrados com diferentes combinações: energia solar, biomassa, eólica, sistemas de armazenamento da energia (baterias), célula combustível. Permitindo formar as microrredes (COELHO et al., 2017) a depender da situação de operação enfrentada. Estas, por sua vez, podem estar conectadas à rede elétrica principal, ou operar de forma ilhada (isolada) quando desconectadas (COELHO et al., 2017). As microrredes são consideradas como uma tendência para os SEPs, pois serão capazes de gerenciar a produção e distribuição da energia elétrica (COELHO et al., 2017). E, conforme observado na literatura

correlata, o gerenciamento desejado poderá ser realizado pelo uso de diversas ferramentas, por exemplo, pelo emprego de técnicas de Inteligência Artificial (IA) (COELHO et al., 2017).

Entretanto, analisando o SEP como um todo, em casos que exista uma elevada penetração de GDs, ou seja, uma alta potência de fontes distribuídas conectadas à rede elétrica principal, alguns efeitos prejudiciais podem ser observados, tais como: a injeção de componentes harmônicos; falhas nos sistemas de proteção convencionais, apresentando problemas, por exemplo, na detecção das situações de curtos-circuitos e na coordenação dos relés e demais dispositivos de proteção; redistribuição do fluxo de potência; elevação das correntes de curtos-circuitos; e aumento no carregamento dos alimentadores (SARWAGYA; NAYAK, 2015).

Sendo assim, é apontado que a estratégia de operação a ser adotada é um dos fatores mais importantes para estes sistemas (NAVEED et al., 2017). O projeto de um sistema multi-energia, tanto na definição dos termos da potência, quanto nas suas estratégias de operação, consiste em definir o perfil de demanda do sistema e sua otimização entre os diferentes tipos de geração e os elementos armazenadores de energia (NAVEED et al., 2017). Para manter a qualidade do serviço e para interagir com a rede elétrica, as microrredes exigem uma supervisão *online*, ou seja, é necessária uma arquitetura de supervisão em tempo real a fim de alcançar a operação desejada.

No contexto apresentado, o uso de um Sistema Multiagente (SM) tem sido defendido como uma ferramenta útil e promissora para aplicações de supervisão (AUNG et al., 2010). Vale adiantar que um SM é uma coleção de agentes que trabalham em conjunto para alcançar uma meta global. Os agentes definidos poderão então representar cada elemento de uma microrrede auxiliando na decisão sobre ações a serem tomadas.

Para finalizar, conforme será evidenciado na sequência, o objetivo principal desta pesquisa será o de apresentar padrões, ferramentas e tecnologias de suporte e de projeto, que permitam formular e apresentar uma metodologia de supervisão para uma microrrede via a aplicação de um SM.

1.1 Objetivos da Pesquisa

Com base no cenário apresentado, esta pesquisa tem como proposta definir e implementar um sistema de supervisão para uma microrrede via um SM, permitindo a sua operação tanto em seu estado/modo conectado como isolado (ilhado) da rede principal, considerando todos os GDs e demais componentes internos à microrrede.

Propõe-se, por meio do *software Power System Computer Aided Design* (PSCAD), a simulação de uma microrrede utilizando como base um sistema de distribuição europeu CIGRÉ (2014). Esta microrrede será composta por uma geração fotovoltaica, um sistema de armazenamento de energia (baterias) e um gerador síncrono.

Após a inserção dos GDs no sistema, é proposta uma análise das grandezas elétricas como: tensão, frequência, potência ativa, potência reativa, e estado de carga do sistema de armazenamento de energia.

Feita a análise, foi implementado um SM dividido em dois níveis hierárquicos. O primeiro nível é referente ao Sistema Central de Agente (SCA), responsável por gerenciar todos os agentes. Na sequência, o segundo nível é composto pelo Agente do Gerador Síncrono (AgGS) que se responsabilizará em mostrar se o gerador síncrono está conectado à rede elétrica principal, ou se está operando em modo ilhado, bem como todos os parâmetros elétricos envolvidos - tensão, potência ativa, potência reativa e frequência referente à barra em que esse GD está conectado. Ainda no segundo nível está o agente denominado de Agente do Painel Fotovoltaico e da Bateria (AgPVBat) que será responsável pelo Gerador Fotovoltaico, pelo sistema de armazenamento de energia (banco de baterias) e pela barra aos quais estão conectados; disponibilizando todos os parâmetros elétricos anteriormente apontados para o AgGS além do estado de carga da bateria e a irradiação solar no painel fotovoltaico, disponibilizando assim, todas as informações para o agente que compõe o nível hierárquico superior.

O SM foi implementado na plataforma *software* MATLAB® 2015a, pois, esta mostrou ser uma ferramenta muito eficiente para a confecção dos agentes, como será mostrado nos capítulos seguintes.

Por fim, foi realizada a integração do sistema teste europeu CIGRÉ (2014) implementado via o *software* PSCAD com o SM desenvolvido em *software* MATLAB® 2015a, sendo os resultados, que denotam as vantagens e as desvantagens do sistema supervisorizado, apresentados e discutidos na finalização deste documento.

1.2 Justificativa e Relevância do Tema

Baseado na revisão bibliográfica relacionada ao uso de um SM para a supervisão de SDs na presença de GDs, observa-se um crescente interesse nessa área de pesquisa, constatado pela grande quantidade de artigos recentes abordando essa temática.

Com o aumento da parcela de geração distribuída na matriz energética global, faz-se necessário o uso de um sistema de supervisão eficiente, simplificado e que tenha ações autônomas, no intuito de supervisionar o SEP como um todo. Sendo assim, um sistema de supervisão utilizando como base um SM frente à inserção de GDs em sistemas de distribuição é mais do que desejável.

Vale frisar que a prioridade do sistema supervisorizado será de acompanhar a operação do sistema analisando, processando e repassando o comportamento dos parâmetros elétricos em tempo real e de forma geral.

O uso de um simulador em tempo real é amplamente difundido nos estudos que visam este tipo de trabalho, porém foi utilizado o *software* PSCAD devido a sua interface,

sua capacidade de processamento e por já ter blocos pré-definidos de algumas estruturas interessantes para a implementação da microrrede teste que foi analisada.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este documento está dividido em cinco capítulos.

Este primeiro apresentou todo o contexto desta pesquisa, os objetivos e a justificativa, bem como a relevância do tema, introduzindo a caracterização de microrredes via a adequada operação das fontes de energia renováveis e elementos armazenadores de energia conectados no SEP, evidenciando também a necessidade de ter um sistema supervisor para esta nova realidade.

Já o segundo capítulo, será responsável por apresentar ao leitor os conceitos básicos sobre microrrede, a sua operação no modo ilhado como uma tendência mundial, bem como a definição de agente, a arquitetura de um SM, SMs usualmente aplicados em SDs e a aplicação SMs em SEPs. Uma revisão bibliográfica referente ao tema proposto neste trabalho também será exposta neste capítulo.

O terceiro capítulo apresenta o sistema teste utilizado para a formação da microrrede, a análise da presença de GDs neste sistema teste europeu escolhido CIGRÉ (2014), bem como a descrição dos agentes implementados e linguagens computacionais empregadas. Neste sentido, o foco principal deste capítulo será o de apresentar a metodologia considerada para o desenvolvimento de toda a pesquisa.

O quarto capítulo expõe os resultados decorrentes do desenvolvimento da metodologia proposta, tomando como base o sistema teste europeu CIGRÉ (2014) empregado.

Por fim, o quinto capítulo traz as considerações finais dos resultados obtidos no decorrer deste trabalho, bem como deixa alguns indicativos de trabalhos futuros com o intuito de dar continuidade à pesquisa até então realizada.

1.4 Divulgação da Pesquisa

Divulgação dos resultados parciais obtidos pela pesquisa realizada:

- FARIA, I. M.; FURLAN, R. H.; MARTINS, P. E. T.; MENEZES, T. S.; OLESKOVICZ, M.; COURY, D. V. The Proposition of a Multiagent System for Adaptive Protection of a Distribution System. VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, realizado entre os dias 12 e 16 de Maio de 2018, Niterói, RJ, Brasil.

Além deste, há outros trabalhos correlatos que também foram desenvolvidos no decorrer do mestrado, como:

- FURLAN, R. H.; BEUTER, C. H.; BATAGLIOLI, R. P.; FARIA, I. M.; M. OLESKOVICZ *Improvement of Overcurrent Protection considering Distribution Systems with Distributed Generation* no XVIII Internacional Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2018, realizado nos dias 13 à 16 de Maio de 2018 em Ljubljana, Eslovênia.
- MARTINS, P. E. T.; OLESKOVICZ, M.; PESSOA, A. L. S.; FARIA, I. M.; OLESKOVICZ, M. *Optimized Allocation of Power Quality Monitors in Distribution Systems Considering Fault Location* no XVIII Internacional Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2018, realizado nos dias 13 à 16 de Maio de 2018 em Ljubljana, Eslovênia.
- MARTINS, P. E. T.; OLESKOVICZ, M.; PESSOA, A. L. S.; FARIA, I. M. *Bi-objective Approach For Power Quality Monitors Allocation Problem* no XXII Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2018, realizado nos dias 09 à 12 de Setembro de 2018 em João Pessoa, PB, Brasil.

Referencial Técnico-Científico

Com a crescente demanda de consumo, os SEPs têm experimentado a inserção e a forte penetração de GDs, e a indústria de sistemas de potência já tem percebido os benefícios que a comunicação pode trazer para uma melhor supervisão destes sistemas por meio de um monitoramento mais rápido e preciso. A partir deste cenário, é de extrema importância a utilização de um sistema de supervisão eficiente e prático para que os parâmetros elétricos do SEP sejam analisados e respeitados conforme regulamentados; e, em específico, nesta pesquisa de uma microrrede, parâmetros como: tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa. Ainda em relação à microrrede, também será relevante observar o seu estado de operação e apresentar o comportamento do SEP frente às situações impostas ao meio em que a mesma foi inserida. Como será apresentado e destacado no que segue, uma boa e eficiente abordagem para esta supervisão pode decorrer do uso de tecnologias baseadas em sistemas multiagentes. Estes sistemas usualmente são formulados de maneira que cada Agente terá uma função específica no monitoramento dos GDs, bem como dos barramentos em que estão conectados e de outros elementos presentes no SEP-microrrede em análise.

Neste contexto, este capítulo apresentará com detalhes a teoria de sistema multiagentes, suas aplicações em SEP e, por fim, uma breve revisão bibliográfica dos trabalhos correlatos à linha de pesquisa encontrados até o momento.

2.1 Sistema Multiagente - SM

Para uma melhor definição e compreensão dos benefícios do uso da tecnologia de multiagentes em microrredes, alguns conceitos básicos devem ser apresentados levando a questionamentos e respostas bastante interessantes e intrigantes, por exemplo, do que consiste o Agente e suas variações e como empregá-lo na supervisão de uma microrrede.

2.1.1 Definição de Agente

O uso da palavra Agente tem recebido uma variedade de definições e aplicações por meio de diversas pesquisas, em que cada uma tenta explicar a sua maneira de designar o termo.

A definição de Agente parte, inicialmente, de que ele pode ser considerado como qualquer coisa que seja sensível ao seu meio mediante o uso de sensores, e tendo a sua ação definida por meio de atuadores (RUSSEL; NORVIG, 1995). Agente também é considerado um artifício com a habilidade de execução de tarefas autônomas e com raciocínio orientado ao domínio do objeto/problema, sendo a sua autonomia uma função clara e vital para a sua aplicação (VIRDHAGRISWARAN, 1998).

Assim, a definição de Agente passou a ter conceitos ligados à ciência da computação, onde se correlaciona o mesmo com o ambiente que está imerso e sua autonomia. Agentes autônomos são sistemas computacionais que vivem em meio dinâmico complexo, sentem e atuam autonomamente neste meio atingindo uma série de objetivos (MAES, 1995). Conforme encontrado em Hayes-Roth (1995), os Agentes devem desempenhar três funções de forma contínua: a percepção, a atuação e o raciocínio para interpretar o ambiente. Smith, Cypher e Spohrer (1994) definem um Agente como um *software* persistente dedicado a um propósito específico, manifestando a sua própria ideia sobre como executar certas tarefas. Foner (1993) afirma que os Agentes colaboram entre si no intuito de melhorar a execução de objetivos.

Já Wooldridge e Weiss (1999) definem que Agente é uma entidade de *software* (ou de *hardware*) situada em um ambiente e tem a capacidade de reagir de forma autônoma diante de mudanças nesse ambiente. O ambiente é, simplesmente, tudo que estiver externo ao Agente, sendo que parte desse ambiente deve ser observável e alterável por este, podendo ser um meio físico, como o próprio SEP, observável por meio de sensores. O Agente deve ter diferentes respostas para uma solução comum, independentemente do ambiente que ele estiver. A definição apresentada por Wooldridge e Weiss (1999) diz que uma entidade só é um Agente se tiver ações autônomas e responder a perturbações do ambiente. A autonomia é a habilidade de tomar ações/decisões baseadas em observações do ambiente. No ambiente do SEP, tais Agentes devem ter ações próprias, flexíveis e autônomas. Os mesmos podem ter ações inteligentes caracterizando Agentes Inteligentes. Para tal, devem ser consideradas três características principais: a reatividade, a proatividade e a habilidade social.

A reatividade é a capacidade do Agente de reagir às modificações no ambiente e tomar as decisões cabíveis para as mudanças ocorridas de maneira, preferencialmente, instantânea. Essa característica é interessante pois faz com que o Agente tenha uma resposta rápida e precisa.

A proatividade é quando o Agente Inteligente tem um objetivo direto em algum tipo de situação. Isso quer dizer que o Agente terá a capacidade de mudar o seu comportamento

para poder atingir algum objetivo. Em outras palavras, é o comportamento de antecipação e de responsabilização pelas próprias escolhas e ações frente às situações impostas pelo meio (MCARTHUR et al., 2007a). Essa adaptação faz com que haja um ajuste nas suas características pré-definidas podendo se adequar de maneira mais fácil.

E, por fim, a habilidade social que diz respeito aos comportamentos aprendidos e que envolvem interações sociais, ou seja, da interação com outros Agentes Inteligentes. Esta não reflete somente a capacidade de troca de informações entre diferentes entidades de *software*, mas também a capacidade de negociar e de interagir entre si de uma maneira cooperativa.

Tendo essa ideia inicial das características dos Agentes, nada melhor do que trabalhar com mais de um Agente com o propósito de ter uma equipe a fim de resolver e solucionar um problema comum.

O SM é uma coleção de Agentes que trabalham em conjunto para alcançar uma meta global. Um SM também deve apresentar o comportamento de antecipação e de responsabilização pelas próprias escolhas e ações frente às situações impostas pelo meio. Parte disso pode ser alcançada por sua habilidade social que refletirá as capacidades comportamentais aprendidas que envolvem interações sociais, ou seja, a interação com outros Agentes, inteligentes ou não. Isto refletirá não somente na capacidade de troca de informações entre diferentes entidades de *software*, mas também na capacidade do SM implementado de negociar e interagir de maneira cooperativa.

A partir dessa proposta, vem a necessidade de utilizar os multiagentes que nada mais são do que dois ou mais Agentes Inteligentes que possuam habilidade social, ou seja, são capazes de se comunicar entre si (WOOLDRIDGE; WEISS, 1999).

2.1.2 Arquitetura de um SM

A arquitetura de um SM estabelece o modelo de referência lógica para a criação, registro, localização, comunicação, migração e descarte de Agentes, de acordo com a *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA)* (MCARTHUR et al., 2007b).

A *FIPA* visa definir especificações e padrões que possam ser usados para suportar a interoperabilidade entre os sistemas baseados em Agentes desenvolvidos pelas diferentes empresas e organizações. Esses padrões afetam não apenas os métodos de comunicação entre os Agentes, mas também a arquitetura básica que um sistema multiagente deve apresentar.

De acordo com o modelo da *FIPA*, representado na Figura 1, um Agente reside em uma plataforma de Agente particular que fornece algum tipo de sistema de transporte de mensagens para permitir que os Agentes se comuniquem.

Cada plataforma de Agente inclui dois Agentes úteis: o Agente do Serviço de Gerenciamento (ASG), que é obrigatório, e o Agente de Diretório (AD), que é opcional. O ASG mantém um diretório de Agentes registrados na plataforma do SM. Já o AD mantém um

Figura 1: Modelo de referência para o gerenciamento de Agentes da FIPA.

Fonte: Adaptado de Mcarthur et al. (2007b).

diretório de Agentes e serviços que estes podem oferecer a outros Agentes. Um Agente pode usar o AD para procurar outros Agentes que possam prestar serviços para ajudá-lo a cumprir seus próprios objetivos específicos (MCARTHUR et al., 2007b). A maioria dos SMs já existentes tem uma arquitetura mais fechada, ao passo que a *FIPA* provê uma arquitetura mais aberta com a facilidade de remoção e adição de Agentes.

