



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA
OPERAÇÃO RESILIENTE DE MICRORREDES EM
MODO ILHADO

DENISSON QUEIROZ OLIVEIRA

Itajubá, novembro de 2015



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

DENISSON QUEIROZ OLIVEIRA

SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA
OPERAÇÃO RESILIENTE DE MICRORREDES EM
MODO ILHADO

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:

Sistemas Elétricos de Potência

Orientadores:

Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Prof. Benedito Isaías de Lima Lopes

Novembro de 2015
ITAJUBÁ-MG

SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA OPERAÇÃO RESILIENTE DE MICRORREDES EM MODO ILHADO

DENISSON QUEIROZ OLIVEIRA

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, e julgada pela banca examinadora abaixo.

BANCA EXAMINADORA

Prof. José Luiz Rezende Pereira
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Universidade Federal do Maranhão, UFMA

Prof. Paulo Fernando Ribeiro
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. José Maria de Carvalho Filho
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Pedro Paulo Balestrassi
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Benedito Isaías de Lima Lopes.
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza.
Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002
**FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Tese: **“Sistema de gerenciamento de energia para operação
resiliente de microrredes em modo ilhado”.**

Autor: **Denisson Queiroz Oliveira**

JULGAMENTO

Examinadores	Nota Individual (0 a 10)	Rubrica
3º	8,5	
4º	10,0	
5º	8,5	
6º	10,0	
7º	10,0	
Nota Final da Banca**:		9,28

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado **Aprovado** se a média das **notas** atribuídas pela Banca for **maior ou igual a 7 (sete)**.
 - (2) O Trabalho será considerado **Reprovado** se a média das **notas** atribuídas pela Banca for **menor que 6 (seis)**, neste caso o aluno será desligado do programa.
 - (3) O Trabalho será considerado **Insuficiente** se a média das **notas** atribuídas pela Banca for **igual ou superior a 6 (seis) e abaixo de 7 (sete)**. Neste caso consultar o **artigo 27º da Norma dos Cursos de Mestrado Acadêmico da UNIFEI**.
 - (4)** Quando a banca ocorrer por **vídeo ou web conferência**, a **Nota Final** deve ser a média simples das notas atribuídas por **todos os examinadores**, inclusive do examinador que participa de forma remota.
- Este documento terá a validade de **60 (sessenta) dias** a contar da data da defesa da Dissertação.

Observações: _____

Itajubá, 09 de novembro de 2015.

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
5º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes
6º Examinador (Orientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
7º Examinador (Orientador) – UNIFEI

AGRADECIMENTOS

Ao Deus, autor da Vida, Fonte de todo conhecimento e sabedoria, e Amigo de todas as horas. Por seu amor que nunca acaba, por sua companhia inestimável, por sua paciência, encorajamento, e conforto nas muitas horas solitárias. Creio que sem Deus nada disso teria sido possível. Sou grato, pois reconheço que na dureza da caminhada Deus sempre esteve comigo. Toda honra a Deus e nenhuma para o homem! Obrigado!

Aos meus pais, Francisco Rufino e Maria de Jesus. Obrigado por sua compreensão e por seu apoio incondicional. Sem o suporte de vocês durante todo esse tempo esse esforço teria sido descomunal demais apenas para mim. Obrigado por dividirem o peso da caminhada. Parabéns a nós, pois conseguimos chegar ao final de mais uma etapa. Vocês são os melhores companheiros para uma boa briga. E agora também são doutores!!! Obrigado!

Ao meu orientador Antônio Carlos Zambroni de Souza, cuja ajuda e direcionamento foram imprescindíveis durante a caminhada. Foram bons tempos e creio que aprendi muito em todos os aspectos. Obrigado e vamos em frente com trabalho duro, cabeça erguida e coração humilde!

Ao meu orientador Isaías Lima, por sua orientação durante o trabalho.

Aos meus companheiros de batalha: Aurélio Coelho, Adriano Almeida, Diogo Marujo, Marcos Santos, Bruno Nadai, Francisco Portelinha, Fernando Borborema, Lucas Ramalho e Renan Lima. Foi muito bom conviver com todos vocês. Chegamos ao final meio acabados e faltando um pouco de cabelo, mas ainda estamos de pé. Como disse Rocky Balboa: *“Não se trata de quão forte você pode bater, se trata do quanto pode apanhar e continuar seguindo em frente”*. Obrigado a todos!

Um agradecimento especial a Adriano Almeida, Marcos Santos e Diogo Marujo pelo suporte técnico durante a execução desse trabalho e pelas ideias mirabolantes. Ainda vamos aprontar muito, senhores!

Gostaria de agradecer também a alguns amigos que embora lutassem suas batalhas em outros lugares nunca se furtaram em dividir um tempo e uma piada: Tiago Vasconcelos, Pedro Neto, Lucas Nascimento e Gabriel Nascimento. Tem um pedaço do ânimo de cada um de vocês nesse trabalho. Agradeço também alguns amigos que não são bons de piada, mas que de vez

em quando também vinham conferir meus sinais vitais: Maria de Jesus Nogueira, Christiano Abreu, Vera Lourdes e Jeane Sousa. Obrigado.

Agradeço à família Ferreira por ter me acolhido durante esse tempo. Vocês são especiais, sobretudo Natália Ferreira. Obrigado.

Agradeço a todos aqueles que em algum momento se lembraram de mim em suas orações. Deus ouviu nossas orações e nos guiou rumo ao sucesso. Somos um grande time. Essa conquista também é de todos vocês.

Agradeço a CAPES pelo suporte financeiro durante a execução desse trabalho.

RESUMO

A implementação e difusão de dispositivos de automação do sistema elétrico, aplicação da tecnologia da informação e integração de novas fontes energéticas culminam no desenvolvimento dos sistemas elétricos inteligentes. Em vez de recriar todo o sistema elétrico, o caminho passa pelo desenvolvimento das microrredes, que são sistemas de distribuição com opções de geração e armazenamento de energia, redes de comunicação e cargas controladas. Essas microrredes possuem capacidade de operação em modo ilhado, ou seja, desconectadas do sistema principal. Nesse cenário, elas devem ser capazes de suprir sua própria demanda de forma autônoma. Essa capacidade é requerida em momentos que a conexão com o sistema principal é interrompida por quaisquer motivos. A capacidade de continuar operando quando essa indisponibilidade é causada por eventos extremos e não planejados, como desastres naturais, é chamada de resiliência. Guardadas as devidas considerações, o conceito de resiliência também pode ser aplicado em casos em que a indisponibilidade seja causada por um blecaute no sistema elétrico, cujo processo de recomposição é complexo e demorado. Dada que a indisponibilidade pode durar horas, é necessário planejar a operação da microrrede considerando a escassez de energia elétrica de maneira a maximizar o tempo de fornecimento de eletricidade para os clientes prioritários. Essa é a motivação do desenvolvimento desse trabalho, que apresenta uma metodologia para planejar a operação resiliente da microrrede buscando maximizar o tempo de fornecimento de energia e garantir o mínimo custo de suprimento das cargas. A metodologia se baseia na definição de classes de consumidores, modos de operação previamente configurados com ações de controle definidas e determinação de variáveis de controle para aplicação em um algoritmo de decisão, cuja solução apresenta o modo de operação desejado para a microrrede e a composição do despacho da geração para cada intervalo de tempo. Os resultados obtidos demonstram a capacidade de maximização do tempo de fornecimento para as cargas críticas.