2.1.3 Exemplo da Aplicação de um SM em Microrrede

Dada essa breve explicação do que consiste a ferramenta a ser utilizada, é interessante mostrar como seria a arquitetura de um sistema supervisorio utilizando multiagentes em microrredes. A partir dessa discussão e entendimento da aplicação, pretende-se chegar às conclusões do que poderá ser implementado para atingir o objetivo desta pesquisa, que é a realização de um sistema de supervisão para uma microrrede utilizando um SM. O sistema de supervisão que servirá como base para esta pesquisa é como o apresentado por Aung et al. (2010) na Figura 2.

O sistema exemplo da Figura 2 é composto por três fontes de energia: Geração Fotovoltaica (PV), Célula Combustível (CeCo) e GDs (que são geradores síncronos já existentes na rede). No barramento de Corrente Contínua (CC) estão conectados: o sistema fotovoltaico, que está ajustado para trabalhar na sua faixa de maior potência - *Maximum Power Point Tracker (MPPT)*; a célula combustível que estabelece o nível de tensão no barramento CC para 800 (V) devido a sua baixa tensão na saída; e o Sistema de Ar-

Figura 2: Proposta de uma microrrede supervisionada por um sistema multiagente.

Fonte: Adaptado de Aung et al. (2010).

mazenamento de Energia (SAE) que pode ser composto, por exemplo, por capacitores e por supercapacitores, podendo injetar ou absorver potência do sistema, e sendo o responsável por regular a tensão do barramento e manter a estabilidade e a qualidade da energia elétrica da microrrede. As cargas são divididas em críticas e não-críticas, e os GDs estão conectados ao barramento em Corrente Alternada (CA). Para fazer a conexão entre os barramentos utilizou-se de um conversor através do Bloco do Conversor de Potên-

cia (BCP), que também tem o papel de conectar a microrrede com a rede de fornecimento principal do sistema. Além disso, um dos grandes papéis do BCP é estabilizar o nível de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) do sistema.

Como descrito em Aung et al. (2010), cada elemento da microrrede tem um supervisor individual que é chamado de Agente, compondo, assim, um sistema multiagente. No intuito de ter os maiores benefícios para o sistema, é estipulado uma ordem hierárquica de poder de supervisão, em que o controle principal da microrrede - Controlador da Microrrede (CMi), é o supervisor geral do sistema e o responsável por fiscalizar todos os outros Agentes, bem como criar um ambiente para que estes possam se comunicar. Além das vantagens supracitadas de um sistema supervisorio hierárquico, o CMi tem a capacidade de otimização local das micro gerações e das cargas.

Nessa divisão hierárquica, as cargas, as micro gerações e o PAC estão no nível mais inferior, sendo o Controlador da Micro Geração (CM) o responsável pela supervisão local da PV, célula combustível, SAE e GDs que estão dentro da microrrede, ao passo que o controle das cargas - Controlador da Carga (CL), é o responsável pela supervisão local das cargas. O Agente do PAC é o responsável por conectar ou desconectar o sistema à rede de fornecimento principal. Assim, os Agentes situados nos níveis inferiores têm autonomia para atuar localmente e interagir com os Agentes situados em níveis superiores.

2.1.3.1 Descrição dos Agentes e funções atribuídas

Para o momento, baseado na Figura 2, faz-se necessário uma breve explicação de como opera o sistema supervisorio utilizando um SM, bem como uma explanação das funções atribuídas aos Agentes.

O Agente principal da microrrede será responsável por monitorar e supervisionar os níveis de potência e o *status* de conectado ou desconectado das micro gerações.

Os demais Agentes são:

- Agente da carga: responsável por monitorar e supervisionar o nível das cargas e seu *status*.
- Agente do armazenador de energia: responsável por monitorar o nível de armazenamento de energia e de aceitar ou rejeitar potência do sistema de supervisão central.
- Agente do PAC: responsável por supervisionar o módulo da tensão, o ângulo de fase da tensão e a frequência da rede, bem como de conectar ou desconectar a microrrede do sistema principal.
- Agente do BCP: responsável por monitorar a tensão, a corrente e o nível de potência do sistema, bem como de receber as referências de corrente/tensão do CMi para drenar/fornecer potência da/para a rede principal.

- Agente do barramento: responsável por monitorar os níveis de tensão e de corrente e os manter de maneira a não exceder os limites pré-estabelecidos.
- Agente do CMi: responsável por monitorar, programar e gerenciar todas as micro gerações e cargas, indicando também a necessidade de armazenamento e/ou de fornecimento de energia pelo SAE.

2.1.3.2 Ontologia da microrrede

Como é de conhecimento, os Agentes se comunicam por mensagens através da sua habilidade social. Assim a ontologia, Figura 3, vem com o intuito de estruturar essa comunicação e compartilhar um entendimento comum das informações entre os Agentes na operação em tempo real da microrrede.

Com isso, a ontologia do sistema da Figura 3 (AUNG et al., 2010) pode ser subdividida em:

- Conceitos: entidades que representam os Agentes relevantes para a formação e a operação da microrrede.
- Predicados: mostram o *status* dos conceitos e podem ser verdadeiros ou falsos. A ontologia é composta por seis predicados básicos que são utilizados pelo Agente do CMi para informar as conexões e desconexões das cargas lineares e não-lineares, e atualizar a potência disponível pelas micro gerações.
- Ações do Agente: indicam as ações que os Agentes podem tomar. A ontologia é composta por quatro ações, dentre as quais mostra-se a situação do Agente analisado, conectado ou não conectado ao sistema, bem como o estado de carga do sistema.

2.1.3.3 Um algoritmo para uma microrrede

O objetivo da aplicação do algoritmo implementado por (AUNG et al., 2010), Figura 4, foi de maximizar a operação do sistema tanto no modo conectado como no ilhado (isolado) da rede de fornecimento de energia principal. Assim, a lógica foi implementada considerando os dois modos: conectado e ilhado.

- Modo conectado à rede: é a situação quando a microrrede e a rede principal estão conectadas. Neste modo o PAC se comunica diretamente com os Agentes individuais a fim de saber a situação de operação, ou seja, quanto de potência está sendo injetada ou drenada.

Figura 3: Ontologia de operação do sistema base.

Fonte: Adaptado de Aung et al. (2010).

- Modo ilhado: é a situação quando a microrrede está em operação isolada, ou seja, desconectada da rede de fornecimento principal. Neste caso o CMi manda mensagem aos Agentes locais para requerer potência para o sistema, sendo capaz de rejeitar as cargas não críticas quando a potência gerada é menor do que a demanda.

O algoritmo que permite implementar os modos de operação conectado ou ilhado (isolado) da Figura 4 foi diretamente traduzido da sua origem (AUNG et al., 2010). Pelo algoritmo pode-se facilmente verificar o fluxo da informação, cálculos e decisões tomadas e informadas para melhor caracterizar os dois modos mencionados. Para uma leitura e entendimento complementar, sugere-se resgatar a apresentação do mesmo no seu formato original (AUNG et al., 2010).

Figura 4: Algoritmo para o sistema conectado, ou não, à rede do sistema base.

Fonte: Adaptado de Aung et al. (2010).

2.2 Tipos de Comunicação

Com o passar dos tempos é observável uma revolução nos tipos de sistemas de comunicação, passando pelo avanço no uso e acesso a *Internet* e suas diferentes bandas, pela telefonia, e até as comunicações via satélite. Assim, torna-se conveniente a utilização desses tipos de tecnologias nos mais variados campos, vista a grande quantidade de informação que os sistemas de comunicação podem nos trazer. Um exemplo de uso massivo de uma dessas tecnologias é o *Global Positioning System* (GPS), utilizado como sistema

de localização geográfica e de navegação em veículos automotivos.

Dado isso, o uso destes tipos de tecnologias também se mostra viável em aplicações direcionadas aos SEPs, devido as suas necessidades de supervisão e de monitoramento. Uma possibilidade de uso real de alguns tipos de comunicação é por meio de protocolos como o *Transmission Control Protocol* (TCP) ou o *User Datagram Protocol* (UDP), através de redes de *Internet Protocol* (IP), devido à larga utilização com a *Internet*. Vale firmar que já existem vários produtos dispondo de tecnologias baseadas na *Internet* para SEPs (GIOVANINI, 2005).

Com base nos comentários apresentados, percebe-se que a comunicação é fundamental para o correto funcionamento do sistema multiagente e o sistema elétrico em análise. É importante salientar que, apesar de fundamental para esta pesquisa, na mesma, não foi de fato implementado um sistema de comunicação entre as partes envolvidas (sistema multiagente implementado via o *software* MATLAB® 2015a e a microrrede simulada via o PSCAD). Até o momento, o que de fato foi considerado, é simplesmente o acesso e o uso das informações necessárias para prover o sistema supervisório idealizado sobre a microrrede teste.

A parte fundamental de um sistema de comunicação é o meio físico. Ele é o responsável para que ocorra a comunicação de um terminal ao outro, possibilitando assim a detecção de algum tipo de violação no sistema e, conseqüentemente, a decisão do multiagente. Pode-se afirmar que os SEPs possuem no mínimo um meio físico. Como principais meios físicos têm-se:

- Sinais de Áudio;
- Ondas Portadoras;
- Fibras Ótica; e
- Microondas.

2.3 Aplicações de SMs em SEPs

Atualmente, os Agentes estão sendo investigados para uma ampla gama de aplicações voltadas para o monitoramento, supervisão e diagnóstico de situações sobre os SEPs. A justificativa para seu uso reside nas propriedades inerentes à autonomia flexível, proatividade, reatividade, capacidade social, a natureza adaptativa e a tolerância às falhas dos SMs. Na realidade, as decisões de *design* e técnicas de implementação usadas para um Agente podem restringi-lo até o ponto que essas propriedades não sejam relevantes. Por isso, é essencial que as melhores práticas atuais sejam seguidas no desenvolvimento de um SM. Assim, esta seção tem por objetivo elencar as mais variadas opções e explanar o atual estado da arte para o uso em tecnologias baseada em Agentes em SEP.

De acordo com Mcarthur et al. (2007b), o uso de padrões é importante para desenvolver os SMs para aplicações em engenharia elétrica. As concessionárias estão buscando uma maior integração entre o SEP. Padrões recentes, tais como os sistemas baseados em um Modelo de Informação Comum (MIC), que promovem interfaces abertas entre o gerenciamento da energia em diferentes sistemas de fornecedores, e o protocolo IEC 61850 (MCARTHUR et al., 2007b), que promove a interoperabilidade entre os dispositivos dentro das subestações, reforçam este interesse. Segundo os autores, generalizando a aplicação da tecnologia de SMs no âmbito da engenharia elétrica, a adoção de padrões que promovam a interoperabilidade entre os sistemas no futuro seria vantajoso, se não uma necessidade.

Por convenção, muitas aplicações nos SEPs foram resolvidas por ações humanas, obtendo diretamente as informações necessárias dos sistemas. Estas mesmas ações, quando operadas por Agentes, podem dar suporte a decisões oportunas e mais confiáveis com menos intervenção humana. Além disso, os Agentes podem aprender com suas experiências anteriores e agir em conformidade em diferentes situações de falhas ou problemas ocorridos sobre os SEPs.

Os SMs vêm sendo aplicados em várias áreas dos SEPs. Na Figura 5 estão elencadas algumas das principais pesquisas utilizando a tecnologia dos SMs. As principais pesquisas abordam: o Preço de Mercado de Eletricidade (PM); a Detecção de Falta (DF); a Reconfiguração e Restauração de Redes (RR); Microrredes (MRs); o Gerenciamento do SEP (GE); a Operação em Tempo Real (OTR); e processos que envolvam Otimização (OT); entre outras. Estas pesquisas serão brevemente comentadas no item que segue.

2.3.1 Trabalhos técnico-científicos relacionados

Na supervisão em tempo real do SEP, as grandezas elétricas são constantemente monitoradas e comparadas às grandezas pré-estabelecidas para o sistema. Dessa maneira, na presença de divergências entre as comparações, medidas preventivas, corretivas, ou de alguma ação direta sobre a operação do sistema, podem ser tomadas.

Diante deste contexto, várias pesquisas podem ser encontradas na literatura correlata utilizando SMs como ferramenta de supervisão do SEP.

Huang et al. (2007) analisam o potencial da aplicação do Agente e seu futuro na indústria de energia. Apresentam a estrutura de análise denominada *SWOT* (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) para aplicações baseadas em Agentes na área de SEPs. Além disso, vários autores abordaram a questão do diagnóstico e da reconfiguração de redes em específico. O trabalho de Liu et al. (2007), por exemplo, descreve a necessidade da detecção de falhas em um sistema de energia naval. O artigo discute o problema prático da detecção e diagnóstico de falhas juntamente com prognósticos da perspectiva da engenharia de controle. As funções (detecção e diagnóstico) foram definidas para monitorar constantemente o processo com base nas observações disponíveis, identificando a situação, ou não de falha, bem como localizando a mesma. Abordagens

Figura 5: Algumas das principais pesquisas utilizando SMs.

Estudos	Aplicação	PM	DF	RR	MR	GE	OTR	OT
E. Chow and A. Willsky (1984)			✓					
R. Isermann (1984)			✓					
X. Ding and P. M. Frank (1990)			✓					
R. J. Patton and J. Chen (1993)			✓	✓				
J. M. Solanki et al. (2005)								
R. Isermann (2005)			✓					
Cartes and Srivastava (2007)	✓							
J. M. Solanki et al. (2007)				✓				
JZhenhua Jiang (2007)					✓			
K. Huang et al. (2007)			✓					
Liu et al. (2007)			✓					
J. Zeng et al. (2009)						✓		
Aung et al. (2010)							✓	
Eddy and Gooi (2011)								✓
Adnan Anwar and Pota(2011)								✓
Logenthiran et al. (2012)							✓	
Tran and Khambadkone(2013)						✓		
Wang et al.(2013)					✓			
Kohn et al.(2015)					✓	✓		
Coelho et al.(2016)					✓			
Naz et al.(2016)					✓	✓		
Marçal et al.(2017)				✓	✓			

Fonte: O Autor.

diferentes também são encontradas para o processo dinâmico de detecção de faltas, como o método de modelagem e estimativa empregado em (ISERMANN, 1984) e (ISERMANN, 2005), usando redundância analítica (CHOW; WILLISKY, 1984), (CHEN; PATTON, 1993). Huang et al. (2007) também apresentaram uma abordagem multiagente para a detecção de faltas. A falta é detectada usando técnicas de identificação de parâmetros não-lineares. Uma vez que a falta é detectada, o Agente que diagnostica, toma mais decisões sobre o tipo, localização e severidade da falta. Este estudo foi realizado usando uma abordagem de otimização por enxame de partículas - Particle Swarm Optimization (PSO). Muitos

autores realizaram pesquisas na área de reconfiguração e restauração de SEPs, principalmente para sistemas de energia elétrica, por exemplo, os reportados por (SOLANKI et al., 2005) e (SOLANKI; KHUSHALANI; SCHULZ, 2007).

Em Jiang (2007), é relatado que a formação de microrredes proporciona vantajosas características para um SEP em função da integração de várias e pequenas fontes de energia. No trabalho, mostra-se uma estrutura de controle baseada na utilização de Agentes para microrredes com recursos energéticos distribuídos, onde, primeiramente, é discutida as características da tecnologia baseada no uso de Agentes e, logo depois, a estrutura utilizada para a confecção do controle via Agente. Para demonstrar a efetividade do uso do sistema de controle via Agentes, foi desenvolvido uma análise, via simulações computacionais, de um sistema de distribuição em CC que poderia ser encontrado em uma microrrede como uma unidade de geração modular. A estrutura do Agente utilizada mostra que cada fonte e carga são representados por um Agente autônomo que estão integrados em uma interface de comunicação comum. Os autores expressam com clareza a forma autônoma dos Agentes utilizados, em que cada um deles tem ações individuais visando uma ação comum.

Os trabalhos Mcarthur et al. (2007a) e Mcarthur et al. (2007b) concentram-se em esclarecer e elucidar certas definições de multiagentes. Devido a isso, os comentários que seguem também foram divididos em duas partes no intuito de manter um grau mais coeso e compreensivo.

Em sua primeira parte, em Mcarthur et al. (2007a), é discutido os benefícios do uso de tecnologias de multiagentes no SEP. Como contribuição, são descritos conceitos e abordagens fundamentais dos SMs adequando-os às aplicações em engenharia elétrica. É apresentado uma revisão abrangente do significado e aplicações em engenharia elétrica para os quais o SM está sendo investigado. O trabalho também define as questões técnicas que devem ser abordadas a fim de acelerar e facilitar a incorporação da tecnologia dentro do setor de energia. Alguns conceitos básicos relacionados ao uso da tecnologia de multiagentes em microrredes foram apresentados para uma melhor definição e compreensão dos seus benefícios. O interessante desse estudo foi mostrar os potenciais benefícios da tecnologia do SM, bem como os desafios que devem ser superados através de pesquisas futuras para que a tecnologia seja empregada e implantada com sucesso nos SEPs.