ABSTRACT

The application and popularization of distribution automation in electrical power systems, the application of information technology, and the integration of novel energy sources yield to the smart grids development. Instead of recreating all electrical power system, the path goes through the microgrids deployment. Microgrids are active distribution power systems which possess their own power sources and energy storage units, communication infrastructure and controlled loads. Microgrids have islanded operation capacity, i.e., they are able to operate disconnected from the bulk power system. In this case, they must be able to supply their own load autonomously. This capacity is necessary when the connection with the bulk power system is interrupted for any reason. The capacity of keeping the operation when this unavailability is due to extreme and unplanned events, e.g. natural disasters, is called resiliency. Considering the essential idea, the resiliency concept may also be applied to any situations when the bulk power system unavailability is caused by a cascaded event. Since the bulk power system unavailability may endure for hours due to the complexity of blackstart procedures, it is necessary to plan the microgrid operation considering the electric power scarcity in such a way to maximize the supplying duration for highest priority customers. This is the major motivation for this work, which presents a methodology to schedule the microgrid resilient operation aiming to maximize the electricity supply duration and to assure the minimum supplying cost. The proposed methodology is based on the definition of customer classes, microgrid's operation modes with preset control actions, and on some control variables fed into a decision algorithm responsible for determining the best operation mode and the generation schedule for each time step. The results show that the time maximization objective is achieved.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iv
RESUMO	vii
ABSTRACT	viii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	xiv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Revisão bibliográfica	4
1.2. Motivação e Objetivos	8
1.3. Organização do trabalho	9
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	11
2.1. Microrredes	11
2.1.1. Energia eólica.....	12
2.1.2. Energia fotovoltaica	17
2.1.3. Sistemas de armazenamento de energia.....	19
2.1.4. Outras fontes	21
2.1.5. Recomposição em microrredes	22
2.1.6. Unit commitment em microrredes	25
3. GERENCIAMENTO E OPERAÇÃO RESILIENTE DE MICRORREDES	28
3.1. Considerações iniciais e hipóteses	28
3.1.1. Classificação dos consumidores.....	29
3.1.2. Modos de operação da microrrede	30
3.2. Gerenciamento da operação resiliente de uma microrrede	31
3.2.1. Módulo de Controle de modos de operação.....	33
3.2.2. Módulo de controle de frequência	37

3.2.3.	Módulo de reconfiguração	37
3.2.4.	Módulo de Unit Commitment	41
3.2.5.	Módulo de controle de tensão	43
3.3.	Sistema de gerenciamento de energia com controlador <i>Fuzzy</i>	43
3.3.1.	Previsor Neuro-Fuzzy	45
3.3.2.	Módulo de controle Fuzzy	45
4.	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	47
4.1.	Caso I: Sistema de gerenciamento de energia	47
4.1.1.	Exemplo 1: Alta disponibilidade de renováveis	49
4.1.2.	Exemplo 2: Baixa disponibilidade de renováveis	53
4.2.	Caso II: Sistema de gerenciamento de energia usando lógica <i>Fuzzy</i>	56
4.2.1.	Exemplo 1: Alta disponibilidade de energia renovável	58
4.2.2.	Exemplo 2: Baixa disponibilidade de renováveis	62
4.3.	Caso III: Reconfiguração de microrredes e sistemas de distribuição	65
4.3.1.	Exemplo 1: Sistema IEEE 123 nós	66
4.3.2.	Exemplo 2: Sistema Civanlar.....	67
4.3.3.	Exemplo 3: Sistema Baran.....	69
4.4.	Comentários adicionais.....	71
5.	CONCLUSÕES	79
5.1.	Principais contribuições	81
5.2.	Trabalhos futuros	82
5.3.	Outras contribuições	83
5.3.1.	Capítulos de livros	83
5.3.2.	Periódicos.....	84
5.3.3.	Conferências	85
	APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	87
	APÊNDICE B – MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E TOMADA DE DECISÃO	94

B.1 Sistemas Imunológicos Artificiais	94
B.2 Lógica Fuzzy.....	97
REFERÊNCIAS	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação da distribuição de velocidade de vento. a) histograma. b) Curvas de Weibull com diferentes fatores de forma k [42].	14
Figura 2.2 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica	18
Figura 3.1 - Esquema do funcionamento do Sistema de Gerenciamento de Energia da microrrede	32
Figura 3.2 - Áreas delimitadas por chaves em redes de distribuição	40
Figura 3.3 - Esquema do funcionamento do Sistema de Gerenciamento de Energia da microrrede usando controlador <i>fuzzy</i>	44
Figura 3.4 - Funções de pertinência das variáveis de entrada e saída	46
Figura 4.1 - Microrrede IEEE 34 do primeiro exemplo	47
Figura 4.2 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis	50
Figura 4.3 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis	51
Figura 4.4 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC para o caso sem aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis	52
Figura 4.5 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 1 do Caso I	53
Figura 4.6 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis	54
Figura 4.7 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de baixa disponibilidade de renováveis	54
Figura 4.8 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 2 do Caso I	56
Figura 4.9 - Microrrede IEEE 34 do segundo exemplo	56
Figura 4.10 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento <i>fuzzy</i> em situação de alta disponibilidade de renováveis	59
Figura 4.11 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC_{EQ} para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento <i>fuzzy</i> em situação de alta disponibilidade de renováveis	59
Figura 4.12 - Composição do despacho das SAEs, das fontes fósseis e evolução do SOC_{EQ} para o caso sem aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis	61
Figura 4.13 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 3 do Caso II	62
Figura 4.14 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento <i>fuzzy</i> em situação de baixa disponibilidade de renováveis	63
Figura 4.15 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC_{EQ} para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento <i>fuzzy</i> em situação de baixa disponibilidade de renováveis	64

Figura 4.16 - Composição do despacho das SAEs, das fontes fósseis e evolução do SOC_{EQ} para o caso sem aplicação do sistema de gerenciamento em situação de baixa disponibilidade de renováveis	64
Figura 4.17 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 4 do Caso II.	65
Figura 4.18 - Sistema IEEE 123 nós original e seu respectivo grafo	66
Figura 4.19 - Sistema Civanlar original	68
Figura 4.20 - Melhor anticorpo para o caso em que a falta acontece na zona 13.....	69
Figura 4.21 - Configuração original do sistema Baran.	70
Figura A.1 - Circuito pi equivalente da rede de distribuição.....	89
Figura B.1 - Fluxograma das etapas de um algoritmo evolutivo	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Classificação de prioridade dos consumidores dentro da microrrede	31
Tabela 3.2 - Modos predefinidos de operação da microrrede	31
Tabela 3.3 - Variáveis de controle x Modo de operação da microrrede	37
Tabela 3.4 - Variáveis de entrada x Modos de operação do controlador <i>fuzzy</i>	46
Tabela 4.1 - Descrição da localização, do tipo e das características nominais das unidades de geração distribuída	48
Tabela 4.2 - Características das unidades fósseis [70].....	48
Tabela 4.3 - Resumo dos resultados obtidos para o Caso I no exemplo de alta disponibilidade de renováveis	52
Tabela 4.4 - Resumo dos resultados obtidos para o Caso I no exemplo de baixa disponibilidade de renováveis.....	55
Tabela 4.5 - Descrição da localização, do tipo e das características nominais das unidades de geração distribuída	57
Tabela 4.6 - Características das unidades fósseis movidas a <i>diesel</i> [70]	57
Tabela 4.7 - Características das unidades fósseis movidas a gás natural [70].....	57
Tabela 4.8 - Modos predefinidas de operação da microrrede	58
Tabela 4.9 - Resumo dos resultados obtidos para o Caso II no exemplo de alta disponibilidade de renováveis.....	61
Tabela 4.10 - Resumo dos resultados obtidos para o Caso II no exemplo de baixa disponibilidade de renováveis.....	65
Tabela 4.11 - Anticorpos para o sistema IEEE 123 nós	67
Tabela 4.12 - Anticorpos para o sistema Civanlar.....	68
Tabela 4.13 - Anticorpos para o sistema Baran	70

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO

O cenário de avanços rápidos nas tecnologias de telecomunicações, computação e eletrônica possibilitam a criação de um conjunto de ferramentas com grande potencial de aplicação em diversos campos. Neste cenário os sistemas elétricos de potência também passam por uma mudança de paradigma, já que a aplicação destas tecnologias em sistemas elétricos contribui para a melhoria da infraestrutura e da qualidade de serviço.

A aplicação em larga escala destas novas ferramentas culmina no conceito de *smart grids*, ou sistemas elétricos inteligentes. Estes são sistemas elétricos com alto grau de automatização de equipamentos e subestações, e que também disponibilizam uma grande quantidade de dados para fins de controle, operação e proteção. Estes dados são obtidos através de sistemas de medição e monitoramento, possibilitando a interação em tempo real entre os diversos agentes conectados à rede. Destacam-se, ainda, pela capacidade de expansão, versatilidade, flexibilidade e integração de recursos energéticos.

De forma geral, os sistemas elétricos inteligentes são definidos como o conjunto de tecnologias, conceitos, topologias e abordagens que permitem que as hierarquias locais de geração, transmissão e distribuição sejam substituídas por um ambiente inteligente, totalmente integrado, onde os processos comerciais, requisitos técnicos, e objetivos dos interessados são atendidos por meio de uma troca eficiente de dados, serviços e transações.

Um sistema elétrico inteligente também é definido como uma rede que acomoda uma ampla variedade de opções de geração e armazenamento de energia, a qual capacita a interação entre os consumidores e o sistema de gerenciamento de energia de forma a ajustar o consumo e

reduzir os custos. Além disso, é um sistema autossustentável capaz de prever falhas e tomar ações corretivas quando estas acontecem [1]-[5].