Na segunda parte, em Mcarthur et al. (2007b), são exploradas as decisões inerentes à engenharia para aplicações de SMs no setor de energia elétrica, oferecendo, também, orientações e recomendações sobre como o SM pode ser projetado e implementado. Segundo os autores, dado o interesse significativo e crescente neste campo, já é esperado que seja considerado padrões, ferramentas, tecnologias de suporte e metodologias de estrutura disponíveis para a solução via SM de problemas na área de engenharia elétrica. Os autores propõem como resolver os problemas de interoperabilidade, que é a capacidade de um sistema, informatizado ou não, de se comunicar de forma transparente com

outro sistema/equipamento, entre os diferentes SMs. Os autores relatam algumas dificuldades relacionadas ao uso de SMs em engenharia elétrica, associadas à interoperabilidade e ontologias, a escolha entre uma variedade de estruturas e metodologias, a escolha de um número de Agentes e diferentes anatomias e estratégias de implementação. Porém, percebe-se que a falta de experiência na aplicação de SMs, é, provavelmente, o obstáculo para a utilização da tecnologia. Com isso a experiência obtida a partir das aplicações, trará uma melhor compreensão da eficácia de diferentes padrões, metodologias de estrutura e anatomias dos Agentes. Este documento também fornece valiosas orientações e informações sobre o estado da arte, para ajudar a absorção desta tecnologia dentro da indústria de energia elétrica.

Um método para a gestão de energia baseado no emprego de SMs para um sistema de geração híbrida e renovável está relatado em Zeng et al. (2009). Por este trabalho são propostos modelos matemáticos básicos de cada um dos componentes e a função objetivo do conjunto do sistema. Assim, conforme afirmado pelos autores, o SM possui heterogeneidade, autonomia e dinamismo.

Eddy e Gooi (2011) definem microrredes como redes de baixa tensão geralmente voltadas para o consumidor final do sistema de distribuição. As redes consistem em cargas, elementos armazenadores de energia e pequenos sistemas de geração, e são capazes de se proteger e auto sustentar a partir da falta de fornecimento da energia principal, da concessionária. Com a maior conscientização sobre sistemas de energia limpa, tecnologias renováveis como PV, turbinas eólicas e as células de combustível, estão emergindo gradualmente dentro do sistema de energia, sendo apontados a necessidade do controle e do gerenciamento desses equipamentos para assegurar a operação estável das microrredes. É enfatizado que os controles centralizados já existentes são incapazes de lidar com o grande número de componentes renováveis e, portanto, na pesquisa, um SM descentralizado foi introduzido para gerenciar esses componentes. O SM foi empregado para dar suporte aos serviços auxiliares, bem como para o comércio, negociação da energia e segurança de rede, assim como em Zeng et al. (2009). Percebe-se pelo trabalho apresentado uma visão geral da arquitetura da microrrede, mostrando como o SM pode beneficiar através do seu controle. No estudo, foram desenvolvidos com sucesso Agentes personalizáveis que podem interagir e tomar decisões atribuídas com base nas informações recebidas através do intercâmbios de mensagens. Os autores afirmam que Agentes adicionais podem ser introduzidos, o que torna essa forma de controle descentralizado modular.

Anwar e Pota (2011) propuseram um método de otimização para determinar a capacidade e a alocação adequada do GD em uma rede distribuição. Os resultados obtidos deste método foram comparados usando um método de fluxo de carga recursivo baseado no algoritmo de Newton-Raphson, usando o software *OpenDSS*. O fluxo de carga foi aplicado e comparado com os sistemas testes de distribuição do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*. Esta análise mostra que o uso da capacidade e da locali-

zação do GD e a perda total de energia no sistema de distribuição primário podem ser reduzidos significativamente. Isso é interessante pois para a elaboração de uma microrrede é necessária a correta alocação do GD para que haja o melhor aproveitamento.

Conforme apresentado em (TRAN; KHAMBADKONE, 2013), o uso de um SAEs é necessário na microrrede, principalmente para ajudar a resolver o problema da intermitência introduzida pelas fontes de energias renováveis, melhorar a qualidade da energia, bem como a controlabilidade do fluxo de potência. Porém, também é necessário o correto planejamento de sua alocação e seu dimensionamento. Para isso, Giannitrapani et al. (2016) propõem uma maneira de encontrar uma configuração ótima de um SAEs a fim de minimizar as sobretensões e as subtensões. É utilizado um método baseado em uma estratégia heurística que analisa a influência sobre a tensão para selecionar o seu dimensionamento e alocação de maneira eficiente. Para os autores, esse método é eficiente, podendo ser utilizado para a alocação e o dimensionamento do SAE em microrredes.

Um SM operando em tempo real em uma microrrede é apresentado em Logenthiran et al. (2012). A proposta de operação, bem como a sua estratégia, é focada principalmente no planejamento. Para a geração de energia no sistema, um Agente executa uma programação de dois estágios: de pré-operação (*day-ahead*) e de tempo real. O cronograma de pré-operação do GD considera informações com um dia de antecedência. O agendamento em tempo real atualiza as configurações do GD considerando resultados do agendamento e informações em tempo real, pelo uso do *Real-Time Digital Simulator (RTDS)*. Um Agente de gerenciamento de demanda executa a mudança de carga antes do agendamento do *day-ahead*, e faz a redução de carga em tempo real quando for necessário e possível. Assim, uma comunicação comum é proposta para todos os componentes da microrrede, permitindo entre eles, uma interação, ações autônomas e controles inteligentes. Com isso, o SM maximiza a produção de energia dos GDs, minimiza o custo operacional da microrrede e otimiza a troca de energia entre os principais elementos da rede de energia, resultando na eficácia da abordagem multiagente proposta para a operação em tempo real de uma microrrede.

Em Wang et al. (2013) é aplicado um SM com o objetivo de atender aos requisitos das redes elétricas inteligentes (*smart grids*). É esclarecida a diferença entre sistemas multiagentes e a simulação multiagente para aplicações em redes inteligentes. Tal referência menciona que existe basicamente duas maneiras que o sistema multiagente pode ser aplicado no SEP. Uma delas é empregar o SM como uma abordagem para modelar sistemas físicos e, depois, para determinar as regras inerentes dos sistemas físicos através de simulações. Esta modelagem de SM e a abordagem via simulações também é conhecida como Simulação Multiagente (SimMA). A outra aplicação é utilizar o SM como método para gerenciar sistemas físicos que são compostos de entidades heterogêneas para alcançar metas conjuntas considerando os interesses de cada entidade.

Vê-se que a utilização de GDs em pequenos sistemas de energia é uma alternativa bas-

tante interessante para suprir parte do SEP. Logo, para que a microrrede seja formada, é necessário um controle específico para manter a qualidade do serviço e de interface com a rede elétrica com fluxo de energia e de comunicação bidirecionais. Além disso, a concepção, a implementação e o gerenciamento das microrredes podem ser justificadas por uma viabilidade ambiental, governamental e técnico-econômica. Assim, em Kohn, Zabinsky e Nerode (2015), foi apresentada uma arquitetura programável para um controle distribuído e ótimo de elementos da microrrede para alcançar o comportamento desejado. Um aspecto único desta arquitetura é incluir um motor de indução distribuído para aprender a dinâmica local de geradores e cargas na microrrede.

Coelho et al. (2017), também afirmam que as microrredes caracterizam uma potencial solução a ser estudada e aprimorada para sistemas futuros que dependam da geração distribuída. Dada a topologia distribuída dos sistemas emergentes e aplicações no contexto das redes inteligentes, estão sendo reportadas diferentes soluções para integrar os novos componentes, garantindo, contudo, a comunicação entre os já existentes. Ainda segundo os autores, o SM tem sido defendido como uma ferramenta útil e promissora para uma ampla gama de aplicações, sendo os principais problemas e desafios discutidos no trabalho. Apresentou-se uma revisão de aplicativos e tendências de última geração, sendo discutidas as possibilidades considerando o que foi feito e aplicações futuras, com atenção aos recursos energéticos renováveis e aos cenários de operação decorrentes. Sugere-se uma tendência crescente de estudos nessa direção, que poderá culminar com a descentralização do complexo sistema energético, permitindo que os usuários finais participem mais ativamente. Este passo pode descentralizar a infraestrutura atual, dando mais peso para os desejos da sociedade, além de facilitar a manutenção, reduzir os custos e abrir a porta para ideias inovadoras para equipamentos com baixo custo. Por outro lado, vários problemas de otimização serão apontados, e todos os processos deverão ser mais bem aprimorados e discutidos ao longo dos próximos anos.

Já Naveed et al. (2017), afirmam que as microrredes assistidas por recursos de energia renováveis são sistemas complexos resultantes da interligação de vários componentes. Uma série de cenários reais e relacionados ao gerenciamento dos recursos em microrredes são modelados por formulações voltadas à otimização multi-objetivo, onde os objetivos podem ou não entrar em conflito entre si. Ao considerar o tipo de aplicação, entrada e saída do problema, a natureza do problema de otimização é alterada. Para resolver vários tipos de problemas de otimização relacionados ao projeto, planejamento e operação, existe uma série de tipos de solução de otimização. Os autores classificaram os tipos de algoritmos de otimização usados para resolver vários problemas relacionados ao gerenciamento/supervisão dos recursos energéticos em microrredes.

Em Marçal et al. (2017), os pesquisadores apresentam um SM para a restauração automática de redes de distribuição de energia suportadas por microrredes. O Sistema de Restauração Automática Multiagente (SRAMA) em questão é composto por oito ti-

pos de Agentes: Agentes de Troca (AT), Agentes de Alimentação (AAL), Agentes de Troca de Ligação (ATL), Agente de Ponto de Conexão (APC), Agente de Geração (AG), Agente de Demanda (AD), Agente de Armazenamento (AA), e Agente de Geração de Despacho (AGD). Os Agentes trabalham juntos para restaurar as cargas dos clientes após a ocorrência de uma situação de falta na rede de energia elétrica. O SRAMA foi desenvolvido em *Java Agent Development Framework* (JADE), escrito na linguagem de programação orientada a objetos (JAVA). Estudos de caso demonstram o desempenho do SRAMA proposto quando aplicado a um sistema de distribuição de média tensão com uma microrrede. A rede de distribuição e a microrrede foram modeladas no ambiente *Matlab-Simulink*, sendo as ferramentas de comunicação entre JADE e *Simulink* também desenvolvidas. Os resultados da simulação demonstram que o SRAMA apresenta um desempenho adequado, fornecendo uma rápida e confiável recuperação da rede de distribuição de energia. Também evidencia a aplicação de técnicas de SMs para a automação e apoio à decisão de redes elétricas inteligentes.

2.4 Considerações Finais

Com base no conteúdo apresentado neste capítulo, é importante salientar que o principal foco desta pesquisa está voltado para a supervisão de uma microrrede via um SM. Esta abordagem irá considerar os modos conectado e isolado da microrrede em relação ao SEP principal. O resultado desta supervisão dará suporte aos vários controles internos à microrrede, bem como ao centro de operação do SEP como um todo.

Desta maneira, o conteúdo apresentado buscou mostrar de forma objetiva as tecnologias utilizadas para a supervisão de microrredes. Para isso, foi realizado uma análise dos trabalhos correlatos à linha de pesquisa e observou-se, por exemplo, que há uma grande quantidade de sistemas supervisórios utilizando os SMs. Também fica claro pela literatura consultada até o momento, que é primordial a concepção de um sistema de supervisão eficiente e prático para mensurar as grandezas elétricas associadas à operação nos modos conectado e isolado de uma microrrede. O uso da supervisão via um SM mostra-se então como uma ferramenta adequada para tal tarefa podendo sim verificar e ajustar, se necessário, as grandezas elétricas da microrrede.

Com base no exposto, para esta pesquisa, será então estabelecido um sistema de supervisão ótimo via a utilização de um SM para uma adequada operação da microrrede que posteriormente será apresentada.

Metodologia

Este capítulo tem por objetivo detalhar as etapas de desenvolvimento da pesquisa, a fim de mostrar o uso de SM como uma ferramenta interessante para a supervisão de grandezas, como tensão, corrente, potência e frequência, dentre outros, em uma microrrede.

As etapas mais relevantes da metodologia são ilustradas pela Figura 6. A metodologia está basicamente dividida em duas principais vertentes.

A primeira é a simulação *offline* computacional do sistema teste Europeu CIGRÉ de 14 barras (CIGRÉ, 2014), onde foi realizada a escolha e a análise dos GDs e, consequentemente, realizadas simulações considerando o sistema no modo conectado e ilhado (isolado) à rede elétrica principal.

Já a segunda linha, remete de fato à supervisão da microrrede por meio da aquisição dos sinais relacionados aos parâmetros elétricos. Tem-se também a descrição dos Agentes a serem utilizados para detectar as possíveis violações, a classificação das ações tomadas pelo SM e, por fim, a supervisão ótima do sistema teste via um SM aplicado à uma microrrede, considerando os modos conectada ou não à rede principal de fornecimento de energia.

Sendo assim, com base na Figura 6, serão apresentados os detalhes e demais considerações pertinentes e relacionados à pesquisa realizada.

3.1 Simulação *Offline*

3.1.1 Modelagem do Sistema Teste do CIGRÉ de 14 Barras

Para alcançar os objetivos da pesquisa via o desenvolvimento da metodologia proposta, será modelada uma microrrede em um *software* de simulação de transitórios eletromagnéticos, que neste caso foi o PSCADTM/EMTDCTM. Esta microrrede foi simulada considerando o sistema de média tensão europeu proposto em CIGRÉ (2014) (Figura 7). As análises sobre esta microrrede serão realizadas considerando, especialmente, a presença de geradores distribuídos, tais como fotovoltaico, gerador síncrono, juntamente com um

Figura 6: Principais etapas da metodologia em desenvolvimento.

Fonte: O Autor.

sistema armazenador de energia (baterias), todos conectados em pontos distintos do sistema apresentado (Figura 7). Neste sistema, será possível aplicar e analisar diferentes situações de operação como a combinação de GDs gerando ao mesmo tempo, ou separadamente, o sistema de armazenamento absorvendo e/ou injetando potência no sistema, dentre outras. A Figura 7 ilustra o sistema teste Europeu CIGRÉ (2014) de 14 barras analisado nesta pesquisa.

A fim de melhor apresentar a configuração do sistema teste em questão, seguem as

Figura 7: Sistema elétrico teste utilizado.

Fonte: O Autor.

informações sobre o *software* utilizado e informações para a sua implementação.

3.1.1.1 PSCADTM/EMTDCTM

O *software* de simulação PSCADTM/EMTDCTM foi escolhido para a implementação da microrrede devido a sua grande aceitação na comunidade técnico-científica. Além dos recursos de modelagem e simulação presentes no PSCAD, o mesmo dispõe de recursos de paralelismo, que possibilitam a simulação de sistemas elétricos de muitos nós utilizando vários computadores. A versão atual do PSCAD permite a simulação de linhas e cabos de transmissão em diferentes núcleos de um mesmo computador, reduzindo assim o tempo de processamento de sistemas com diversas linhas e cabos (PSCAD, 2018). Dada a natureza da microrrede, esta ferramenta se mostra bastante adequada para o propósito de simulação computacional da mesma.

Outra funcionalidade do PSCAD é a possibilidade de simular diversas situações de operação e casos, ao mesmo tempo, por meio dos diferentes núcleos de um mesmo computador. O uso dessa ferramenta de simulação é interessante pois esse *software* possui uma biblioteca com modelos prontos de componentes do sistema de energia - baterias, painel fotovoltaico, gerador eólico - o que facilita o entendimento, bem como a parametrização dos mesmos. Este *software* fornece uma solução rápida, flexível e precisa para o programa no domínio do tempo para simular uma variedade de transitórios no âmbito de sistemas de energia elétrica. A escolha desse *software* para o desenvolvimento desse trabalho é, também, por estar atrelado a dois projetos de pesquisas em curso no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) com auxílios decorrentes da Fundação de Amparo à Pesquisa do estado de São Paulo (FAPESP).

3.1.1.2 Topologia do Sistema Teste

A topologia da versão europeia da rede de distribuição (CIGRÉ, 2014) é mostrada na Figura 7, onde as duas porções tracejadas delimitam os alimentadores 1 e 2. Os dois alimentadores principais do sistema teste do CIGRÉ (2014) são trifásicos, podendo ser caracterizadas configurações em malha ou radial. Este sistema permite flexibilidade para ambas as configurações, a depender dos estados (abertas, fechadas, ou uma combinação) das chaves $S1$, $S2$ e $S3$. Vale afirmar que para este trabalho foi utilizada a configuração radial, ou seja, as chaves $S1$, $S2$ e $S3$ permaneceram abertas. Cada alimentador a partir da barra de referência (zero) é conectado via um transformador com tensões de 110/20 kV. A tensão nominal do sistema de distribuição primário é de 20 kV, sendo sua frequência nominal e original de 50 Hz. Porém, para o sistema que foi simulado, a frequência foi alterada para 60 Hz, visto que é a frequência do padrão nacional brasileiro. Neste sentido, todos os demais componentes do sistema dependentes da frequência foram reconfigurados para 60 Hz.

3.1.1.3 Simetria

Normalmente, esforços são direcionados para deixar o sistema o mais equilibrado possível. Contudo, usualmente, é típico encontrar, na prática, algum nível de desequilíbrio principalmente nos sistemas de distribuição primários e secundários. Vale afirmar que, neste caso, o sistema teste foi considerado equilibrado, já que não foram explicitamente disponibilizadas informações do circuito teste em sentido contrário (CIGRÉ, 2014).

3.1.1.4 Nível de Tensão

A tensão nominal das redes são de 12,47 kV para o padrão Americano e 20 kV para os padrões europeus. Outras tensões são possíveis, mas os condutores, espaçamentos dos condutores, configurações das torres, transformadores, etc., podem ter que ser adequa-

damente ajustados. Com isso, as tensões de base podem ser modificadas para estudar diferentes níveis de tensão, desde que os valores escolhidos sejam realistas. Neste caso em específico, o nível de tensão foi mantido conforme informações originais do sistema (CIGRÉ, 2014).

3.1.1.5 Tipos de Linhas e Parâmetros

A referência da rede de distribuição europeia usa linhas aéreas. Mas vale comentar que, se fosse o caso, via o PSCAD, também é possível usar seções com cabos subterrâneos, ou mesmo usar uma rede subterrânea inteira. Para tanto, seria necessário modificar os parâmetros da linha de acordo com as informações fornecidas pelos fabricantes de cabos. Apenas para ilustrar, os cabos subterrâneos são encontrados principalmente em áreas urbanas com altas densidades de carga.

3.1.1.6 Cargas

Para esse trabalho, as cargas foram todas consideradas como equilibradas. Mas, via o software PSCAD, se fosse desejado trabalhar com cargas desequilibradas, os valores das cargas poderiam ser modificados conforme o necessário. De acordo com CIGRÉ (2014), um desequilíbrio entre as cargas de 10% é considerado um desequilíbrio razoável.

3.1.1.7 Aterramento

A base da rede CIGRÉ (2014) depende em grande parte das características regionais. As redes europeias são tipicamente não aterradas. Ou seja, o sistema em questão possui a característica de não ser aterrado.

3.2 Escolha e Análise dos GDs no Sistema Teste Europeu do CIGRÉ de 14 Barras

Para o estudo da microrrede em questão, será analisado somente o alimentador 1, sendo a microrrede em específico delimitada pela área pontilhada em vermelho na Figura 8, somando-se a esta os geradores distribuídos e elementos armazenadores de energia.

Dado isso, é interessante mostrar, primeiramente, quais tipos de GDs foram conectados ao sistema teste do CIGRÉ (Figura 8), bem como, detalhes das simulações.

Algumas vantagens podem ser apresentadas com a presença dos GDs nos sistemas de distribuição: a redução das perdas nos sistemas de transmissão e de distribuição; e uma maior robustez no perfil de tensão, que, por sua vez, refletirá em melhores índices associados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) (WALLING et al., 2008).

Entretanto, se houver uma elevada penetração de GDs, ou seja, uma alta potência de fontes distribuídas conectadas à rede principal, podem ser observados alguns efeitos preju-

Figura 8: Microrrede em média tensão, adaptada.

Fonte: O Autor.

diciais, como: a injeção de componentes harmônicos para recursos energéticos conectados via conversor eletrônico de potência; redistribuição do fluxo de potência; e a elevação das correntes de curtos-circuitos (SARWAGYA; NAYAK, 2015).

Além disso, o mau dimensionamento da potência dos GDs e uma inadequada alocação destes ao sistema de distribuição podem proporcionar aumento nas perdas do sistema (ANWAR; POTA, 2011). Logo, a alocação de GDs nos sistemas de distribuição é considerada um problema de planejamento de energia (SINGH et al., 2013).

3.2.1 Geração Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi introduzido em 1839. O efeito é observável ao se expor um determinado semicondutor à luz, onde uma diferença de potencial entre seus terminais

é gerada. A liberação de elétrons está relacionada com o fluxo de luz incidente, assim como à capacidade de absorção de materiais semicondutores como no caso do silício e do germânio (CRESESB/CEPEL, 2007).

O componente fundamental de uma unidade de geração de energia solar fotovoltaica é a célula solar. Módulos solares fotovoltaicos são compostos por diversas células solares, podendo ser conectadas em série e/ou em paralelo, formando matrizes fotovoltaicas. A configuração final (painel) permite fornecer valores específicos de tensões e correntes nos terminais de uma matriz fotovoltaica (RTDS® TECHNOLOGIES, 2012). A Figura 9 apresenta a composição de um painel fotovoltaico qualquer, contendo células fotovoltaicas que formam os módulos solares. A um conjunto de módulos conectados em série e/ou em paralelo dá-se o nome de painel.

O modelo do painel fotovoltaico utilizado nesta pesquisa é como o apresentado no *software* PSCAD, sendo adaptado ao sistema teste do CIGRÉ (2014).

Assim, um painel fotovoltaico foi conectado na barra 8 no sistema CIGRÉ (2014) em análise. O aludido GD será composto por 44 células em série, referente à tensão do painel, e 500 células em paralelo, referente à corrente que está diretamente ligada à potência do sistema em questão. Esta geração fotovoltaica trabalhará com um fator de potência unitário. Sua potência é de 2,32 MVA e estará acoplado ao sistema teste CIGRÉ (2014) por um transformador elevador 2/20 kV.

Os parâmetros de irradiação e temperatura durante as simulações foram considerados constantes. Contudo, a irradiação foi variada em três valores: 1.000, 600 e 200 W/m², sendo a temperatura 25°C).

A potência injetada pelo painel fotovoltaico dependente da irradiação, é baseado no MPPT, pelo qual se utiliza o algoritmo *Pertube e Observe* para a busca do ponto de máxima potência.

3.2.2 Baterias

No contexto das microrredes, um importante fator que necessita de atenção em relação às energias renováveis é o comportamento intermitente das fontes, que resulta em flutuação na geração de energia. Assim, torna-se necessário mitigar essas flutuações para que seja viável o uso de energias renováveis no sistema. Uma dessas medidas mitigatórias é o uso de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com a geração distribuída.

As baterias melhoram a qualidade da energia elétrica do sistema, bem como a confiabilidade, pois auxiliam na suavização da potência gerada por algum GD, principalmente frente aos afundamentos, flutuações e interrupções de tensão. Os esquemas de controle e os métodos de coordenação existentes podem ajudar a estabelecer alguns fundamentos teóricos para expandir as aplicações das baterias nas redes elétricas. Atualmente, a microrrede operando no modo conectado tem recebido muita atenção por melhor acomodar a energia renovável distribuída, por exemplo, no estudo preliminar sobre a integração de

Figura 9: A composição de um painel fotovoltaico.

Fonte: RTDS® TECHNOLOGIES (2012).

uma bateria a uma microrrede sob condições de faltas internas apresentado por (TRAN; KHAMBADKONE, 2013).

Conforme já comentado, esta pesquisa utilizará um banco de baterias conectado na microrrede juntamente à geração fotovoltaica. Tal sistema de bateria, com uma potência total de 2 MVA, está alocado na barra 8 do sistema teste do CIGRÉ (2014), assim como a geração fotovoltaica. A capacidade de armazenamento e de injeção do sistema de baterias variará de 20% até 80% da capacidade máxima. O modelo da bateria utilizada é como apresentado no *software* PSCAD e foi adaptada ao sistema teste. Sua tensão nominal é de 120 V e sua capacidade nominal de carga é de 6,5 Ah.

A Figura 10 mostra o diagrama de blocos referente às malhas de controle do conversor CC-CC da bateria quando opera como abaixador (*Buck*), ou elevador (*Boost*) de tensão (BARBALHO, 2018). Para alterar o controle basta atribuir o valor "0" para controle *Buck* e "1" para o controle *Boost*. Já a Tabela 1 mostra os parâmetros utilizados referentes aos Controladores Proporcional Integral (PIs) da Figura 10. Para o controle do inversor, considerou-se o controle de potência reativa constante. Já para o conversor CC-CC foi considerado o controle de tensão no elo CC constante.

Em que:

$P_{boostref}$ é a potência ativa de referência da bateria para o conversor *Boost*;

$P_{medboost}$ é a potência ativa medida na bateria para o conversor *Boost*;

$P_{buckref}$ é a potência ativa de referência da bateria para o conversor *Buck*; e

$P_{medbuck}$ é a potência ativa medida na bateria para o conversor *Buck*.

Figura 10: Diagrama de blocos de controle do conversor CC-CC da bateria.

Fonte: Adaptado de Barbalho (2018).

Tabela 1: Parâmetros do diagrama de blocos de controle do conversor CC-CC da bateria.

Parâmetro	Valor
$K_p \text{ boost}$	0,3
$K_i \text{ boost}$	10
$K_p \text{ buck}$	0,5
$K_i \text{ buck}$	3,33

Fonte: O Autor

3.2.3 Gerador Síncrono

Juntamente com os outros elementos foi também conectado um gerador síncrono ao sistema teste do CIGRÉ (2014). Quando da operação da microrrede no modo ilhado (isolado) da rede elétrica principal, o gerador síncrono será o responsável por gerar as referências de tensão e frequência para o sistema além, também, de fornecer a potência complementar que as cargas conectadas à microrrede estiverem necessitando. Assim, pode-se considerar que para a situação de ilhamento intencional, o controle passa a ser fV (controle de frequência e tensão). Já no modo conectado à rede, o controle do gerador é do tipo PQ , ou seja, controlando a potência ativa e a reativa injetadas no sistema. As malhas de controle necessárias serão detalhadas ainda neste capítulo.

A potência nominal do gerador síncrono é de 5 MVA, com um fator de potência de 0,92, com tensão nominal de 6,6 kV e sendo acoplado a uma turbina a vapor, que fornece potência mecânica ao eixo da máquina. Em Moura (2011) encontram-se os dados elétricos

e mecânicos do gerador síncrono, disponibilizados no Apêndice A. O gerador síncrono está alocado na barra 5 do sistema teste em análise. Vale informar que é considerado um tempo de 0,3 s para que o gerador inicie seu funcionamento devido a sua dinâmica mecânica.

3.2.3.1 Regulação da Tensão do Gerador Síncrono

Para a regulação da tensão foi utilizado o sistema de excitação do tipo DC1A do IEEE (IEEE..., 2016). Nele é utilizado o valor eficaz médio da tensão como entrada do controle (MENEZES, 2019).

Outra propriedade, é a de controlar a potência reativa injetada na rede elétrica principal. Na Figura 11, nota-se que para alterar o controle basta atribuir o valor "0" para controle de tensão e "1" para o controle de potência reativa. Vale salientar que para o controle de potência reativa é necessário calcular o erro entre a potência reativa gerada e a de referência, passar este erro em um controlador Controlador Proporcional Integral Derivativo (PID), resultando em uma saída que será utilizada no controle da excitação. É importante salientar que durante a inicialização da máquina o valor de V_{med} é igual a 1 p.u..

Figura 11: Malha de controle de potência reativa e tensão no Gerador Síncrono.

Fonte: Adaptado de Menezes (2019).

Em que:

Q_{ref} é a potência reativa de referência;

Q_{med} é a potência reativa medida;

V_{ref} é a tensão de referência;

V_{med} é a tensão medida;

T_a é a constante de tempo de derivação do transitório;

T_b é a constante de tempo de integração do transitório;

K_r é o ganho do regulador;

T_r é a constante de tempo do regulador;

K_e é o ganho da excitatriz;

T_e é a constante de tempo da excitatriz;

K_f é o ganho de amortecimento;

T_f é a constante de tempo de amortecimento;

$V_{r_{min}}$ é o limite inferior da saída do regulador;

$V_{r_{max}}$ é o limite superior da saída do regulador;

V_{min} é o limite inferior da tensão de saída da excitatriz;

V_{max} é o limite superior da tensão de saída da excitatriz; e

E_F é a tensão aplicada ao enrolamento de campo.

Os valores dos parâmetros utilizados na malha de controle representados na Figura 11 são apresentados na Tabela 2, onde os parâmetros T_a , T_b , K_r , K_e , K_f , $V_{r_{min}}$ e $V_{r_{max}}$ foram os mesmos utilizados em Menezes (2019), e os valores de T_r , T_e , T_f , V_{min} e V_{max} foram calculados e adaptados pelo próprio *software* PSCAD.

Tabela 2: Parâmetros da malha de controle de potência reativa e tensão no Gerador Síncrono.

Parâmetro	Valor
T_a	0
T_b	0
K_r	120
T_r	0,00001 s
K_e	1
T_e	0,01 s
K_f	1
T_f	1 s
$V_{r_{min}}$	-1 p.u.
$V_{r_{max}}$	5 p.u.
V_{min}	0,01 p.u.
V_{max}	3 p.u.

Fonte: O Autor

3.2.3.2 Regulação da Velocidade do Gerador Síncrono

O modelo utilizado para controlar a frequência e a potência ativa gerada do gerador síncrono foi baseado no modelo genérico do IEEE. Analogamente à regulação da tensão, para alterar o controle, basta atribuir o valor "0" para controle de frequência e "1" para o controle de potência ativa na rede. A malha de controle está apresentada na Figura 12. Já os parâmetros são representados na Tabela 3, sendo os valores de K_p , K_i e K_d referentes

ao PID, onde os valores de R , K_c , K_p , K_i e K_d são os mesmos como utilizados em Menezes (2019), e P_{min} e P_{max} foram calculados e adaptados pelo próprio *software* PSCAD.

Figura 12: Malha de controle de potência ativa e velocidade no Gerador Síncrono.

Fonte: Adaptado de Menezes (2019).

Tabela 3: Parâmetros da malha de controle de potência reativa e tensão no Gerador Síncrono.

Parâmetro	Valor
R	0,05
K_c	1
K_p	120
K_i	80
K_d	0
P_{min}	0,01 p.u.
P_{max}	1,1 p.u.

Fonte: O Autor

Em que:

P_{ref} é a potência ativa de referência;

P_{med} é a potência ativa medida;

ω_{ref} é a velocidade angular de referência;

ω_{med} é a velocidade angular medida;

R é o ganho referente a queda de velocidade da máquina;

K_c é o ganho de malha direta; e

T_{mec} é o torque mecânico no eixo da máquina síncrona.

Tabela 4: Estados de operação do Gerador Fotovoltaico, Gerador Síncrono e Cargas.

Gerador Fotovoltaico (W/m ²)	Gerador Síncrono (MVA)	Cargas (%)
1000	5	125
600	3	100
200	1	75

Fonte: O Autor.

Tabela 5: Estado de Operação da Bateria

	Absorção	Injeção	Sem Bateria
2 MVA	X	X	
1 MVA	X	X	
0 MVA			X

Fonte: O Autor.

3.2.4 Simulação de casos com o Sistema Conectado e Ilhado

Dado o sistema escolhido, os GDs e a bateria conectados, foi estipulado um critério de simulação, no intuito de melhor analisar o sistema tanto no modo conectado à rede elétrica principal, quanto no modo ilhado.

As simulações realizadas têm um tempo total cada de 20 s, em que na primeira metade caracteriza o sistema conectado à rede elétrica principal e na segunda metade o sistema no modo ilhado. O *time step* da simulação foi de 5 μ s.

Para a realização das simulações foram escolhidos três estados de operação para cada GD e a bateria, bem como três estados de carregamento do sistema. A Tabela 4 representa os estados de operação do Gerador Fotovoltaico, do Gerador Síncrono e das cargas. O Gerador Fotovoltaico varia sua potência de saída de acordo com a irradiação aplicada. Assim, para variar a potência do gerador fotovoltaico, foram considerados três valores para a irradiação: 1.000 W/m², 600 W/m² e 200 W/m². O Gerador Síncrono opera, também, variando sua potência de saída em três valores: 5 MVA, 3 MVA e 1 MVA. É importante lembrar que essa variação ocorre somente no modo conectado à rede principal, isto porque no modo ilhado o controle do Gerador Síncrono passa a ser de frequência e de tensão. Por fim, tem-se que o carregamento do sistema assumiu três valores distintos com base nos valores nominais, sendo de 125%, 100% e 75% com o intuito de simular situações de carga pesada, carregamento normal e de carga leve, respectivamente.

A Tabela 5 mostra a variação de potência injetada e absorvida da bateria bem como a ausência deste sistema de armazenamento de energia. Neste caso foi a injeção de 1 MVA e 2 MVA, a absorção de 1 MVA e 2 MVA e o sistema sem a presença da bateria.

Considerando todos os possíveis estados de operação, compostos por três variações do gerador fotovoltaico, três do gerador síncrono, três de cargas e cinco de bateria, sendo possível obter um conjunto de 135 diferentes e representativas simulações.

3.3 O Sistema Supervisório via SM

A supervisão desenvolvida durante todo esse trabalho, foi implementada através do *software* MATLAB[®] 2015a.

3.3.1 Desenvolvimento do SM

Para poder realizar o processo de supervisão da microrrede nos modos conectado e ilhado, faz-se necessário, primeiro descrever os Agentes que serão empregados e implementados no desenvolvimento desta pesquisa. A Figura 13 ilustra o diagrama hierárquico de supervisão implementado via o SM com dois níveis hierárquicos e focados para a microrrede. Esta figura mostra quais Agentes serão utilizados para a supervisão via um SM. A Figura 13 será melhor comentada e explicada no que segue.

Figura 13: Diagrama hierárquico de supervisão via o SM.

Fonte: O Autor.