Embora as definições de sistema elétrico inteligente sejam diferentes, algumas características deste conceito são comumente enumeradas [1]-[5], tais como:

- Autorrecuperação (*Self-healing*): a capacidade de tomar medidas preventivas e corretivas de maneira autônoma, ou com mínima intervenção humana, além da capacidade de autossustentação em períodos de ausência de fornecimento de energia por fontes externas;
- Recursos energéticos distribuídos: a integração de recursos energéticos distribuídos, como sistemas de armazenamento de energia e geração distribuída, sobretudo aquelas baseadas em fontes renováveis;
- Controle inteligente distribuído: sistemas automatizados e agentes virtuais inteligentes e autônomos diminuem a interferência humana na operação do sistema elétrico, minimizando a possibilidade de erros e aumentando a rapidez das decisões operacionais;
- Sistemas avançados de medição (*Advanced Metering Infrastructure*): baseados na medição e disponibilização de grande quantidade de dados por meio de medidores sincronizados via GPS (*Global Positioning System*) e a troca de dados por meio de redes de comunicação rápidas e robustas, permitindo a melhoria dos serviços prestados e maior controle sobre o estado operacional do sistema;
- Gerenciamento da Demanda (*Demand Management Systems*): o gerenciamento da demanda é outro aspecto positivo, possibilitando o gerenciamento da carga em tempo real através da troca de informações entre medidores inteligentes, o sistema elétrico, os centros de controle e operação e o mercado de energia elétrica.

O completo desenvolvimento de toda infraestrutura necessária para o funcionamento dos sistemas elétricos inteligentes depende de questões financeiras, técnicas e regulatórias. Também é prudente não esperar uma revolução de um dia para o outro, já que a adaptação do sistema atual, com a inclusão paulatina das diferentes funcionalidades “inteligentes” à rede elétrica, é uma opção muito mais palpável do que recriar todo o sistema.

Portanto, a evolução dos atuais sistemas elétricos deve vir através da integração de estruturas básicas chamadas microrredes. As microrredes são sistemas elétricos de pequeno porte que

possuem Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) como opções de geração e armazenamento de energia elétrica e cargas controláveis. Elas podem operar conectadas aos sistemas de distribuição ou de forma isolada e autossuficiente [1],[6].

Dentre estas características enumeradas, o tema do *self-healing* em sistemas elétricos inteligentes é o principal foco abordado no desenvolvimento deste trabalho. A autorrecuperação e autossustentação são características interessantes em um ambiente competitivo e regulado como os sistemas elétricos, cujas empresas concessionárias possuem metas de qualidade e continuidade de serviço e a não adequação pode gerar pesadas multas por parte dos órgãos reguladores.

Em nível de distribuição, que é onde acontece o maior número de defeitos e faltas, a característica de *self-healing* pode ser observada por meio de esquemas automatizados de localização e isolamento de faltas, abertura e fechamento de chaves para reconfiguração do sistema, atuação de religadores e remanejamento de cargas para diferentes alimentadores [7].

A autorrecuperação é executada pelos equipamentos de automação de distribuição quando acontece uma falta em determinada parte do sistema, resultando em corte do fornecimento para todos os consumidores à jusante do ponto de falta. Por meio da detecção, isolamento e reconfiguração é possível restaurar a operação de parte da rede, minimizando o corte de carga e impactando positivamente os indicadores de continuidade SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) e SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*).

Entretanto, quando um problema de maior amplitude ocorre, como uma contingência em nível de transmissão ou no tronco principal do alimentador de distribuição, resultando em um blecaute generalizado tem-se uma situação de falta de alimentação de fonte externa. Neste cenário, a resiliência é determinante para que o sistema elétrico continue operando.

Resiliência é a habilidade de resistir a incidentes raros e extremos de uma maneira eficiente, e, além disso, possibilitar uma recuperação rápida e a restauração ao modo de operação normal. O conceito de resiliência é mais utilizado ao se referir à capacidade de manter áreas de sobrevivência e infraestrutura mínima em caso de ocorrências de desastres naturais, como furacões, terremotos, tornados e outros. A resiliência ainda pode ser definida como a habilidade de antever, se adaptar e resistir a eventos severos e de baixíssima probabilidade, possibilitando recuperar-se e sobreviver a desastres. Finalmente, tem ainda a capacidade de adquirir experiência para aplicação em eventos posteriores [6],[8]-[10].

Durante este trabalho, estende-se o conceito de resiliência também para incluir situações de blecautes causados por outros motivos que não sejam fenômenos naturais. Esta hipótese é julgada válida porque ainda que não haja eventos extremos e destruição de parte da infraestrutura existente, ainda assim tem-se uma situação em que é necessário gerenciar recursos energéticos escassos da melhor maneira possível.

Só é possível falar em resiliência em um sistema onde existam diversos REDs, de forma que estes sejam capazes de fornecer a potência necessária para suprir a carga, ou pelo menos as cargas prioritárias, durante o maior tempo possível ou enquanto durar o blecaute.

O tema da recomposição de sistemas elétricos é amplo e rico, mas este trabalho foca a investigação dentro dos sistemas de distribuição, dando atenção especial a alguns aspectos, tais como: o processo de recomposição de uma microrrede, especialmente em relação à reconfiguração da mesma pós-contingência para atendimento de cargas prioritárias; o planejamento da operação resiliente da microrrede em regime permanente quando a mesma se encontra em modo ilhado.

1.1. Revisão bibliográfica

Em [6] uma proposta de *unit commitment* resiliente otimizado para microrredes é investigado pelo autor. O objetivo é minimizar o corte de carga por meio de uma alocação eficiente dos REDs disponíveis para atender a maior parte da carga possível. A solução do *unit commitment* é encontrada para o caso normal, e somente depois a carga é cortada para se adequar ao montante de energia disponível. As incertezas na carga e na geração são consideradas por meio da aplicação da otimização robusta para solução do problema.

Em [7], o autor discute a estimação da confiabilidade e dos benefícios dos esquemas de *self-healing*, com ênfase na localização de faltas, identificação e restauração do fornecimento. Dentre estes esquemas, ganha destaque o FLISR (*Fault Location, Identification, and Service Restoration*), que consiste na utilização de equipamentos de proteção e chaveamento automáticos, controlados usando sistemas multiagentes e controle adaptativo.

Os benefícios da aplicação do FLISR incluem melhoria nos índices de confiabilidade e na qualidade de energia, diminuição dos custos de corte de fornecimento e de pessoal e aumento

nas receitas. Conforme mostrado por meio de uma simulação, a aplicação deste esquema diminuiu o tempo médio de reparo (MTTR) em aproximadamente 4 horas.

Em [11] os autores investigam o problema de *black start* em sistemas elétricos, onde propuseram um sistema especialista que auxilia no processo de recomposição do sistema elétrico de Taiwan. Para tanto, eles utilizam uma abordagem híbrida que emprega algoritmos da teoria de grafos, mais especificamente o algoritmo Dijkstra, com a técnica de Colônia de Formigas para obter soluções ótimas para um problema multiobjetivo.

O algoritmo calcula uma matriz que mostra o caminho da recomposição no sistema de transmissão e apresenta o primeiro objetivo que é energizar a maior quantidade possível de barras no caminho. O processo de energização possui um custo associado às máquinas e ao risco da transmissão, o qual deve ser minimizado.

Em [12], os autores desenvolvem uma ferramenta de otimização de esquemas de *self-healing* para sistemas de energia elétrica. Esta dispõe de diferentes módulos trabalhando em conjunto a fim de propor o melhor esquema de recomposição para cada caso. Os módulos individuais são coordenados por outro módulo de controle, responsável por apontar as ações a serem tomadas de acordo com os resultados.

O módulo de otimização da capacidade de geração é responsável por elaborar uma lista de prioridades no religamento das plantas, considerando as unidades com capacidade de *black start* e as outras sem esta capacidade. A função objetivo é maximizar a capacidade geral de geração de energia do sistema. A lista com a sequência de operações é enviada ao módulo de estratégia. Para tal tarefa, o módulo usa como ferramenta a programação inteira-mista com restrições quadráticas.

O módulo de transmissão é responsável por propor o religamento das linhas de transmissão considerando o menor caminho entre as unidades geradoras com capacidade de *blackstart* e as outras sem esta capacidade, e propor os caminhos com menor número de chaveamentos de disjuntores e seccionadoras entre as plantas de geração e as cargas. O resultado também é enviado ao módulo de estratégia.