Percebe-se na Figura 13 que existem dois níveis hierárquicos para o SM.

O primeiro nível, mais alto, faz a supervisão geral do sistema como um todo.

Já o segundo nível refere-se aos níveis específicos de cada GD conectado à microrrede, bem como do sistema de armazenamento, além do agente do agente do PAC. Nota-se que este nível é formado por três Agentes: um referente diretamente ao gerador síncrono; o outro referente ao gerador fotovoltaico e a bateria; e o último responsável pela situação de acoplamento da microrrede à rede elétrica principal. É importante mostrar que foi decidido colocar somente um Agente para o gerador fotovoltaico e a bateria pelo fato de estarem conectados na mesma barra, facilitando a unificação e a decisão dos Agentes. É

nesse segundo nível que as grandezas são coletadas individualmente para cada elemento de interesse sobre a microrrede em análise serão analisadas.

No intuito de melhor exemplificar esses agentes faz-se necessário o desenvolvimento de um diagrama de classes. A Figura 14 mostra o funcionamento dos agentes e suas trocas de informações visando uma melhor decisão da ação a ser tomada.

Por exemplo, o AgPVBat possui a função de supervisionar a Bateria e, para isso, são necessárias informações externas proveniente da própria bateria, do sistema fotovoltaico e da barra 8 (barra em que os GDs que este agente supervisiona estão conectados) para que a lógica de supervisão seja alimentada e, em seguida, realizada através de ações. De forma análoga, o mesmo acontece nos demais agentes.

Figura 14: Diagrama de classes do SM.

Fonte: O Autor.

Neste diagrama as variáveis Dec_AgGS, Dec_AgPVBat e Dec_AgPAC são referentes, respectivamente, as decisões do gerador síncrono, do gerador fotovoltaico e baterias e do ponto de acomplamento comum. Já as variáveis Est_GS e Est_PVBat são referentes aos estados de conexão do gerador síncrono e, do sistema fotovoltaico e baterias, respectivamente. Pot_GS refere-se à potência do gerador síncrono, BRK e PAC ao estado de conexão da microrrede, SOC ao estado de carga da bateria, Irr à irradiação no painel fotovoltaico, V_5 e V_8 a tensão nas barras em que o gerador síncrono e, o sistema foto-

voltaico e baterias, respectivamente, estão conectados e, por fim, Freq que é a frequência do sistema.

3.3.1.1 Primeiro Nível

Este primeiro nível de supervisão é referente ao Agente responsável pela supervisão geral do sistema CIGRÉ (2014). A este Agente foi dado o nome de Sistema Central de Agentes (SCA) (Figura 13), que tem a função de fazer a supervisão completa do sistema e observar de uma forma geral como se encontram os demais Agentes em nível inferior.

O SCA fica, então, com o papel principal de supervisão (recebimento e repasse interno e externo das informações) e de decisão interna sobre as ações na microrrede, considerando os modos conectado ou isolado (ilhado). Ou seja, a reatividade, proatividade e a habilidade social deste Agente deverão estar em sincronia com o outro nível.

Uma característica peculiar desse Agente é de fazer a supervisão tanto a montante quanto jusante do transformador que conecta a rede de fornecimento principal ao alimentador 1. A análise supervisória a montante do transformador visa garantir o fornecimento do nível desejado de tensão e frequência por parte da rede principal, que é de 110 kV e 60 Hz, respectivamente, bem como para a correta operação da microrrede em paralelo aos demais elementos fornecedores de energia. A análise a jusante tem por objetivo supervisionar o sistema observando diretamente a microrrede em seu estado conectado e/ou isolado da rede principal de fornecimento. Assim, tem por função observar, receber e informar aos elementos da microrrede se a mesma está operado em modo ilhado, ou se está conectado à rede principal de energia, a partir de sua observabilidade.

A Figura 15 faz referência ao algoritmo do SCA, como dito antes. Ele é o Agente responsável por receber e mandar informações aos outros Agentes no nível inferior. Seu funcionamento, baseia em receber instantaneamente as informações do Agente do Ponto de Acoplamento Comum (AgPAC), AgGS e AgPVBat, processar, tomar as decisões e, por fim gerar e repassar o relatório final. É importante frisar que o "k" que está na figura faz referência a cada amostra lida.

Logo, a esse Agente, requer que o nível inferior envie e receba as informações necessárias, a fim de garantir o bom intercâmbio entre os elementos e a supervisão da microrrede como um todo.

3.3.1.2 Segundo Nível

Já este segundo nível de supervisão é referente aos GDs que serão conectados à microrrede, bem com ao sistema de armazenamento de energia (baterias). Para isso, definiu-se o AgGS para o Agente referente ao Gerador síncrono e AgPVBat para o Agente referente ao gerador fotovoltaico e a bateria. Tais Agentes se encontram em um nível inferior ao SCA. Dentro de suas funções está a de processar dois algoritmos de operação referentes aos dois

Figura 15: Fluxograma do Sistema Central de Agentes.

Fonte: O Autor.

modos de conexão (ilhado ou conectado à rede). Tais algoritmos podem ser processados de forma individual, ou seja, a lógica seguida será uma booleana.

Logo, os Agentes que pertencem a este nível são:

- O AgPAC tem por função: observar, receber e informar aos elementos da microrrede se a mesma está operado em modo ilhado, ou se está conectada à rede principal de energia. A Figura 16 representa o fluxograma do AgPAC. Como se percebe, esse Agente tem a função de detectar se o disjuntor entre a barra 2 e a barra 3 foi desarmado, ou seja, abriu. Visto isso, ele espera um segundo para confirmar de fato a situação de ilhamento. Esse tempo foi considerado no intuito de, posteriormente, agregar à sua função uma lógica de detecção de ilhamento, assumindo que a mesma deverá atuar em um tempo menor ou igual ao pré estabelecido. O fluxograma mostra que existe um vetor que faz a varredura da situação que o disjuntor está e o outro vetor, que faz referência à situação do PAC, sendo construído à medida que o valor de "k" (amostra) vai sendo incrementado. Se ocorre uma variação de valor (

de 0 pra 1 ou de 1 para 0) e a frequência estiver em seus limites, terá um contador que esperará a contagem de um segundo (que é o tempo que foi utilizado para ser considerado um ilhamento de fato) que passará o estado de sistema em modo ilhado para o vetor do PAC e, por consequência, para a microrrede (IEEE..., 2018).

Figura 16: Fluxograma do Agente do Ponto de Acoplamento Comum.

Fonte: O Autor.

- O AgGS tem por finalidade: verificar se o nível de tensão da barra que o gerador síncrono está conectado se encontra dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST (ANEEL, 2018); verificar a potência ativa injetada no sistema; verificar a frequência de operação da rede, tanto no modo ilhado quanto no conectado à rede principal; e também verificar a potência reativa injetada no sistema. E, assim como o AgPVBat, repassar, quando necessário, as informações para o nível hierárquico superior. A Figura 17 ilustra o funcionamento do AgGS. Esse Agente tem como função de,

após o tempo de inicialização da máquina ($t = 0,3s$), verificar se houve ou não violação da tensão e da frequência, enviando as informações para o nível superior. A Equação (1) mostra o número de amostras referente ao tempo de inicialização da máquina.

$$K_{inmaq} = 0,3 * \left(\frac{N_{am}}{t_{simu}} \right) \quad (1)$$

Em que:

K_{inmaq} é o número de amostras referente ao tempo de inicialização da máquina;

N_{am} é o número de amostra total da simulação; e

t_{simu} é o tempo de simulação em segundos.

Figura 17: Fluxograma do Agente do Gerador Síncrono.

Fonte: O Autor.

- O AgPVBat tem por finalidade após o tempo de inicialização do processo ($t=0,3s$): verificar se o nível de tensão da barra em que o gerador fotovoltaico e a bateria estão conectados se encontra dentro dos limites estabelecido pelo PRODIST (ANEEL, 2018); verificar a potência ativa injetada ou absorvida pela bateria, bem como a potência ativa fornecida pelo gerador fotovoltaico; e supervisionar a temperatura de operação do gerador fotovoltaico e monitorar o nível de armazenamento de energia (provisto pelo SOC), podendo aceitar ou rejeitar potência do sistema. Por fim,

também deve repassar, quando necessário, estas informações para o Agente situado no nível superior (SCA). A Figura 18 ilustra o funcionamento do AgPVBat.

Figura 18: Fluxograma do Agente do Gerador Fotovoltaico e da Bateria.

Fonte: O Autor.

Para a confecção do SM foi utilizado o *software* MATLAB[®] 2015a. Até o momento, os canais de comunicação não foram implementados, assim como o código implementado ainda é sequencial. Porém almeja-se que esse código seja implementado de forma paralela.

3.3.2 Aquisição dos Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos analisados durante essa pesquisa foram: a tensão na barra em que o gerador síncrono está conectado, ou seja, barra 5; a tensão na barra em que o gerador fotovoltaico e a bateria estão conectados, barra 8; e a frequência, tanto do sistema no modo conectado à rede elétrica principal, quanto ilhado. Adicionalmente, é também analisado o estado de carga da bateria (SOC) no decorrer da simulação.

Como dito em subseções anteriores, o sistema teste foi implementado através do *software* PSCAD, e para a simulação dos cenários foi utilizado um passo de integração de

130 μ s. Esse valor é extremamente pequeno para a aquisição dos sinais necessários e para os canais de comunicação. Assim, de acordo com Giovanini (2005), pode-se apontar que a comunicação para os sistemas de proteção deve ser realizada em tempos de até 30 ms. Desta forma, como o objetivo principal desta pesquisa é o desenvolvimento de um sistema supervisório via um SM, e não de proteção, os valores obtidos via o PSCAD foram reamostrados para um passo de 30 ms entre os valores observáveis.

3.3.3 Detecção da Violação dos Parâmetros Elétricos e a Classificação das Ações a serem Tomadas pelo SM

Após feita a aquisição das grandezas elétricas providas do *software* PSCAD, faz-se necessária a análise de detecção de possíveis violações durante a simulação e classificação das ações a serem tomadas pelo SM. Tais violações, caso existam, irão ativar a lógica do SM implementado, que terá como meta dar suporte ao gerenciamento do sistema elétrico como um todo e amenizar a ocorrência das mesmas.

A Tabela 6 mostra os limites de tensão estabelecidos pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2018). Para essa pesquisa, a faixa de operação utilizada no sistema teste foi a Adequada (ANEEL, 2018). Ou seja, qualquer violação de tensão que exceda o valor já definido será contado como uma violação para o SM. É importante frisar que, em caso de violação de tensão, a mesma deve perdurar por um tempo superior a um segundo para que seja, de fato, computada como uma violação para o SM.

Tabela 6: Limites para a tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de atendimento	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL)
	em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2018)

Para a frequência, o valor de operação é de 60 Hz, sendo que o sistema pode operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz (ANEEL, 2018). Assim, quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, permitindo então a recuperação do equilíbrio entre a carga e a geração (ANEEL, 2018).

E, finalmente, para o SOC que estará operando entre 20% e 80% de sua capacidade de carga (FIGUEIRÓ, 2015), a sua operação é realizada de acordo com a Figura 19. Sendo assim, por exemplo, caso a tensão na barra 8 esteja dentro dos limites pré-estabelecidos, a bateria poderá manter o seu SOC mais próximo possível do SOC_{med} (medido pela Equação (2)), definindo duas regiões: a primeira é a região entre o SOC_{sup} e o SOC_{med} , que é referente a capacidade da bateria injetar potência ao sistema, e a outra compreendendo a região entre SOC_{med} e o SOC_{inf} referente à capacidade da bateria de absorver potência do sistema. A Equação (2) foi desenvolvida a fim de melhor explicar como funciona o SOC da bateria.

$$SOC_{med} = \left(\frac{SOC_{sup} - SOC_{inf}}{2} \right) + SOC_{inf} \quad (2)$$

Figura 19: Funcionamento do SOC da bateria.

Fonte: O Autor.

Além do controle do SOC, a bateria também poderá desempenhar a função de regulação da tensão, caso a tensão do sistema esteja acima ou abaixo dos limites estipulados pelo ANEEL (2018). Desta maneira, a bateria poderá injetar ou absorver potência quando necessário, desde que também seja respeitado o limite de operação do SOC. Outra característica, bastante importante, é a bateria poder dar suporte no momento do ilhamento, no intuito de ajudar a estabilizar o sistema.

O gerador síncrono, devido ao seu controle de potência ativa e reativa no modo conectado à rede elétrica principal, poderá reduzir ou aumentar a sua injeção de potência caso ocorra a violação de tensão do sistema.

É importante ressaltar que no modo conectado à rede, se houver redundância de ação para a bateria e para o gerador síncrono, dar-se-á prioridade a ação pleitada pelo AgGS, uma vez que, neste modo, o gerador síncrono tem controle de potência ativa e reativa.

De outro lado, caso o modo de operação seja o ilhado, a prioridade será da bateria, uma vez que o gerador síncrono neste modo estará com o controle de frequência e tensão.

3.4 Considerações Finais

Este capítulo teve por objetivo detalhar as etapas e a metodologia em desenvolvimento para caracterizar um sistema supervisório via multiagentes aplicado à uma microrrede na presença de GDs e um sistema de armazenamento de energia.

A metodologia foi apresentada em duas etapas principais.

A primeira foi caracterizada como uma simulação *offline* em que se introduziu o sistema a ser utilizado para a caracterização da microrrede. Para isso foi escolhido o sistema teste do CIGRÉ (2014), sendo o mesmo simulado via o *software* PSCAD. Na sequência, foram escolhidos e analisados os GDs agregados ao sistema teste escolhido. Essa etapa é de grande importância pois permitiu observar o comportamento de cada GD no sistema teste. Ainda relacionado a esta etapa, também foram apresentados os tipos de GDs que foram conectados (fotovoltaico e síncrono), além do sistema armazenador de energia baseado em bateria. E, por fim, foram relatadas as simulações necessárias para os casos com o sistema conectado à rede elétrica principal e, bem como as representativas para o modo ilhado.

A segunda parte foi denominada como a de supervisão, tendo o intuito de descrever os Agentes que utilizados na microrrede. Foi descrito o desenvolvimento do SM aplicado à microrrede teste, o que permitiu a aquisição dos parâmetros elétricos para processamento e a detecção de possíveis violações, e, com isso, a classificação das ações a serem tomadas pelo SM.

O capítulo seguinte apresentará os resultados obtidos sobre o sistema teste do CIGRÉ (2014) de 14 barras, considerando a ideologia do SM implementado.

Resultados da Metodologia Proposta

Este capítulo apresenta os resultados referente à metodologia proposta já aplicada no sistema teste do CIGRÉ (2014), e tem o objetivo de exemplificar a sua funcionalidade para a supervisão de uma microrrede. Para melhor entender a necessidade, as funções e aplicações do SM implementado, foram realizadas simulações representando o modo conectado à rede elétrica principal e o modo ilhado. As análises realizadas têm como objetivo verificar se os parâmetros no âmbito de QEE, ou seja, tensão e frequência, estão nos limites de acordo com o ANEEL (2018) (Tabela 6). É também de responsabilidade do SM verificar qual GD irá realizar a ação para resolver possíveis violações. É importante relembrar que para o modo conectado à rede elétrica principal, o gerador síncrono tem prioridade de realizar a ação para uma melhor operação da microrrede. Por outro lado, no modo ilhado, esta prioridade passa a ser da bateria pois, como dito em capítulos anteriores, para este estado de operação o controle do gerador síncrono passa a ser de frequência e tensão (fV), cabendo ao gerador síncrono a referência destes parâmetros na microrrede.

A Figura 20 mostra uma interface interativa do SM implementada por meio do *software* MATLAB® 2015a, utilizando o recurso denominado por *Graphical User Interface Development Environment* (GUIDE). Esta interface foi criada para sintetizar todos os 135 cenários descritos a partir dos estados de operação apresentados na seção 3.2.4.

A interface engloba os cinco possíveis estados de operação da bateria (cinco colunas), os quais são: o sistema teste sem bateria; com a bateria injetando 1 MW; com a bateria injetando 2 MW; com a bateria absorvendo 1 MW; e com a bateria absorvendo 2 MW.

Cada um destes estados possui 27 cenários.

O carregamento do sistema está representado verticalmente na interface, sendo que, o caso de 1 à 9 representa 100% da carga, do caso 10 ao 18, tem-se 125%, e do 19 ao 27, os casos que retratam um carregamento de 75%.

Já em relação ao gerador fotovoltaico, sua potência foi variada mediante a irradiação sendo considerados três valores de operação: 1.000 W/m^2 referente aos casos 1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, 22 e 25; 600 W/m^2 referente aos casos 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, 23 e 26; e, por

fim, 200 W/m^2 referente aos casos 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24 e 27.

Seguindo o mesmo raciocínio, o gerador síncrono foi variado em três diferentes potências de operação: 5 MW referente aos casos 1, 2, 3, 10, 11, 12, 19, 20 e 21; 3 MW referente aos casos 4, 5, 6, 13, 14, 15, 22, 13 e 24; e 1 MW referente aos casos 7, 8, 9, 16, 17, 18, 25, 26 e 27.

O Apêndice B mostra as tabelas referente a todas as simulações realizadas para este trabalho.

Dado todos os casos simulados e o SM analisando os possíveis estados de operação do sistema, a Figura 20 mostra os resultados destas simulações após o tratamento do SM. As simulações marcadas na cor verde, são referentes aos casos que não ocorreram violações nos parâmetros elétricos, ou seja, o sistema está operando conforme a ANEEL (2018). Já as simulações marcadas em vermelho são referentes aos casos em que ocorreram violações nos parâmetros elétricos, ou seja, o sistema está estável, mas operando fora dos limites estipulados pela ANEEL (2018). E, por fim, as simulações marcadas na cor bege são referentes aos casos que ocorreram violações nos parâmetros elétricos violando os limites da ANEEL (2018) e para os quais o sistema não se estabilizou, não sendo então permitida a operação da microrrede no modo ilhado.

Pela figura, observa-se uma concentração maior de casos em vermelho para a operação da microrrede com 75% da carga. Estes casos decorrem de uma alta injeção de potência proveniente de todos os recursos, caracterizando eventos que violam os parâmetros elétricos na microrrede, tanto no modo conectado a rede elétrica principal, quanto no modo ilhado. Ainda sobre estes casos, é possível verificar e afirmar a maior incidência de violação do limite superior de tensão nas barras onde os GDs estão conectados, e que durante a transição do modo conectado à rede elétrica principal, para o modo ilhado, ocorreram violações do limite superior da frequência.

Já na operação da microrrede com 125% da carga, existe uma concentração maior de casos em bege. Estas situações foram caracterizadas por uma baixa geração dos recursos distribuídos, e um alto carregamento da carga. Nesses casos observa-se a violação do limite inferior da frequência e da tensão, pois a bateria estava absorvendo potência. Ou seja, seu comportamento é semelhante a uma carga conectada, contribuindo com o cenário de carga pesada, além do gerador fotovoltaico também estar com uma irradiação baixa.

Por fim, nos cenários com 100% da carga (Carga Normal) ocorreram violações do limite superior da tensão e da frequência, basicamente, na ocorrência de grande injeção de potência dos recursos distribuídos.

Dado o número de possíveis cenários representados na Figura 20, faz-se necessário a escolha de alguns destes mais representativos para uma análise detalhada antes e depois da aplicação do SM no sistema teste. A Tabela 7 mostra sete casos escolhidos. Estes representam dois casos de cada estado de carregamento do sistema, sendo um referente a violação no modo conectado à rede elétrica principal, e o outro ao modo ilhado. O sétimo

Figura 20: Interface Interativa do SM implementado no MATLAB.

Fonte: O Autor.

Tabela 7: Sete casos representativos do estado de operação da microrrede.

	Geração Fotovoltaica (W/m ²)	Gerador Síncrono (MW)	Carga (%)	Bateria (MW)
Caso 1	200	1	125	1 (Absorvendo)
Caso 2	600	5	125	2 (Absorvendo)
Caso 3	600	5	100	2 (Injetando)
Caso 4	1.000	1	100	2 (Injetando)
Caso 5	600	1	75	2 (Injetando)
Caso 6	200	5	75	0 (Sem Bateria)
Caso 7	1.000	5	75	2 (Injetando)

Fonte: O Autor.

cenário é um caso geral, em que ocorre violação em todos os dois modos de conexão da microrrede.

4.1 Caso 1

Este caso foi escolhido no intuito de ilustrar as violações nos parâmetros elétricos no modo conectado à rede elétrica principal, apesar de também ter violações no modo ilhado.

Neste caso, a geração fotovoltaica está com a irradiação de 200 W/m², o gerador síncrono está injetando 1 MW (no modo conectado a rede), o carregamento do sistema é de 125% e a bateria está absorvendo 1 MW.

Para ilustrar, a Figura 21 mostra o gráfico do valor eficaz da tensão na barra 8 (Figura 21a), na barra 5 (Figura 21b), e da frequência (Figura 21c) sem a utilização do SM.

Nestas e demais figuras, o modo conectado à rede principal corresponde ao intervalo de tempo de 0 à 10 s. Neste último instante, acontece o ilhamento, e após, a microrrede estará operando no modo ilhado (isolado) até o final da simulação. As linhas horizontais vermelhas evidenciadas nestas figuras são referentes aos limites de tensão e de frequência estabelecidos pela ANEEL (2018). As linhas verticais cor de rosa fazem referência ao início e ao fim de cada violação, caso existam. Assim, na Figura 21a, têm-se dois períodos de violações observados, os quais são delimitados pelos intervalos entre os dois pares de linhas verticais rosas apresentadas. Para ser considerada uma violação, foi considerado um intervalo mínimo de 1 s entre as linhas verticais caracterizadas. Este intervalo foi escolhido considerando o tempo de resposta do gerador síncrono, fotovoltaico e bateria,

Tabela 8: Violações para o Caso 1.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
1f	Tensão	Inferior	0,8072 - 10,02	Barra 8
2f	Tensão	Inferior	12,98 - 15,07	Barra 8
3f	Tensão	Inferior	12,98 - 15,07	Barra 5
4f	Frequência	Inferior	10,5 - 17,01	Microrrede

Fonte: O Autor.

além é claro da reação do sistema como um todo. Adicional a isso esse valor foi escolhido para diminuir o número de comutações destes controles e equipamentos, pois um número excessivo de alterações pode, também, influenciar na vida útil dos equipamentos envolvidos. É importante salientar que esse intervalo foi utilizado considerando todos esses fatores, porém uma análise mais aprofundada seria interessante para o desenvolvimento do SM.

Desta maneira, na Figura 21b, tem-se uma violação, e na Figura 21c, mais uma. Totalizando então, quatro violações neste conjunto de figuras, que retratam o Caso 1.

Para fins práticos, desconsideraram-se as possíveis violações passíveis de ocorrência no instante de ilhamento, repetindo um intervalo de até 1 s após a ocorrência do mesmo, para que métodos adequados tenham tempo hábil para detectar esta condição.

Vale afirmar que a tensão no modo conectado à rede elétrica principal (de 0 à 10 s) só teve violação do limite inferior de tensão na barra 8. Já no modo ilhado (a partir de 10 s) houve uma dificuldade de estabilizar a tensão, tanto na barra 8, quanto na barra 5. No que diz respeito a frequência, após o ilhamento, não foi possível estabilizar a microrrede, e, conseqüentemente, houve interrupção do processo de simulação.

A Tabela 8 retrata as quatro violações que ocorreram durante a simulação e que foram observadas pelo SM, conforme comentadas anteriormente. A mesma reporta o tipo, o limite violado, o intervalo de ocorrência e o local (barra) de violação.

Já a Tabela 9 mostra as ações necessárias por parte do SM, dadas as violações observadas. A tabela aponta a quantidade de ações (3) necessárias, o recurso a ser utilizado, o tipo de ajuste, o intervalo de operação, e o tipo da ação fazendo referência a sua finalidade. É interessante analisar que houve menos ações que violações. Isso ocorre devido a uma redundância nas violações, ou seja, tanto na barra 5, quanto na barra 8, foram constatadas infrações nos limites inferior de tensão. E como essa redundância ocorreu no modo ilhado, então cabe uma única ação da bateria para mitigar ambas as violações.

Figura 21: Tensões e frequência para o Caso 1: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

Assim, como inicialmente caracterizado para o Caso 1, foi alterado o modo de operação da bateria de absorvendo 1 MW para a sua desconexão (0 MW) do sistema. Já o gerador síncrono, que inicialmente injetava 1 MW neste caso, passou a injetar 3 MW. Vale frisar que essas alterações só ocorreram no intervalo descrito na Tabela 9.

Com isso, fez-se necessária a adaptação de despacho de acordo com as ações do SM, para uma melhor operação da microrrede. Assim, a Figura 22 mostra o gráfico de tensão RMS na barra 8 (Figura 22a), na barra 5 (Figura 22b) e frequência (Figura 22c) com a utilização do SM. Com a adaptação, é notável a estabilidade das tensões e da frequência no sistema, no modo conectado a rede elétrica principal a tensão na barra 8 passa a ficar no limite considerado e percebe-se, também uma melhora no perfil de tensão na barra 5. No que diz respeito à frequência no modo ilhado, o sistema ficou estável podendo operar

Tabela 9: Ações necessárias para o Caso 1.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
1ª	Bateria	Reduzir a absorção	10,05 - 17,01	Suporte ao Ilhamento
2ª	Gerador Síncrono	Aumentar a injeção	0,8072 - 10,02	Mitigação
3ª	Bateria	Reduzir a absorção	12,98 - 15,07	Mitigação

Fonte: O Autor.

em modo contínuo.

4.2 Caso 2

Este caso foi escolhido no intuito de ilustrar violações nos parâmetros elétricos no modo ilhado (a partir de 10 s). Nesta situação a geração fotovoltaica está com a irradiação de 600 W/m^2 , o gerador síncrono está injetando 5 MW (no modo conectado à rede, de 0 à 10 s), o carregamento do sistema é de 125%, e a bateria está absorvendo 2 MW.

A Figura 23 mostra o gráfico da tensão eficaz na barra 8 (Figura 23a), na barra 5 (Figura 23b) e a frequência (Figura 23c) sem a utilização do SM.

Observa-se que houve uma dificuldade de estabilizar a tensão no modo ilhado (à partir de 10 s), tanto na barra 8, quanto na barra 5. No que diz respeito à frequência, após o ilhamento, a microrrede ficou instável.

A Tabela 10 retrata as violações que ocorreram durante a simulação observada pelo SM, evidenciando a quantidade de violações (5) que o SM captou, o tipo, limite, intervalo e o local.

Já a Tabela 11 mostra as ações a serem tomadas pelo SM, dadas as violações enfrentadas. Por esta tabela, tem-se a quantidade de ações (4), o recurso a ser utilizado, o tipo de ajuste, o intervalo de operação e o tipo da ação fazendo referência a sua finalidade.

Assim, foi alterado o modo de operação inicial da bateria de absorvendo 2 MW para absorvendo somente 1 MW, lembrando que essa alteração só ocorreu no intervalo descrito na Tabela 11. Percebe-se que como o sistema está operando conforme a ANEEL (2018) no modo conectado a rede elétrica principal (0 à 10 s), a bateria estava disponível para injetar potência no sistema, caso fosse necessário.

Com isso, fez-se necessária a adaptação de despacho de acordo com as ações do SM, para uma melhor operação da microrrede. Assim, a Figura 24 mostra o gráfico da tensão eficaz na barra 8 (Figura 24a), na barra 5 (Figura 24b), e a frequência (Figura 24c)

Figura 22: Tensões e frequência para o Caso 1: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

com a consideração do SM. A aplicação do SM implicou em uma melhor estabilidade da frequência no modo ilhado, e consequentemente das tensões nas barras em que os recursos distribuídos estão conectados neste modo.

4.3 Caso 3

Este caso foi escolhido no intuito de ilustrar violações nos parâmetros elétricos no modo conectado a rede elétrica principal. Neste caso a geração fotovoltaica está com a irradiação de 600 W/m^2 , o gerador síncrono está injetando 5 MW (no modo conectado a rede), o carregamento do sistema é de 100% e a bateria está injetando 2 MW.

A Figura 25 mostra o gráfico da tensão eficaz na barra 8 (Figura 25a) e na barra 5

Figura 23: Tensões e frequência para o Caso 2: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

(Figura 25b), bem como a frequência (Figura 25c) sem a utilização do SM.

A tensão no modo conectado à rede elétrica principal só teve violação do limite superior de tensão na barra 5. No que diz respeito a frequência, após o ilhamento, o sistema se manteve estável e operando normalmente.

A Tabela 12 retrata a única violação que ocorreu durante a simulação e que foi captada pelo SM.

A Tabela 13 mostra as ações a serem tomadas pelo SM, dada a violação observada pelo SM. Na tabela, tem-se especificado a quantidade de ações (3), o recurso utilizado, o tipo de ajuste, o intervalo de operação e o tipo da ação fazendo referência a sua finalidade.

É interessante ressaltar que para o Caso 3, houve mais ações do que violações. Isso ocorreu por que o sistema está operando conforme regulamentado pela ANEEL (2018)

Tabela 10: Violações observadas para o Caso 2.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
1f	Frequência	Inferior	10,52 - 14,05	Microrrede
2f	Tensão	Inferior	12,98 - 14,17	Barra 8
3f	Tensão	Inferior	12,98 - 14,17	Barra 5
4f	Tensão	Inferior	14,23 - 19,94	Barra 8
5f	Tensão	Inferior	14,23 - 19,94	Barra 5

Fonte: O Autor.

Tabela 11: Ações necessárias para o Caso 2.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
1f	Bateria	Reduzir a absorção	0,9866 - 10,55	Controle SOC - Diminuir
2f	Bateria	Reduzir a absorção	10,52 - 14,05	Suporte ao Ilhamento
3f	Bateria	Reduzir a absorção	12,98 - 14,17	Mitigação
4f	Bateria	Reduzir a absorção	14,23 - 19,97	Mitigação

Fonte: O Autor.

Tabela 12: Violação ocorrida no no Caso 3.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
1f	Tensão	Superior	0,8969 - 2,183	Barra 5

Fonte: O Autor.

Figura 24: Tensões e frequência para o Caso 2: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

no modo conectado à rede elétrica principal logo depois do período em que ocorreu a violação, assim, a bateria estava disponível para injetar potência no sistema.

Para este caso, o gerador síncrono passou a injetar 3 MW. Relembra-se que essas alterações somente foram consideradas no intervalo descrito na Tabela 13.

Com isso, faz-se necessária a adaptação de despacho de acordo com as ações do SM, para uma melhor operação da microrrede. Neste sentido, a Figura 26 mostra o gráfico da tensão eficaz na barra 8 (Figura 26a) e na barra 5 (Figura 26b), bem como a frequência (Figura 26c), após a consideração do SM implementado.

O SM mostra claramente viável para esse caso, uma vez que a tensão no modo conectado a rede elétrica principal se estabilizou, no que diz respeito a frequência, principalmente na Figura 26c, nota-se uma leve oscilação da frequência momentos antes do

Figura 25: Tensões e frequência para o Caso 3: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

Tabela 13: Ações necessárias para o Caso 3.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
11	Gerador Síncrono	Reduzir a injeção	0,8969 - 2,183	Mitigação
21	Bateria	Reduzir a injeção	2,212 - 8,731	Controle do SOC - Diminuir
31	Bateria	Reduzir a injeção	8,79 - 9,986	Controle do SOC - Diminuir

Fonte: O Autor.

Figura 26: Tensões e frequência para o Caso 3: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

ilhamento, isso também é notado na Figura 25c. Este fenômeno ocorre devido a malha de controle do sistema, provavelmente os ganhos da malha acumularam erro oq acarreta em uma pequena oscilação na frequência, fato esse que não influencia na estabilidade do sistema como um todo.

4.4 Caso 4

Este caso foi escolhido no intuito de ilustrar violações nos parâmetros elétricos no modo ilhado. Já para este caso, a geração fotovoltaica está com a irradiação de 1.000 W/m^2 , o gerador síncrono está injetando 1 MW (no modo conectado a rede), o carregamento do sistema é de 100% e a bateria está injetando 2 MW.

Figura 27: Tensões e frequência para o Caso 4: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

A Figura 27 mostra o gráfico da tensão eficaz na barra 8 (Figura 27a) e na barra 5 (Figura 27b), além da frequência (Figura 27c) sem a utilização do SM.

Para o modo ilhado a frequência da máquina teve dificuldade de estabilizar a microrrede, levando a mesma à instabilidade.

A Tabela 14 retrata a única violação ocorrida e captada pelo SM.

A Tabela 15 mostra única ação necessária pelo SM, frente a violação observada.

Assim, foi alterado o modo de operação da bateria de injetando 2 MW para 1 MW. Percebe-se que como o sistema estava operando conforme regulamentado pela ANEEL (2018) no modo conectado à rede elétrica principal, a bateria estava disponível para injetar potência no sistema. Porém, a bateria está injetando sua máxima capacidade de potência, logo, ela não estará disponível para aumentar sua injeção no modo conectado à

Tabela 14: Violação ocorrida para o Caso 4.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
11	Frequência	Superior	13,96 - 19,94	Microrrede

Fonte: O Autor.

Tabela 15: Ações necessárias para o Caso 4.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
11	Bateria	Reduzir a injeção	13,96 - 19,94	Suporte ao Ilhamento

Fonte: O Autor.

rede elétrica principal.

Com isso, também se faz necessária a adaptação de despacho de acordo com as ações do SM, para uma melhor operação da microrrede.

Assim, a Figura 28 mostra o gráfico da tensão eficaz na barra 8 (Figura 28a) e na barra 5 (Figura 28b), e também para a frequência (Figura 28c) considerando o SM.

É nítido que o SM foi capaz de estabilizar a frequência, fato isso causado pelo suporte ao ilhamento que a bateria foi capaz de agir.

4.5 Caso 5

Este caso foi escolhido no intuito de ilustrar violações nos parâmetros elétricos no modo ilhado, apesar de também ter violação modo conectado a rede elétrica principal.