O módulo de checagem de restrições é responsável por elaborar a sequência de conexão de cargas de acordo com a geração atualmente disponível no sistema, com o objetivo de manter a estabilidade e o balanço de potência reativa com vistas ao controle de tensão e potência nas barras. Para tanto, usa um método binário de decisão que também é capaz de seccionar a área atingida pelo blecaute em diversos subsistemas a fim de facilitar a interligação destas ilhas.

O módulo de estratégia é responsável por receber as informações dos demais e coordenar as ações de acordo com as informações vindas do módulo de restrição, cuja informação revela a viabilidade ou não de determinada ação. Em caso de negativa, este módulo aciona um dos outros para refazer os cálculos de acordo com a nova restrição imposta pelo módulo de restrições.

Ao observar o tema da recomposição no âmbito da distribuição, observa-se que os esquemas de *self-healing* apresentados investigam a característica da autorrecuperação depois de uma contingência, buscando isolar a região afetada pela falta e reestabelecer o fornecimento para o maior número possível de consumidores, obedecendo aos critérios operacionais mínimos, as restrições de radialidade da rede e ampacidade dos alimentadores.

Em [13], os autores também desenvolvem uma estrutura de autorrecuperação de sistemas elétricos de distribuição baseada no comportamento cooperativo de sistemas multiagentes. As funções objetivo que são otimizadas pelos agentes são a maximização da carga restaurada após uma contingência, considerando uma escala de prioridades, minimização das operações de chaveamento de disjuntores e seccionadoras e das perdas elétricas.

Este trabalho contribui ao demonstrar uma estrutura apropriada de controle e operação de cada agente, além da comunicação entre os mesmos. A variação da carga e a existência de consumidores prioritários também são considerados. Informações sobre o desenvolvimento da comunicação entre os agentes de acordo com os padrões atualmente utilizados também são disponibilizadas.

Chama a atenção neste trabalho o fato de que, para minimizar a transferência de dados, os autores permitem a comunicação apenas entre agentes próximos na hierarquia. Esta opção aumenta a velocidade da tomada de decisão e diminui a circulação de dados.

O problema da restauração do serviço no sistema de distribuição após uma contingência é investigado em [14] usando um método híbrido que emprega sistemas *fuzzy* e o método Grey de inferências, em [15] usando fluxo de potência ótimo baseado no método de pontos interiores e teoria de grafos, em [16] usando programação dinâmica e em [17] usando Relaxação Lagrangeana.

A presença de geração distribuída (GD) adiciona maior complexidade ao problema da restauração do fornecimento em sistemas de distribuição. A referência [18], por exemplo, realiza a recomposição do serviço considerando a possibilidade de ilhamento de partes do sistema em torno das GD disponíveis, de acordo com a potência nominal de cada unidade. No

entanto, considera como hipótese simplificadora a verificação do balanço de potência em todos os subsistemas formados. As simulações são realizadas no *software* DIgSILENT.

Sistemas multi-agentes são aplicados em [19] para a recomposição do sistema considerando a presença de GD não renovável, como microturbinas a gás. Admite-se a formação de subsistemas de acordo com o balanço disponível e, cada um destes subsistemas deve manter uma topologia radial. A plataforma JADE é aplicada para desenvolvimento dos agentes.

Abordagens semelhantes que buscam minimizar a perda de carga e manter o fornecimento para as cargas prioritárias considerando a possibilidade de ilhamento em torno das unidades de GD, esquemas de corte de carga e obrigatoriedade de topologia radial nos subsistemas resultantes são também apresentadas em [20]-[22], usando Busca Tabu, Algoritmos Genéticos, e Enxame de Partículas binário, respectivamente.

Já em [23] e [24], os autores investigam o processo de recomposição de uma microrrede depois de um blecaute no sistema principal. O sistema em questão possui um grande número de unidades de geração distribuída e muda para o modo de operação isolado. Também é mostrada a sequência de ações para o reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica. São realizados diversos testes usando o MatLab Simulink e o EMTP-RV (*ElectroMagnetic Transient Program*) para examinar o comportamento transitório e dinâmico do sistema durante o processo de recomposição.

Também são apresentadas diversas estratégias de controle para a operação da microrrede durante o processo de recomposição, principalmente das REDs com interface eletrônica, além de se discutir questões relacionadas à proteção do sistema.

Em [25] os autores descrevem e examinam a viabilidade de estratégias de controle adotadas para a operação de REDs dentro de microrredes. Como a maioria das opções é composta por fontes com interface eletrônica, os métodos de controle dos inversores foram investigados.

Segundo os autores, existem dois tipos de controle possíveis. Um deles é o *Single Master Operation*, onde o inversor da fonte de maior capacidade energética assume a função de referência de tensão do sistema (*Voltage Source Inverter - VSI*) e os demais são operados no modo de controle de potência (*PQ Mode*).

Já no modo *Multi Master Operation*, diversos inversores operam em modo VSI, com características frequência/potência ativa e tensão/potência reativa previamente configuradas,

podendo coexistir outros inversores operando em modo PQ. Este tipo de controle emula o mesmo comportamento do Controle Automático de Geração existente em sistemas elétricos.

Outras questões relacionadas ao controle de inversores conectados em paralelo em sistemas elétricos são descritos em [26]-[30].

A operação resiliente de microrredes é investigada em [31] utilizando uma abordagem distribuída baseada em sistemas multiagentes, em vez da abordagem de controle centralizado. Conforme opinião dos autores, a aplicação de sistemas multiagentes proporciona maior flexibilidade e é mais atraente ao ambiente de sistemas elétricos inteligentes.

Aqui os agentes agem conjuntamente para detectar e isolar a falta, restaurando o serviço para a maior quantidade de consumidores possível. Em caso de operação isolada, os agentes se comunicam entre si e com microrredes próximas para requisitar energia excedente e determinar os caminhos de interconexão entre elas.

Em [32] é proposta uma abordagem de operação resiliente em sistemas de distribuição que busca seccionar a porção defeituosa da rede em microrredes menores de acordo com a capacidade de geração de energia elétrica disponível em cada uma, de forma a continuar fornecendo energia elétrica para a maior quantidade possível de consumidores. A possibilidade de ilhamento de um sistema maior durante uma falta apresentada aqui é interessante, no entanto parece desconsiderar a restrição física da existência de uma chave seccionadora para criar as microrredes. O problema de programação não-linear inteira mista é resolvido usando programas comerciais.

1.2 Motivação e Objetivos

A microrrede é capaz de se manter em operação mesmo em modo ilhado. No entanto, nesse caso não se tem a mesma segurança do fornecimento que se tem quando a mesma está conectada ao sistema. Mais ainda, o tempo de indisponibilidade do sistema principal é desconhecido e a microrrede possui recursos limitados para suprir sua própria carga.

Sabendo disso, o presente trabalho tem como objetivos:

- Propor um método de reconfiguração de microrredes/sistemas de distribuição que minimize a carga não atendida após a ocorrência de uma falta no mesmo ou de um blecaute generalizado por uma contingência externa;

- Considerando uma microrrede resiliente operando em modo isolado, propor uma metodologia de gerenciamento das DERs disponíveis de forma a maximizar o tempo de fornecimento de energia elétrica para os consumidores, principalmente os prioritários, já que não se conhece o tempo necessário para reparo e recomposição do sistema. Essa metodologia deve ser incorporada ao sistema de gerenciamento de energia da microrrede.

Este trabalho visa contribuir no primeiro ponto ao apresentar um método de reconfiguração da microrrede que pode ser aplicado após faltas tanto em modo conectado quanto em modo isolado. Durante a operação resiliente esse método de reconfiguração tem como objetivo minimizar a perda de cargas prioritárias.

Já no segundo ponto, a contribuição proposta busca apresentar uma metodologia que auxilie no planejamento da operação resiliente da microrrede em regime permanente de forma a maximizar o tempo de fornecimento de energia elétrica usando as fontes energéticas disponíveis e minimizar os custos de suprimento da carga.

1.3 Organização do trabalho

O presente trabalho se organiza da seguinte maneira: O primeiro capítulo apresenta uma breve introdução sobre o tema tratado e as considerações iniciais. Posteriormente, apresenta a revisão bibliográfica do tema a ser investigado, mostrando o que já foi feito e apontando a motivação e os objetivos que se pretende atingir ao final do mesmo.

O segundo capítulo apresenta uma fundamentação teórica sobre o tema microrredes. O conceito de microrredes é apresentado, assim como informações sobre as fontes energéticas que geralmente estão presentes nesse tipo de sistema e que foram consideradas durante a execução deste trabalho. O tema de recomposição de microrredes também é descrito, além da reconfiguração de sistemas de distribuição. Finalmente o problema de *unit commitment* aplicado a microrredes também é descrito.