Neste caso a geração fotovoltaica está com a irradiação de 600 W/m^2 , o gerador síncrono está injetando 1 MW (no modo conectado a rede), o carregamento do sistema é de 75%, e a bateria está injetando 2 MW.

A Figura 29 ilustra a tensão eficaz na barra 8 (Figura 29a) e na barra 5 (Figura 29b), tendo ainda a frequência na Figura 29c, todas sem a utilização do SM.

A tensão no modo conectado à rede elétrica principal teve violação do limite superior de tensão na barra 8 e na barra 5. Já no modo ilhado a tensão, tanto na barra 8, quanto na barra 5, ficou estável. No que diz respeito a frequência, após o ilhamento, não foi possível estabilizar o sistema, incorrendo na instabilidade da microrrede.

Figura 28: Tensões e frequência para o Caso 4: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

A Tabela 16 retrata as três violações que ocorreram durante a simulação, e que foram captadas pelo SM.

A Tabela 17 apresenta as ações necessárias por parte do SM, dadas as três violações apontadas. É interessante salientar que houve menos ações que violações, devido a uma redundância de violações. Ou seja, tanto na barra 5, quanto na barra 8, foram constatadas infrações nos limites superiores de tensão. Como essa redundância ocorreu no modo conectado à rede elétrica principal, então cabe ao gerador síncrono tomar uma única ação para mitigar as violações.

Assim, a injeção por parte da bateria foi diminuída de 2 MW para 1 MW, e o gerador síncrono passou a injetar somente 0,25 MW (na condição inicial esta injeção era de 1 MW).

Figura 29: Tensões e frequência para o Caso 5: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8. (b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

Tabela 16: Violações ocorridas no Caso 5.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
1f	Tensão	Superior	0,867 - 2,332	Barra 5
2f	Tensão	Superior	0,867 - 2,84	Barra 8
3f	Frequência	Superior	14,92 - 19,94	Microrrede

Fonte: O Autor.

Tabela 17: Ações necessárias para o Caso 5.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
11	Gerador Síncrono	Reduzir a injeção	0,867 - 2,84	Mitigação
21	Bateria	Reduzir a injeção	14,92 - 19,94	Suporte ao Ilhamento

Fonte: O Autor.

Com isso, faz-se necessária a adaptação de despacho de acordo com as ações do SM, para uma melhor operação da microrrede. Neste sentido, a Figura 30 ilustra a tensão eficaz na barra 8 (Figura 30a) e na barra 5 (Figura 30b), tendo ainda a frequência na Figura 30c mediante à aplicação do SM.

Assim como no caso anterior, a frequência ficou estável após o uso do SM.

4.6 Caso 6

Este caso foi escolhido no intuito de ilustrar as violações nos parâmetros elétricos no modo conectado à rede elétrica principal.

Nesta análise a geração fotovoltaica está com a irradiação de 200 W/m^2 , o gerador síncrono está injetando 5 MW (no modo conectado a rede), o carregamento do sistema é de 75%, e a bateria não está contribuindo com o sistema (0 MW).

A Figura 31 ilustra a tensão eficaz na barra 8 (Figura 31a) e na barra 5 (Figura 31b), além da frequência (Figura 31c) sem a utilização do SM.

Conforme observado, a tensão no modo conectado à rede elétrica principal teve violação do limite superior de tensão na barra 8 e na barra 5. No que diz respeito a frequência, após o ilhamento, foi possível estabilizar a microrrede.

A Tabela 18 retrata as duas violações que ocorreram durante a simulação e que foram apontadas pelo SM.

A Tabela 19 mostra as ações necessárias pelo SM, dadas as violações elencadas. Por esta tabela, o gerador síncrono passa a injetar 3 MW, ao invés dos 5 MW iniciais para este caso.

Já a Figura 32 apresenta o comportamento da tensão eficaz na barra 8 (Figura 32a) e na barra 5 (Figura 32b), além do comportamento da frequência (Figura 32c) quando da aplicação SM.

Logo, com o ajuste que o SM fez através de sua ação, a redução de geração do gerador síncrono afetou no perfil de tensão do sistema, ajustando para os limites pleiteados.

Figura 30: Tensões e frequência para o Caso 5: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8. (b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

Tabela 18: Violações ocorridas no Caso 6.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
11	Tensão	Superior	0,867 - 9,986	Barra 8
21	Tensão	Superior	0,7773 - 9,986	Barra 5

Fonte: O Autor.

Figura 31: Tensões e frequência para o Caso 6: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

Tabela 19: Ações necessárias para o Caso 6.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
11	Gerador Síncrono	Reduzir a injeção	0,7773 - 9,986	Mitigação

Fonte: O Autor.

Figura 32: Tensões e frequência para o Caso 6: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

4.7 Caso 7

Este último caso foi escolhido para ilustrar as violações nos parâmetros elétricos, tanto no modo conectado à rede elétrica principal, quanto no modo ilhado.

Nesta situação a geração fotovoltaica está com a irradiação de 1.000 W/m^2 , o gerador síncrono está injetando 5 MW (no modo conectado à rede), o carregamento do sistema é de 75%, e a bateria está injetando 2 MW.

A Figura 33 ilustra a tensão eficaz na barra 8 (Figura 33a) e na barra 5 (Figura 33b), trazendo também a frequência na Figura 33c, sem a utilização do SM.

A tensão no modo conectado à rede elétrica principal teve violação do limite superior de tensão na barra 8 e na barra 5. Já para o modo ilhado, novamente houve dificuldade em estabilizar a tensão nas barras 8 e 5. No que diz respeito a frequência, após o ilhamento,

Figura 33: Tensões e frequência para o Caso 7: sem o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

não foi possível manter a microrrede estável.

A Tabela 20 retrata as seis violações que ocorreram no Caso 7.

Já a Tabela 21 apresenta as ações necessárias indicadas pelo SM, dadas as seis violações observadas pelo SM. Ressalta-se que, por esta tabela, fica evidente um número menor de ações frente às redundâncias das violações apontadas. Por exemplo, tanto na barra 5 quanto na barra 8 foram constatadas infrações nos limites superior de tensão. Como essa redundância ocorreu nos dois modos de operação, para o modo ilhado, cabe à bateria tomar a ação correta para mitigar este evento, e, para o modo conectado à rede elétrica principal, cabe ao gerador síncrono tomar a ação especificada.

Assim, o gerador síncrono passou a injetar 3 MW e, como o comportamento perdurou, foi necessário ainda reduzir a injeção para 1 MW. Na bateria foi alterada a absorção de

Tabela 20: Violações ocorridas no Caso 7.

Violação	Tipo	Limite	Intervalo (s)	Local
1f	Tensão	Superior	0,4185 - 9,986	Barra 8
2f	Tensão	Superior	0,4185 - 9,986	Barra 5
3f	Tensão	Superior	12,77 - 14,59	Barra 5
4f	Frequência	Superior	10,05 - 14,98	Microrrede
5f	Tensão	Superior	12,74 - 19,94	Barra 8
6f	Tensão	Superior	14,65 - 19,94	Barra 5

Fonte: O Autor.

Tabela 21: Ações necessárias para o Caso 7.

Ações	Recurso	Ajuste	Intervalo (s)	Tipo
1f	Gerador Síncrono	Reduzir a injeção	0,4185 - 9,986	Mitigação
2f	Bateria	Diminuir a injeção	10,05 - 14,98	Suporte ao Ilhamento
3f	Bateria	Diminuir a injeção	12,74 - 19,97	Mitigação

Fonte: O Autor.

MW para 1 MW e, como o comportamento também se estendeu, foi necessário, então, desligá-la (0 MW).

Com isso, fez-se necessária a adaptação de despacho de acordo com as ações do SM, para uma melhor operação da microrrede. Assim, a Figura 34 ilustra a tensão eficaz na barra 8 (Figura 34a) e a Figura 34b na barra 5, sendo a frequência como apresentado na Figura 34c, quando do emprego do SM.

Assim, a utilização do SM como uma ferramenta para supervisionar e, consequentemente, melhorar a operação do sistema, fez com que o caso 7 estabilizasse sua operação, tanto no modo ilhado quando no modo conectado à rede elétrica principal.

Figura 34: Tensões e frequência para o Caso 7: com o SM.

(a) Valor eficaz da tensão na barra 8.

(b) Valor eficaz da tensão na barra 5.

(c) Frequência.

Fonte: O Autor.

4.8 Considerações Finais

Este capítulo teve como objetivo apresentar os resultados da aplicação do SM em uma microrrede teste. Ao total, foram caracterizados 135 diferentes cenários, em que a microrrede está operando tanto em modo conectado à rede elétrica principal, quanto no modo ilhado. Estes cenários foram obtidos pela variação de potência do gerador síncrono e do fotovoltaico, além do carregamento do sistema, sendo também considerados estados diferentes para a bateria, podendo absorver ou injetar potência no sistema.

Destes 135 cenários, foram escolhidos sete diferentes casos de operação, com o intuito de apresentar as violações ocorridas no sistema conectado à rede elétrica principal e no modo ilhado, para cada situação de carregamento, sendo o último deles (Caso 7) referente a uma situação em que há violações de tensão em ambos os modos, além, também, da

frequência.

Os resultados denotam a capacidade que o SM tem em tomar decisões locais, além de poder utilizar a comunicação entre os agentes e o SCA, para poder detectar redundâncias de decisões e analisar questões de prioridades.

Um fato bem interessante é que houve situações de operação em que a microrrede não estabilizou, ocasionando a interrupção da simulação. Nesses casos o SM mostrou ser muito útil para normalizar o sistema, a fim de buscar a estabilidade.

No próximo capítulo é apresentada a conclusão do trabalho em si, onde estão elencadas as principais contribuições no âmbito desta aplicação e são delineadas as propostas de continuidade da pesquisa.

Conclusões

É perceptível que a introdução de GDs aos SDs apresentará desafios ainda mais significativos para os sistemas de supervisão e controle que já existem. Sendo assim, diferentemente da maioria dos trabalhos já existentes na literatura, que se utilizam de tecnologias via SMs para controlar as microrredes, esta pesquisa buscou tão somente realizar a supervisão no contexto de uma microrrede.

Nesta pesquisa o SM foi desenvolvido por meio do *software* MATLAB® 2015a, contendo quatro Agentes, os quais são: o AgPAC, AgGS e o AgPVBat, sendo estes regidos pelo agente de nível hierárquico superior, o SCA.

Os Agentes implementados atuam em conjunto com o objetivo de detectar situações de violações na operação da microrrede e, também, de corrigi-las no que tange aos valores regulamentados da tensão e da frequência segundo a ANEEL (2018). Vale relembrar que a microrrede teste utilizada foi inspirada no sistema teste do CIGRÉ (2014) e simulada via o *software* PSCADTM/EMTDCTM.

Conforme apresentado, a metodologia foi testada em diferentes cenários gerados pela variação de operação do sistema, incluindo variações no carregamento da microrrede e dos recursos distribuídos nele conectados. De um total de 135 cenários, foram escolhidos sete casos de operação compostos por dois de cada estado do carregamento, com o intuito de mostrar as violações no sistema conectado à rede elétrica principal e no modo ilhado, e uma última envolvendo todos os tipos estudados de violações nos dois modos de operação.

Vale afirmar que o SM se comportou bem perante grande parte dos cenários gerados no sistema teste utilizado, sendo capaz de promover ações que demonstram ser eficazes para a operação da microrrede, mantendo a sua estabilidade, ou levando o sistema a ficar estável. Contudo, em alguns cenários de operação, a microrrede não se estabilizou, pois, ou o despacho dos recursos distribuídos não foram suficientes, ou foram excessivos. Mesmo assim, de uma maneira em geral, o uso do SM se mostrou positivo, conseguindo contornar, por ações direcionadas, as violações encontradas.

Outro problema detectado foi no ato do ilhamento, onde os níveis de tensão se mostraram oscilatórios, podendo causar danos aos consumidores. Além disso, foram observados

casos em que no modo ilhado a frequência se estabilizou, porém, a tensão apresentou um caráter oscilatório. Para esses casos, o SM implementado também se mostrou uma ferramenta benéfica, amenizando os níveis de oscilação observados.

Vale também ressaltar que para alguns cenários foi constatado que mais de um Agente indicou uma ação sobre o sistema. Em função destes casos, foi necessário o desenvolvimento de um nível prioritário de operação entre as decisões, ficando o mesmo definido como: quando o sistema está no modo conectado à rede elétrica principal, o gerador síncrono tem prioridade de decisão devido ao seu controle PQ (controle de potência ativa e reativa); e, no modo ilhado, esta prioridade passa a ser da bateria, uma vez que, nesse modo de operação, o gerador síncrono tem controle fV (controle de tensão e frequência).

Neste trabalho foram simulados 135 casos diferentes com a variação dos recursos distribuídos e do carregamento do sistema. Apesar de nesse trabalho estar elencado 7 desses eventos, os demais responderam de forma positiva para com o SM mostrando que essa ferramenta é interessante e importante no que diz respeito a supervisão do SEP no contexto de microrredes.

Sendo assim, acredita-se que o desenvolvimento da metodologia, como apresentada neste documento, permitiu implementar um SM para supervisionar o sistema teste CIGRÉ (2014), com foco específico em dois modos de operação atualmente de grande interesse pela comunidade técnico-científica: o modo conectado à rede elétrica principal e o modo ilhado.

Logo, a metodologia utilizada se mostra favorável para o cenário futuro das redes elétricas inteligentes (*smart grids*), visto que, a crescente utilização de GDs conectados pode causar alterações no perfil e na operação dos sistemas.

5.1 Trabalhos Futuros

Dentre alguns pontos para a continuidade da pesquisa, têm-se:

- Incorporar outros tipos de GDs e armazenadores de energia na microrrede;
- Analisar o sistema teste em condições de faltas (curtos-circuitos), ou distúrbios transitórios, por exemplo, quando do chaveamento de bancos de capacitores;
- Desenvolver um algoritmo inteligente para a detecção do ilhamento e incorporá-lo ao AgPAC;
- Analisar a transição da reconexão da microrrede ilhada para o sistema de fornecimento elétrico principal;
- Implementar o SM em tempo real, considerando, por exemplo, a latência e a segurança dos canais de comunicação, bem como a presença de todos os demais equipamentos de medição e as precisões associadas;

-
- Analisar diferentes topologias do sistema de energia, utilizando, de forma análoga, as chaves de manobra do próprio sistema teste do CIGRÉ (2014) e verificar como o SM se comporta;
 - Analisar a possibilidade do uso de técnicas de otimização e de inteligência artificial em conjunto com o SM, vindo a caracterizar um sistema inteligente híbrido; e
 - Analisar estados de operação considerando rejeição de carga como alternativa para manter a estabilidade do sistema.

Referências

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Revisão 10**. 2018.

ANWAR, A.; POTA, H. R. Loss Reduction of Power Distribution Network Using Optimum Size and Location of Distributed Generation. **Power Engineering Conference (AUPEC), 21st Australasian Universities**, 2011. 2011.

AUNG, H. N.; KHAMBADKONE, A. M.; MEMBER, S.; SRINIVASAN, D.; MEMBER, S.; LOGENTHIRAN, T.; MEMBER, S. Agent-based Intelligent Control for Real-time Operation of a Microgrid. **Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)**, 2010. p. 1–6, 2010.

BARBALHO, P. **Análise da Contribuição de um Banco de Baterias para a Regulação de Tensão em Sistema de Distribuição**. 2018.

CHEN, J.; PATTON, R. J. Advances in Fault Diagnosis using Analytical Redundancy. **IEE Proceedings of Integrated Operations Management Control**, 1993. p. 1–12, 1993.

CHOW, E.; WILLSKY, A. Analytical Redundancy and the Design of Robust Failure Detection Systems. **IEEE Transactions on Automatic Control**, 1984. v. 29, n. 7, p. 603 – 614, Junho 1984.

CIGRÉ. **Technical Brochure 575: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources**. 2014.

COELHO, V. N.; WEISS, M.; COELHO, I. M.; LIU, N.; GADELHA, F. Multi-agent systems applied for energy systems integration : State-of- the-art applications and trends in microgrids. **Applied Energy**, 2017. Elsevier Ltd, v. 187, p. 820–832, 2017. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.056>>.

CRESESB/CEPEL. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito / Centro de Pesquisas de Energia Elétrica: Energia Solar: Princípios e Aplicações**. 2007. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

EDDY, F. Y. S.; GOOI, H. B. Multi-Agent System for Optimization of Microgrids. **Power Electronics and ECCE Asia (ICPE \& ECCE), IEEE 8th International Conference on**, 2011. 2011.

FIGUEIRÓ, A. A. **Controle do Balanceamento de Baterias e Estimação de Estado da Carga**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

FONER, L. The foner agent. 1993. 1993. <https://www.media.mit.edu>.

GIANNITRAPANI, A.; PAOLETTI, S.; VICINO, A.; ZARRILLI, D. Optimal allocation of energy storage systems for voltage control in LV distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016. v. 8, n. 6, p. 1–1, 2016. ISSN 1949-3053. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7552579/>>.

GIOVANINI, R. **EPOCHS: Uma Plataforma para avaliação de Novas Tecnologias Baseadas em Agentes Para Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2005.

HAYES-ROTH, B. Artificial intelligence: Special issue on agents and interactivity. In: _____. [S.l.: s.n.], 1995. cap. An Architecture for Adaptive Intelligent Systems, p. 329–365.

HUANG, K.; SRIVASTAVA, S. K. D. A.; CARTES; LIU, L. Agent Solutions for Navy Shipboard Power Systems. **IEEE International Conference on Systems Engineering**, 2007. p. 1–6, Abril 2007.

IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. **IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)**, 2016. p. 1–207, Aug 2016.

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, 2018. p. 1–138, April 2018.

ISERMANN, R. Model based fault detection and diagnosis - status and applications. **Annual Rev. Control**, 2005. v. 29, p. 71–85, 2005.

ISERMANNT, R. Process fault detection based on modeling and estimation methods - A survey. **Automatica**, 1984. v. 20, n. 4, p. 387–404, Julho 1984.

JIANG, Z. Agent-Based Control Framework for Distributed Energy Resources Microgrids 2 . Application of Agent Technology to. **Conference on Intelligent Agent Technology (IAT'06)**, 2007. 2007.

KOHN, W.; ZABINSKY, Z. B.; NERODE, A. A Micro-Grid Distributed Intelligent Control and Management System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2015. v. 6, n. 6, p. 2964–2974, 2015.

LIU, L.; LOGAN, K. P.; CARTES, D. A.; SRIVASTAVA, S. K. Fault Detection , Diagnostics , and Prognostics : Software Agent Solutions. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, 2007. v. 56, n. 4, p. 1613–1622, Julho 2007.

LOGENTHIRAN, T.; MEMBER, S.; SRINIVASAN, D.; MEMBER, S. Multiagent System for Real-Time Operation of a Microgrid in Real-Time Digital Simulator. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2012. v. 3, n. 2, p. 925–933, 2012.

- MAES, P. **Artificial Life Meets Entertainment: Life like Autonomous Agents**. [S.l.]: Communications of the ACM, 1995. P.108-114.
- MARÇAL, F. A. A. R.; LEÃO, R. P. S.; ALMADA, J. B.; SAMPAIO, R. F.; ANTUNES, F. L. M.; BARROSO, G. C. Multi-agent Systems Applied for Restoration of Power Networks Supported by Micro Grids. **Industry Applications (INDUSCON), 12th IEEE International Conference on**, 2017. 2017.
- MCARTHUR, S. D. J.; DAVIDSON, E. M.; CATTERSON, V. M.; DIMEAS, A. L.; HATZIARGYRIOU, N. D.; PONCI, F. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications - Part I : Concepts , Approaches , and Technical Challenges. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, 2007. v. 22, n. 4, p. 1743–1752, 2007.
- _____. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications - Part II : Technologies , Standards , and Tools for Building Multi-agent Systems. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, 2007. v. 22, n. 4, p. 1753–1759, 2007.
- MENEZES, T. **Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos Utilizando Transformada S e Redes Neurais Artificiais com Máquina de Aprendizado Extremo**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2019.
- MOURA, F. M. **Geração Distribuída - Impactos e contribuições para a qualidade da energia elétrica e dinâmica dos sistemas elétricos - Uma análise do ATP-EMTP**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2011.
- NAVEED, M.; IRFAN, M.; NAEEM, M.; IQBAL, M.; WASEEM, M.; HANEEF, M. Multicriteria decision making for resource management in renewable energy assisted microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. Elsevier Ltd, v. 71, n. December 2016, p. 323–341, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.059>>.
- PSCAD. **Parallel and High Performance Computing**. 2018. Disponível em: <https://hvdc.ca/webhelp/PSCAD/Features_and_Operations-/Parallel_and_High_Performance_Computing.htm>.
- RTDS® TECHNOLOGIES. **Real Time Digital Simulator: Power System User Manual**. [S.l.], Dezembro 2012.
- RUSSEL, S.; NORVIG, P. **Artificial Intelligence: A Modern Approach**. [S.l.]: Independently Published, 1995.
- SARWAGYA, K.; NAYAK, P. K. An extensive review on the state-of-art on microgrid protection. **IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)**, 2015. p. 862–866, 2015.
- SINGH, M.; PANIGRAHI, B. K.; ABHYANKAR, A. R.; MUKHERJEE, R.; KUNDU, R. Optimal location, size and protection coordination of distributed generation in distribution network. In: **2013 IEEE Symposium on Swarm Intelligence (SIS)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 221–227.
- SMITH, D.; CYPHER, A.; SPOHRER, J. Kidsim: Programming agents without a programming language. In: _____. [S.l.: s.n.], 1994. v. 7, cap. Communications of the ACM, p. 55–67.

- SOLANKI, J. M.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. N. A Multi-Agent Solution to Distribution Systems Restoration. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2007. v. 22, n. 3, p. 1026–1034, Agosto 2007.
- SOLANKI, J. M.; MEMBER, S.; SCHULZ, N. N.; GAO, W. Reconfiguration for Restoration of Power Systems using Multi-Agent System. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, 2005. v. 22, p. 390–395, 2005.
- TRAN, D.; KHAMBADKONE, A. M. Energy Management for Lifetime Extension of Energy Storage System in Micro-Grid Applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2013. v. 4, n. 3, p. 1289–1296, 2013.
- VIRDHAGRISWARAN, S. The mubot agent. 1998. 1998. <https://www.crystaliz.com/logicware/mubot.html>.
- WALLING, R. A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. A. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2008. v. 23, n. 3, p. 1636–1644, July 2008. ISSN 0885-8977.
- WANG, X.; ZHANG, P.; WANG, Z.; DINAVAH, V.; CHANG, G.; MARTINEZ, J. A.; DAVOUDI, A.; ABHYANKAR, S. Interfacing Issues in Multiagent Simulation for Smart Grid Applications. **Power Delivery IEEE Transactions on**, 2013. v. 28, n. 3, p. 1918–1927, 2013.
- WOOLDRIDGE, M.; WEISS, G. **Multi-agent Systems**. [S.l.]: Cambridge, MA, 1999.
- ZENG, J.; LIU, J. F.; NGAN, H. W.; WU, J. A Multi-agent Solution to Energy Management of Distributed Hybrid Renewable Energy Generated System. **Power Delivery IEEE Transactions on**, 2009. 2009.

Apêndices

APÊNDICE **A**

Sistema de Teste do Cigré

Este apêndice apresenta os componentes modelados no ambiente do *software* PSCAD para o sistema de teste europeu de média tensão do *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ), apresentado no Capítulo 3.

A.1 Sistema Elétrico

A Tabela 22 apresenta os valores de resistência, indutância e capacitância de sequência positiva e negativa dos condutores de cada um dos trechos de linhas do sistema.

Tabela 22: Dados dos trechos de linha do sistema e comprimento.

Trecho de linha		R_1	X_1	C_1	R_0	X_0	C_0	L
De	Até	$[\Omega/\text{km}]$	$[\text{mH}/\text{km}]$	$[\mu\text{F}/\text{km}]$	$[\Omega/\text{km}]$	$[\text{mH}/\text{km}]$	$[\mu\text{F}/\text{km}]$	$[\text{km}]$
1	2	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	2,82
2	3	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	4,42
3	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,61
4	5	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,56
5	6	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,54
6	7	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,24
7	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,67
8	9	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,32
9	10	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,77
10	11	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,33
11	4	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	0,49
3	8	0,501	2,279	0,151	0,817	5,087	0,151	1,30
12	13	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	4,89
13	14	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	2,99
14	8	0,510	1,165	0,010	0,658	5,128	0,004	2,00

Fonte: Adaptada de CIGRÉ (2014).

As cargas presentes no sistemas são de perfil residencial e comercial/industrial. O valor da potência nominal de cada uma das cargas conectadas às barras do sistema estão apresentadas na Tabela 23. Ressalta-se que a barra 2 do sistema não possui nenhuma carga conectada, sendo apenas uma barra de passagem.

Tabela 23: Potências das cargas em cada uma das barras do sistema.

Barra	Residencial		Comercial/Industrial	
	Potência Aparente [kVA]	Fator de potência	Potência Aparente [kVA]	Fator de potência
1	15300	0,98	5100	0,95
3	285	0,97	265	0,85
4	445	0,97	-	-
5	750	0,97	-	-
6	565	0,97	-	-
7	-	-	90	0,85
8	605	0,97	-	-
9	-	-	675	0,85
10	490	0,97	80	0,85
11	340	0,97	-	-
12	15300	0,98	5280	0,95
13	-	-	40	0,85
14	215	0,97	390	0,85

Fonte: Adaptada de CIGRÉ (2014).

A.2 Gerador Síncrono

As especificações elétricas e mecânicas do gerador síncrono utilizado neste estudo estão reunidas na Tabela 24.

Em que,

S_n : potência aparente nominal do gerador;

U_n : tensão nominal de saída;

f : frequência do gerador;

P : número de pólos;

ω_s : velocidade síncrona do gerador;

R_a : resistência de armadura;

x_L : reatância de dispersão da armadura;

x_d : reatância de eixo direto;

x_q : reatância de eixo de quadratura;

x'_d : reatância transitória de eixo direto;

x'_q : reatância transitória de eixo de quadratura;

Tabela 24: Dados elétricos e mecânicos da máquina síncrona.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S_n	5 MVA	U_n	6,6 kV
f	60 Hz	P	4 pólos
ω_s	188,5 rad/s	R_a	0,004 p.u.
x_L	0,1 p.u.	x_d	1,8 p.u.
x_q	1,793 p.u.	x'_d	0,166 p.u.
x'_q	0,98 p.u.	x''_d	0,119 p.u.
x''_q	0,17 p.u.	T'_{d0}	1,754 s
T'_{q0}	0 s	T''_{d0}	0,019 s
T''_{q0}	0,164 s	x_0	0,046 p.u.
H	1 s		

Fonte: Retirada de Moura (2011)

 x''_d : reatância subtransitória de eixo direto; x''_q : reatância subtransitória de eixo de quadratura; T'_{d0} : constante de tempo transitória de eixo direto; T'_{q0} : constante de tempo transitória de eixo de quadratura; T''_{d0} : constante de tempo subtransitória de eixo direto; T''_{q0} : constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura; x_0 : reatância de sequência zero; e

H: constante de inércia.

Resultados da Interface

Este apêndice apresenta as combinações de potência de cada recurso distribuído das 135 simulações apresentadas na Figura 20 apresentado no Capítulo 4.

B.1 Interface

A Tabela 25 mostra as combinações de potência dos recursos distribuídos para o sistema sem a presença da bateria.

A Tabela 26 mostra as combinações de potência dos recursos distribuídos para o sistema com a bateria injetando 1 MW.

A Tabela 27 mostra as combinações de potência dos recursos distribuídos para o sistema com a bateria injetando 2 MW.

A Tabela 28 mostra as combinações de potência dos recursos distribuídos para o sistema com a bateria absorvendo 1 MW.

A Tabela 29 mostra as combinações de potência dos recursos distribuídos para o sistema com a bateria absorvendo 2 MW.

Tabela 25: Combinações de potência dos recursos distribuídos sem a presença da bateria.

Casos	Gerador Síncrono (MW)	Gerador Fotovoltaico (MW)	Bateria (MW)	Carregamento (%)	Situação
1	5	1.000	0	100	Verde
2	5	600	0	100	Verde
3	5	200	0	100	Verde
4	3	1.000	0	100	Verde
5	3	600	0	100	Verde
6	3	200	0	100	Verde
7	1	1.000	0	100	Verde
8	1	600	0	100	Verde
9	1	200	0	100	Verde
10	5	1.000	0	125	Verde
11	5	600	0	125	Verde
12	5	200	0	125	Verde
13	3	1.000	0	125	Verde
14	3	600	0	125	Verde
15	3	200	0	125	Verde
16	1	1.000	0	125	Verde
17	1	600	0	125	Verde
18	1	200	0	125	Verde
19	5	1.000	0	75	Vermelho
20	5	600	0	75	Vermelho
21	5	200	0	75	Vermelho
22	3	1.000	0	75	Vermelho
23	3	600	0	75	Vermelho
24	3	200	0	75	Verde
25	1	1.000	0	75	Verde
26	1	600	0	75	Verde
27	1	200	0	75	Verde

Fonte: O Autor.

Tabela 26: Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria injetando 1 MW.

Casos	Gerador Síncrono (MW)	Gerado Fotovoltaico (MW)	Bateria Injetando (MW)	Carregamento (%)	Situação
1	5	1.000	1	100	Verde
2	5	600	1	100	Verde
3	5	200	1	100	Verde
4	3	1.000	1	100	Verde
5	3	600	1	100	Verde
6	3	200	1	100	Verde
7	1	1.000	1	100	Verde
8	1	600	1	100	Verde
9	1	200	1	100	Verde
10	5	1.000	1	125	Verde
11	5	600	1	125	Verde
12	5	200	1	125	Verde
13	3	1.000	1	125	Verde
14	3	600	1	125	Verde
15	3	200	1	125	Verde
16	1	1.000	1	125	Verde
17	1	600	1	125	Verde
18	1	200	1	125	Verde
19	5	1.000	1	75	Vermelho
20	5	600	1	75	Vermelho
21	5	200	1	75	Vermelho
22	3	1.000	1	75	Vermelho
23	3	600	1	75	Vermelho
24	3	200	1	75	Vermelho
25	1	1.000	1	75	Vermelho
26	1	600	1	75	Verde
27	1	200	1	75	Verde

Fonte: O Autor.

Tabela 27: Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria injetando 2 MW.

Casos	Gerador Síncrono (MW)	Gerador Fotovoltaico (MW)	Bateria Injetando (MW)	Carregamento (%)	Situação
1	5	1.000	2	100	Vermelho
2	5	600	2	100	Vermelho
3	5	200	2	100	Verde
4	3	1.000	2	100	Vermelho
5	3	600	2	100	Verde
6	3	200	2	100	Verde
7	1	1.000	2	100	Vermelho
8	1	600	2	100	Verde
9	1	200	2	100	Verde
10	5	1.000	2	125	Verde
11	5	600	2	125	Verde
12	5	200	2	125	Verde
13	3	1.000	2	125	Verde
14	3	600	2	125	Verde
15	3	200	2	125	Verde
16	1	1.000	2	125	Verde
17	1	600	2	125	Verde
18	1	200	2	125	Verde
19	5	1.000	2	75	Vermelho
20	5	600	2	75	Vermelho
21	5	200	2	75	Vermelho
22	3	1.000	2	75	Bege
23	3	600	2	75	Vermelho
24	3	200	2	75	Vermelho
25	1	1.000	2	75	Bege
26	1	600	2	75	Vermelho
27	1	200	2	75	Verde

Fonte: O Autor.

Tabela 28: Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria absorvendo 1 MW.

Casos	Gerador Síncrono (MW)	Gerador Fotovoltaico (MW)	Bateria Absorvendo (MW)	Carregamento (%)	Situação
1	5	1.000	1	100	Verde
2	5	600	1	100	Verde
3	5	200	1	100	Verde
4	3	1.000	1	100	Verde
5	3	600	1	100	Verde
6	3	200	1	100	Verde
7	1	1.000	1	100	Verde
8	1	600	1	100	Verde
9	1	200	1	100	Verde
10	5	1.000	1	125	Verde
11	5	600	1	125	Verde
12	5	200	1	125	Bege
13	3	1.000	1	125	Verde
14	3	600	1	125	Verde
15	3	200	1	125	Bege
16	1	1.000	1	125	Verde
17	1	600	1	125	Verde
18	1	200	1	125	Bege
19	5	1.000	1	75	Vermelho
20	5	600	1	75	Vermelho
21	5	200	1	75	Vermelho
22	3	1.000	1	75	Vermelho
23	3	600	1	75	Verde
24	3	200	1	75	Verde
25	1	1.000	1	75	Verde
26	1	600	1	75	Verde
27	1	200	1	75	Verde

Fonte: O Autor.

Tabela 29: Combinações de potência dos recursos distribuídos com bateria absorvendo 2 MW.

Casos	Gerador Síncrono (MW)	Gerador Fotovoltaico (MW)	Bateria Absorvendo (MW)	Carregamento (%)	Situação
1	5	1.000	2	100	Verde
2	5	600	2	100	Verde
3	5	200	2	100	Verde
4	3	1.000	2	100	Verde
5	3	600	2	100	Verde
6	3	200	2	100	Verde
7	1	1.000	2	100	Verde
8	1	600	2	100	Verde
9	1	200	2	100	Verde
10	5	1.000	2	125	Verde
11	5	600	2	125	Vermelho
12	5	200	2	125	Bege
13	3	1.000	2	125	Verde
14	3	600	2	125	Bege
15	3	200	2	125	Bege
16	1	1.000	2	125	Verde
17	1	600	2	125	Bege
18	1	200	2	125	Bege
19	5	1.000	2	75	Vermelho
20	5	600	2	75	Vermelho
21	5	200	2	75	Verde
22	3	1.000	2	75	Verde
23	3	600	2	75	Verde
24	3	200	2	75	Verde
25	1	1.000	2	75	Verde
26	1	600	2	75	Verde
27	1	200	2	75	Verde