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta para gerenciamento da operação resiliente de microrredes operando em modo isolado. No capítulo 4 são apresentados exemplos de aplicação da metodologia proposta e comentários sobre todos os casos investigados.

O quinto capítulo apresenta as conclusões finais do trabalho e comentários adicionais sobre a aplicação da metodologia proposta. As contribuições do trabalho são enumeradas e propostas de trabalhos futuros são apresentadas. Além disso, as publicações decorrentes da investigação realizada são enumeradas, assim como outras publicações decorrentes de outras atividades não ligadas especificamente com o tema da tese.

Ao final do texto do trabalho, o Apêndice A trata sobre métodos de resolução de fluxo de potência em sistemas radiais e descreve o método aplicado durante a execução do trabalho. O Apêndice B apresenta as técnicas de otimização e tomada de decisão aplicadas neste trabalho.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

O desenvolvimento das microrredes é considerado como um passo na direção da implementação dos sistemas elétricos inteligentes, já que a integração destes sistemas de menor porte é um caminho mais realista para a implantação da infraestrutura das *smart grids*. Este capítulo apresenta conceitos sobre microrredes, um referencial teórico sobre as principais fontes de geração distribuída conectadas ao sistema, sobretudo as fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia. Por fim, apresenta também uma breve introdução ao problema da recomposição e do *unit commitment* em microrredes.

2.1. Microrredes

A microrrede é uma rede de distribuição ativa que inclui tanto cargas, quanto unidades de geração distribuída e que pode operar tanto conectada ao sistema elétrico principal quanto em modo isolado durante uma contingência. A geração tem característica modular e de baixa potência, além da presença de sistemas de armazenamento de energia [6],[33].

A existência de pequenas fontes no sistema introduz uma complexidade considerável na operação da rede de baixa tensão, mas pode trazer muitos benefícios para o desempenho do sistema se operadas de forma coordenada e eficiente. A existência destas fontes, aliás, permite um potencial crescimento na qualidade e continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, aumentando a confiabilidade, reduzindo emissões e potencialmente diminuindo o custo da energia [34].

O controle da operação das microrredes pode ser feito de acordo com uma abordagem descentralizada ou centralizada. Quando se aplica a abordagem descentralizada, pode existir a figura do operador da rede de distribuição, o controlador central da microrrede e os controladores locais. A maioria das decisões é tomada de forma autônoma, por meio da configuração dos controles das cargas e fontes, ou por meio de entidades inteligentes que formam sistemas multiagentes, organizados em diferentes níveis e que otimizam a operação do sistema [33].

Por sua vez, quando a abordagem centralizada é escolhida toda a informação é enviada para um controlador central que reúne todos os dados e toma as decisões, enviando comandos de volta aos diferentes dispositivos. Embora essa abordagem garanta a otimização global das variáveis, ela é muito dependente do sistema de comunicação e da robustez dos algoritmos do controlador central [35].

A referência [36] traz um panorama da evolução das tecnologias relacionadas ao desenvolvimento das microrredes e apresenta uma visão sobre as necessidades de automação da distribuição, evolução da proteção, mudanças no paradigma de radialidade na distribuição e aponta para tendências futuras dos sistemas elétricos inteligentes. A referência [37] trata especificamente sobre aspectos regulatórios relacionados às microrredes, e as referências [36],[38]-[39] apresentam casos reais de microrredes.

Nas próximas seções são apresentados os modelos dos principais REDs aplicados na continuação do trabalho.

2.1.1. Energia eólica

O movimento das massas de ar é causado por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devido à radiação solar recebida na terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. Este movimento pode ser um fenômeno global, i.e. correntes a jato – correntes muito velozes que ocorrem na estratosfera ou na alta troposfera – assim como correntes locais e regionais [40].

Os ventos mais fortes e constantes ocorrem nas camadas mais altas da atmosfera terrestre, e à medida que se diminui a altitude os efeitos orográficos aparecem, causando turbulência e diminuição na velocidade, a qual varia continuamente em função do tempo e da altitude.

O vento também pode ser descrito no domínio da frequência. Embora, em rigor, o espectro de vento só seja válido para caracterizar a zona onde se efetuam as medições, têm-se verificado que a sua forma geral se mantém constante. Ao analisar o espectro das frequências do vento é possível distinguir três zonas:

- Uma zona macro meteorológica, associada a frequências baixas, correspondendo a períodos da ordem de alguns dias e relacionada com o movimento de grandes massas de ar;
- Uma zona micro meteorológica, associada a frequências mais elevadas, correspondendo a períodos da ordem de segundos e relacionada com a turbulência atmosférica;
- A zona de vazio espectral, associada a períodos entre 10 minutos e 2h com zonas do espectro correspondentes a pouca energia.

A turbulência atmosférica afeta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direção do vento; contudo, o seu impacto é mais significativo ao nível dos esforços aos quais a turbina fica submetida, sendo considerada um fator determinante no projeto [40].

A variabilidade da velocidade do vento significa que a potência elétrica também é flutuante, embora em um intervalo menor, pois a turbina funciona como um filtro passa-baixas. O caráter aleatório desta característica do vento obriga ao uso de processos estatísticos para determinação de sua velocidade durante o ano. Outra importante questão são as variações de longo prazo. Estudos estimam que a variação da média de potência disponível a cada período de 20 anos pode ser de até 10%.

A existência de uma zona de pouca energia permite tratar separadamente as duas componentes características do vento, e encarar a turbulência como uma perturbação ao escoamento quase-estacionário caracterizado por uma velocidade média. A velocidade média seria calculada com base em um período dentro dessa zona referida, representando a energia disponível. A turbulência também afeta a quantidade de energia devido às variações na velocidade [40].

A velocidade dos ventos é o dado mais crítico quando se avalia a potencialidade de um local para instalação de plantas eólicas. O vento é influenciado pela temperatura, pelo relevo e

altura do solo. São necessários dados de vários anos para se ter estimativas de velocidade confiáveis.

Já que os ventos são influenciados pelo sol e pelas estações do ano, e estas características se repetem, as variações de velocidade podem ser descritas por uma função de distribuição de probabilidades. As variações na velocidade são melhores descritas pela função de distribuição de probabilidades de Weibull, dada pela Equação 2.1:

$$h(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.1)$$

A probabilidade de que a velocidade dos ventos seja ‘ v ’ em um intervalo de tempo é dada por $h(v)$, onde ‘ c ’ é um parâmetro de escala e ‘ k ’ um parâmetro de forma. Observando a Figura 2.1, é possível obter informações importantes sobre o regime de ventos. Por exemplo, para a curva onde $k = 1$, pode-se inferir que a maioria dos dias não possui ventos ou possuem correntes muito fracas. A distribuição típica da maioria dos lugares possui $k = 2$. Nestes casos a maioria dos dias possui ventos com velocidades menores que a média. Para $k \geq 3$, a curva já se assemelha a uma distribuição normal.

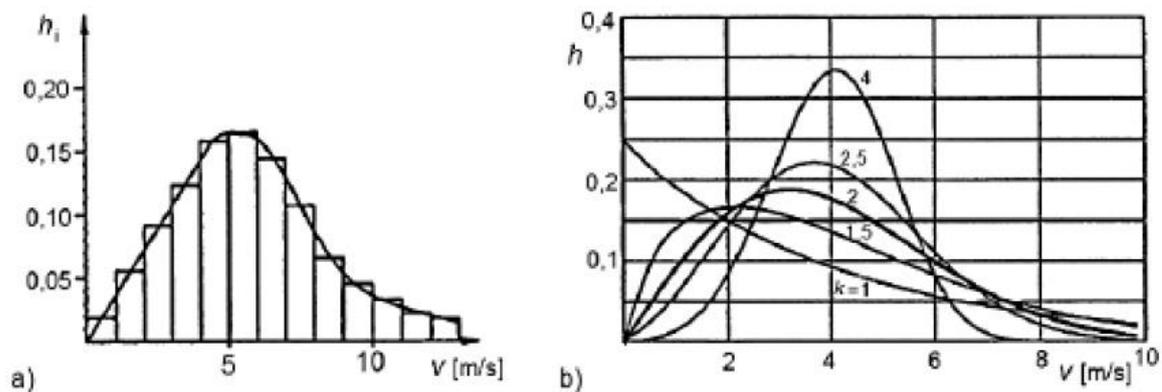


Figura 2.1 - Representação da distribuição de velocidade de vento. a) histograma. b) Curvas de Weibull com diferentes fatores de forma k [41].

O atrito entre o vento e a superfície terrestre causa uma diminuição na velocidade dos mesmos. As camadas mais baixas de ar retardam as superiores, resultando em uma variação da velocidade média com a altura do solo. Até a altitude de 100 m, a chamada camada superficial, a topografia influencia na velocidade que é adequadamente representada pela lei logarítmica de Prandtl, dada pela Equação 2.2.

$$V = v_R \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (2.2)$$

Sendo:

V : velocidade do vento na altura Z ;

v_R : velocidade do vento na altura de referência Z_0 ;

Z_R : altura de referência;

Z_0 : comprimento característico da rugosidade do solo;

Z : altura de instalação da turbina.

Valores característicos de rugosidade do solo estão disponíveis em [42].

A partir da expressão da energia cinética, tem-se que a potência P_W contida em uma corrente de ar passando por uma área A com velocidade v é expressa pela Equação 2.3.

$$P_W(v) = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.3)$$

Sendo:

ρ : densidade do ar (kg/m^3);

v : velocidade do vento (m/s);

A : área total de contato com as pás da turbina.

A potência é proporcional à densidade do ar, à área de contato com as pás e ao cubo da velocidade do vento. Se a velocidade do vento duplica, a potência aumenta oito vezes. Daí a importância da instalação em locais com velocidades elevadas. A densidade do ar é uma função da pressão atmosférica e temperatura, que dependem da altitude, expressa a seguir pela Equação 2.4.

$$\rho(Z) = \frac{P_0}{RT} e^{\left(\frac{-gZ}{RT}\right)} \quad (2.4)$$

Sendo:

$\rho(Z)$: densidade do ar em função da altitude (kg/m³);

P_0 : densidade atmosférica ao nível do mar (1,225 kg/m³);

R : constante dos gases para o ar (286,05 J/kg.K);

G : constante da aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

T : temperatura (K);

Z : altitude (m).

A energia cinética contida no vento é convertida em energia mecânica no rotor da turbina, mas isso não acontece completamente, uma vez que a massa de ar ao atravessar as pás sai com uma velocidade não nula. Teoricamente o máximo de rendimento nesta transformação é de 59% e foi descoberto por Betz, em 1926. São comuns designações como coeficiente de potência, fator de aproveitamento, rendimento aerodinâmico, coeficiente de potência do rotor ou rendimento do rotor, e a terminologia mais comum é CP. Assim, a potência útil é dada pela Equação 2.5.

$$P_w(v) = CP \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.5)$$

A curva de potência de uma turbina eólica mostra a relação entre o aumento da velocidade dos ventos e o aumento da potência produzida pela mesma. Dela pode-se obter informações como a velocidade de *cut-in*, velocidade na qual a turbina começa a operar, e a capacidade nominal que geralmente é atingida entre 12m/s e 16m/s. A velocidade de *cut-out* é quando a turbina para de produzir energia e se desvia da direção da corrente de vento. Geralmente isso acontece quando se atingem velocidades acima de 25m/s.

A potência produzida por meio de fonte eólica pode ser calculada ponto a ponto por meio da convolução da curva de potência da turbina com a curva de probabilidade de velocidades de vento, encontrada a partir da Equação (2.1). A curva de potência da turbina é um dado fornecido pelo fabricante.

2.1.2. Energia fotovoltaica

A conversão fotovoltaica baseia-se no princípio do efeito fotovoltaico, descoberto pelo cientista francês Edmond Becquerel, em 1839. Em seus experimentos, Becquerel observou que a radiação luminosa poderia ser convertida em energia elétrica mediante a incidência de luz em um eletrodo mergulhado em solução eletrolítica.

A produção de energia fotovoltaica tem claras vantagens sobre outras fontes não-renováveis, como a disponibilidade abundante de recursos, ausência de emissões, baixo custo de operação, confiabilidade e modularidade, entre outros. Por outro lado, desvantagens como sistemas ineficientes de armazenamento de energia e alto custo inicial desestimulam o crescimento do mercado [43].

Semicondutores são sólidos que, assim como os metais, têm sua condutividade elétrica baseada no movimento de elétrons. Mas diferentemente destes, nos semicondutores a condutividade aumenta com o aumento da temperatura. Sabe-se que o silício não é o material ideal para conversão fotoelétrica devido a sua baixa absorção da radiação solar, necessitando de uma quantidade maior para elevar a eficiência. Isto pode ser explicado devido à estrutura cristalina do átomo, na qual a banda de valência e a banda de condução estão distantes, impedindo a absorção da luz devido à necessidade de mudança de momento do elétron.

A busca de materiais mais apropriados atualmente se concentra nas películas finas de materiais com maior absorção de radiação. Materiais como o silício amorfo (a-Si), Arseneto de Gálio (GaAs), Telureto de Cádmio (CdTe), Fosfeto de Índio (InP) e compostos ternários como CuInSe_2 , CuGaSe_2 , CuInS_2 estão sendo pesquisados e utilizados com sucesso, com eficiências que variam de 6% a 16% [43].

Teoricamente o potencial fotovoltaico mundial é alto, porém a incidência de radiação depende da localização geográfica, do clima e da latitude. Existe ainda o problema de que os picos de geração e de carga não coincidem no mesmo horário, limitando a capacidade de geração.

A possibilidade de antecipar o comportamento de uma planta PV em várias condições de radiação, temperatura e carga, é muito importante para o seu dimensionamento e de seus conversores, bem como o projeto do seguidor de máxima potência e a estratégia de controle, além de estudos de planejamento. Existem vários métodos na literatura para extrair os parâmetros do painel. A maioria deles é baseada em medições da curva I-V ou em outras características do painel [44]. A célula ou o módulo PV são normalmente representados por

um modelo exponencial simples ou exponencial duplo. O modelo exponencial simples é apresentado na Figura 2.2. O modelo matemático, de acordo com [45], é apresentado na Equação 2.6.

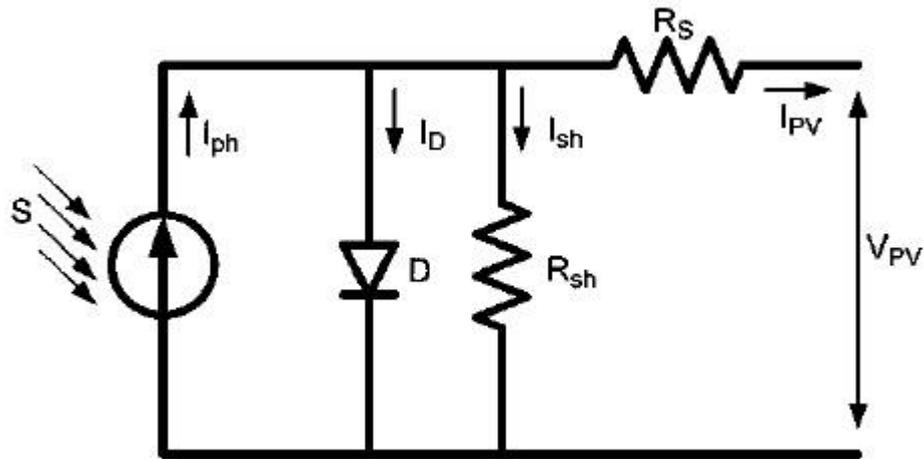


Figura 2.2 - Circuito equivalente da célula fotovoltaica

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} \right\} - \frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

Sendo:

I_{PV} : corrente da carga (A);

I_{ph} : corrente foto gerada (A);

I_D : corrente do diodo (A);

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A);

R_S : resistência série (Ω);

R_{sh} : resistência *shunt* (Ω);

V_{PV} : tensão da carga (V);

A : fator de qualidade da junção p-n;

K_B : constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

T : temperatura da junção (K);

q : carga do elétron ($1,602 \times 10^{-19}$ C)

As referências [45] e [46] aplicam a Equação 2.6, e usando os pontos de curto circuito e circuito aberto, determina a tensão V_{PV} , determinando a partir de então a potência entregue pelo módulo fotovoltaico. O mesmo método é empregado neste trabalho.

2.1.3. *Sistemas de armazenamento de energia*

Os sistemas de armazenamento de energia se tornaram opções atraentes dentro dos sistemas elétricos inteligentes pela versatilidade de diferentes aplicações. Diversos estudos já mostraram a eficácia da aplicação destes dentro de sistemas de potência, que incluem benefícios em corte de pico de demanda; nivelamento de carga; regulação de áreas; estabilização de linhas longas; melhoria do amortecimento dinâmico; correção de fator de potência; regulação de tensão e frequência; reserva de emergência; segurança da rede; gerenciamento de congestionamento do sistema; interrupções de fornecimento; compensação de *flicker*; correção de afundamento de tensão [47]-[55].

Estes sistemas de armazenamento funcionam absorvendo energia quando a frequência está acima da nominal, e fornecendo em caso contrário. Podem ser modelados como um sumidouro de corrente quando está sendo carregado, e como uma fonte de corrente quando está entregando potência ao sistema [47]-[48]. São compostos de sistemas de controle, de sistema de resfriamento, conversores de frequência, filtros de harmônicos, filtros CC e pelas cadeias de baterias [48].

Uma metodologia para dimensionamento do sistema de armazenamento dentro de sistemas comerciais é apresentada em [49] levando em conta a capacidade ótima, a remuneração e o custo de instalação. A referência [55] também apresenta uma metodologia de avaliação econômica da viabilidade da aplicação de sistemas de armazenamento, além de metodologias de precificação das instalações, padrões e protocolos técnicos de instalação dos mesmos.

As diferentes tecnologias de armazenamento de eletricidade podem ser caracterizadas pelas respectivas relações entre potência e energia. Enquanto sistemas de ar comprimido e bombeamento de água possuem alta capacidade nominal de armazenamento e de potência, os dispositivos eletroquímicos possuem capacidades nominais menores. Existem diversas pesquisas buscando desenvolver novos dispositivos de armazenamento que sejam eficientes e permitam um grande número de ciclos de carga/descarga [51].

Dentre as tecnologias existentes com possibilidade de aplicações em sistemas de potência, cita-se [50],[55]:

- Hidrelétricas a bombeamento: tecnologia madura e com possibilidade de aplicação em escala comercial. Este tipo de armazenamento de energia é composto por diversos reservatórios de água que são abastecidos com água em períodos fora da ponta, em que a eletricidade é mais barata. Estes tipos de planta possuem vida útil de até 60 anos, operam com eficiência de até 85% e podem ter uma potência instalada de milhares de MW e tempo de descarga na ordem de dezenas de horas;
- Ar-comprimido: esta tecnologia é considerada madura e usa eletricidade em horários de menor tarifa para armazenar ar comprimido para ser usado para geração de energia elétrica. Podem ser usadas cavernas subterrâneas naturais ou plantas construídas, com capacidade de até 50 MW e tempo de descarga da ordem de horas;
- Volantes de inércia: armazenam energia cinética na forma de momento angular de uma massa girante, chamada rotor. Em conjunto com um conversor transforma a energia armazenada em energia elétrica. Unidades comerciais possuem atualmente capacidade nominal de até 6 kWh e eficiência de até 80%;
- Chumbo-ácido: é a tecnologia com maior grau de maturidade existente, alta eficiência e menor custo inicial. A maior desvantagem é a vida útil limitada;
- Níquel-Cádmio: possui uma tecnologia madura, um bom desempenho durante a vida útil e eficiência. A desvantagem é que o cádmio é um metal pesado e venenoso. Entretanto, as baterias são facilmente recicláveis;
- Sódio-Enxofre: é uma tecnologia madura com longo histórico de uso no Japão em aplicações de nivelamento de carga. O composto tem uma temperatura de trabalho de 325°C, assim a bateria deve ser aquecida mesmo em modo *standby*, o que reduz sua eficiência. Por outro lado, o conjunto possui uma eficiência comparável às demais tecnologias;
- Íons de Lítio: muito comum em aplicações de baixa potência e com grande potencial e versatilidade para aplicações conectadas à rede com amplo intervalo de potência e armazenamento nominais, além da aplicação em veículos elétricos.

Dentre outras tecnologias experimentais e ainda não comercialmente disponíveis é possível citar as baterias de NaNiCl (Cloreto de Níquel Sódio triturado), Vanádio, Crômio-Ferro (FeCr), Brometo de Zinco (ZnBr_2), Zinco-ar.

No ambiente das microrredes as aplicações mais importantes para os sistemas de armazenamento são a integração das fontes renováveis; reserva de emergência; corte de pico de demanda e regulação de frequência [51], [52] e [53].

A geração de eletricidade baseada em fontes renováveis tem uma característica intermitente que diminui a confiabilidade do suprimento de energia. Os recursos energéticos nem sempre estão disponíveis, apresentando desafios no planejamento, despacho e transmissão. O emprego de sistemas de armazenamento de energia possibilita armazenar energia das fontes renováveis em momentos de grande geração, corrigindo a baixa correlação com a demanda.

Sistemas de armazenamento também servem como reserva de emergência dentro das microrredes, pois em caso de insuficiência na geração de energia elétrica haveria um fornecimento por parte destes sistemas, com a vantagem de que, como são compostos por elementos estáticos, tem uma constante de tempo de resposta da ordem de milissegundos a 1 segundo [47].

Quando ocorre um acionamento de uma grande carga dentro do sistema, os dispositivos de armazenamento fornecem a energia necessária para atender o pico de demanda, minimizando os possíveis efeitos permissivos para o sistema e evitando o despacho de mais unidades de geração para fornecimento de eletricidade.

2.1.4. Outras fontes

Além da geração baseada em fontes renováveis também existe a possibilidade de conexão de outras fontes às microrredes. Estas fontes auxiliares geralmente são alimentadas por combustíveis fósseis, como gás natural ou hidrocarbonetos líquidos, ou são plantas de cogeração em que se produz calor e energia elétrica, chamadas *Combined Heat and Power* (CHP).

Esses tipos de geradores são muito comuns em lugares onde o fornecimento de energia elétrica é prioritário, tal como hospitais, bancos, aeroportos e em plantas industriais, por exemplo. Podem ser encontradas unidades comerciais desde alguns kW até algumas centenas

de kW, no caso de geradores movidos a hidrocarbonetos líquidos. No caso de turbinas a gás, é possível encontrar unidades comerciais de até alguns MW.

A geração de potência dessas unidades possui algumas características típicas das máquinas térmicas tais como limitações de operação em sobrecarga, tempo de aquecimento e de desligamento, curvas de tomada de carga e outras peculiaridades que devem ser consideradas durante a fase de projeto e escolha do modelo. Por outro lado, representam uma modalidade de geração de energia elétrica bastante confiável e despachável, diferentemente das fontes renováveis.

2.1.5. Recomposição em microrredes

O problema da recomposição de microrredes tem natureza semelhante ao problema enfrentado nos sistemas elétricos de maior porte, embora seja muito mais simples. A microrrede, guardadas as devidas proporções, também possui unidades de geração e a infraestrutura de transporte de eletricidade. Diferentemente, porém, a geração possui uma potência bem menor, existe maior quantidade de plantas baseadas em energias renováveis e com interface eletrônica e menor quantidade de máquinas síncronas. Além disso, a rede de distribuição possui uma característica diferente dos sistemas de transmissão, por serem desequilibradas, com maior relação R/X, sem transposições e com ramais com diferentes números de fases.

De uma forma geral, o processo de recomposição deve buscar os seguintes objetivos [13]:

- Maximização da carga restaurada, considerando as prioridades dos consumidores;
- Minimização do número de chaveamentos e do tempo gasto na operação.

A referência [26] aponta que os principais problemas para a recomposição em microrredes são:

- A disponibilidade de sinal de referência;
- Estabilidade e sincronização;
- Cargas críticas.

Quanto ao primeiro ponto, a principal preocupação é escolher uma fonte que melhor se adapte para realizar a função de referência de tensão para o sistema. Esta fonte de referência deve ter as seguintes características [26]:

- Capacidade de partida rápida para um processo de recomposição no mínimo tempo possível. Esta partida rápida será possível por meio da presença de sistemas auxiliares de *backup*;
- Promover o controle da tensão e da frequência dentro dos limites operacionais sob quaisquer condições operativas;
- Operar nos modos de controle de corrente ou controle de tensão;
- Promover o balanço do sistema;
- Possuir capacidade energética para energizar a rede;
- Suportar as correntes de magnetização.

Quanto a estes aspectos apontados acima, as referências [23]-[26] concordam que a escolha de um sistema de armazenamento de energia é a melhor opção para esta tarefa. Por este motivo, a modelagem detalhada destes e de seu funcionamento é muito importante, assim como o controle para execução de seguimento de carga, regulação de frequência e balanço da microrrede.

Escolhida agora a fonte que servirá de referência para todo o sistema elétrico outro problema se apresenta: o controle dos inversores de frequência conectados às fontes. A necessidade de interface via inversores eletrônicos se dá pela natureza das unidades de geração – geralmente plantas fotovoltaicas e baterias com fornecimento de corrente contínua ou plantas eólicas de pequeno porte com geradores operando em frequência variável.

O controle da geração distribuída nestes casos é tratado em [23]-[26] e [28]. Nestes trabalhos se apresentam dois modos de controle de fontes de geração distribuída com interface eletrônica operando em paralelo: controle de tensão e controle de potência.

No modo de controle de tensão, ou *Voltage Source Inverter* (VSI), o inversor opera controlando a tensão e fornecendo a referência angular do sistema, emulando a função de uma máquina síncrona. Operando em modo VSI, o inversor e sua respectiva fonte se tornam responsáveis pela regulação primária de frequência. Já no modo de controle de potência, ou

modo PQ, os inversores operam com valores previamente configurados para os valores de potência ativa e reativa a serem fornecidos ao sistema.

Determinados os modos de operação dos inversores, deve-se também escolher entre os modos *Single Master Operation* (SMO) ou *Multi Master Operation* (MMO). O modo SMO é aplicado quando apenas um inversor está operando em modo VSI e os demais em modo PQ, enquanto que o modo MMO é aplicado em casos onde existam mais de um inversor operando em modo VSI.

A referência [26] apresenta ainda os modos de controle possíveis para aplicação em fontes que usem máquinas rotativas para geração de eletricidade. Para estes casos é possível aplicar os controles por velocidade fixa (*fixed speed*), potência fixa (*fixed power*) ou pelo estatismo (*droop control*).

Ainda sobre a questão do controle de inversores operando em paralelo em sistemas isolados, a referência [28] apresenta a opção de usar apenas grandezas medidas localmente na saída do inversor para realizar o controle, em detrimento da comunicação entre inversores. Esta ideia é interessante do ponto de vista da falha da comunicação dentro dos sistemas elétricos inteligentes, impossibilitando a operação de forma correta do equipamento.

A questão da estabilidade da microrrede depende da geração disponível e do gerenciamento da carga, devendo existir esquemas de rejeição de carga a fim de preservar o sistema elétrico [26].

O procedimento de recomposição de microrredes, de forma geral, deve seguir os seguintes passos principais [23],[24]:

- Seccionar a microrrede em torno de cada fonte com capacidade de *black start*, criando pequenas ilhas em torno de cada uma destas unidades e suas cargas mais próximas;
- Reconectar a rede de distribuição de baixa tensão;
- Sincronização de ilhas (subsistemas) dentro da microrrede;
- Conectar cargas controláveis, se estas existirem dentro do sistema e puderem ser alimentadas;
- Conectar as fontes de geração distribuída não-controláveis, como plantas eólicas e fotovoltaicas, e fontes sem capacidade de *black start*;
- Aumentar a carga por meio da conexão de cargas não controladas;

- Mudar o modo de controle dos inversores de VSI para PQ. Apenas o inversor do sistema de armazenamento principal deve continuar como VSI;
- Sincronizar com o sistema principal, quando este estiver disponível para conexão.

Durante o processo de restauração do fornecimento de energia elétrica pode haver a necessidade de executar manobras de reconfiguração da microrrede para antecipar o fornecimento de eletricidade a alguns consumidores prioritários. Caso a microrrede esteja operando isolada do sistema principal, esse processo de reconfiguração pode ser necessário para redirecionar a eletricidade gerada para atender esses consumidores quando não existe geração suficiente para suprir toda a carga.

Dessa maneira, é possível observar que neste momento a reconfiguração do sistema tem o objetivo de minimizar a perda de cargas prioritárias dentro da microrrede, diferentemente do que acontece quando o sistema opera normalmente.

2.1.6. *Unit commitment em microrredes*

O problema de *unit commitment* é complexo e envolve variáveis inteiras e reais em um problema de programação não linear inteira mista. Assumindo a disponibilidade de N unidades e de uma estimativa conhecida da demanda, o problema consiste em determinar o conjunto de unidades geradoras que satisfaçam a demanda com o mínimo custo de operação [56].

O problema de *unit commitment* pode ser solucionado usando esquemas de listas de prioridades [56], programação dinâmica [57], Relaxação Lagrangeana [56],[58],[60] e métodos metaheurísticos [61]. A solução encontrada mostra a geração de potência de cada unidade durante cada intervalo de tempo de forma que a demanda seja suprida com o menor custo possível.

O problema de *unit commitment* em microrredes é investigado em [57] aplicando programação dinâmica para minimizar os custos de suprimento da carga e minimizar as emissões de CO_2 das fontes alimentadas por combustíveis fósseis. Em [58] o problema é solucionado usando a técnica de relaxação lagrangiana considerando a presença de geração fotovoltaica em conjunto com sistemas de armazenamento de energia.

Já em [59] usa-se uma abordagem multiobjetivo que busca minimizar o custo da energia elétrica para o consumidor final e ainda maximizar a estabilidade da microrrede, aplicando para tanto a técnica de Controle Preditivo Modelo e priorizando os objetivos de forma lexicográfica de acordo com a situação.

A referência [60] aborda o problema usando a técnica de relaxação lagrangiana. No entanto, introduz um conceito chamado de Probabilidade de Auto-Suficiência (PAS), que mede a probabilidade de a microrrede ser capaz de suprir sua própria carga de forma autônoma. Dessa forma é possível planejar a potência e autonomia de sistemas de armazenamento de energia a serem instalados para se chegar ao PAS desejado.

Uma técnica híbrida usando algoritmos genéticos e recozimento simulado é aplicada em [61] para maximizar a receita com a venda de energia excedente ao sistema principal e minimizar os custos de suprimento da própria demanda.

A estratégia de Horizonte Móvel e programação linear inteira-mista foi usada em [62] para solucionar o problema de *unit commitment* em microrredes, além de considerar um sistema de gerenciamento da microrrede com mecanismos de gerenciamento de demanda. Uma rede neural é usada para prever a carga com antecedência de dois dias e também previsões meteorológicas de disponibilidade de recursos primários.

A aplicabilidade da formulação descrita em [56] para o caso das microrredes é direta, não existindo necessidade de alterações. Da mesma forma que para sistemas de grande porte, deve-se ter atenção nas informações sobre a rede elétrica, cálculo de perdas, custos de geração das diferentes fontes energéticas disponíveis e suas respectivas capacidades nominais, e nos dados sobre a potência da carga a ser suprida. O primeiro passo para solucionar o problema deve ser definir a variável U_i^t como:

$$U_i^t = 0, \text{ se a unidade } i \text{ está desligada} \quad (2.7)$$

$$U_i^t = 1, \text{ se a unidade } i \text{ está ligada}$$

Agora é possível determinar a função objetivo do problema de *unit commitment*, dada em (2.8), na qual a variável custo (C) deve ser minimizada.

$$C = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + Su_i^t + Sd_i^t] \cdot U_i^t \quad (2.8)$$

Sujeito a:

$$\text{Restrições de balanço: } P_i^t + P_{loss}^t - \sum_{n=1}^N P_i^t \cdot U_i^t = 0 \quad (2.8.1)$$

$$\text{Limites de potência das unidades: } P_{i,min} \leq P_i^t \leq P_{i,max} \quad (2.8.2)$$

$$\text{Restrições das unidades térmicas (tempo mínimo para despachar, tempo mínimo para desligar, taxas de rampa de tomada de carga).} \quad (2.8.3)$$

$$\text{Limites máximo e mínimo de estado de carga de cada unidade de armazenamento:} \quad (2.8.4)$$

$$SOC_{k,min} \leq SOC_k^t \leq SOC_{k,max}$$

Onde:

i : unidade geradora;

t : intervalo de tempo;

N : número total de unidades geradoras;

T : intervalo total de tempo;

C : custo total de produção de energia e atendimento dos consumidores;

P_i^t : potência entregue pela unidade i no intervalo de tempo t ;

F_i : função custo da unidade i ;

Su_i^t : custo de ligação/aquecimento de unidade de geração i ;

Sd_i^t : custo de desligamento de unidade de geração i .

$SOC_{k,min/max}$: estado de carga mínimo/máximo da unidade de armazenamento k ;

SOC_k^t : estado de carga atual da unidade de armazenamento k

Os conceitos apresentados neste capítulo são aplicados na metodologia de gerenciamento da operação de microrredes ilhadas, a qual é apresentada posteriormente neste trabalho. Da mesma maneira, a seguir são apresentados mais alguns conceitos teóricos de ferramentas aplicadas durante o desenvolvimento do trabalho.

CAPÍTULO 3

3. GERENCIAMENTO E OPERAÇÃO RESILIENTE DE MICRORREDES

Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida para aplicação no gerenciamento da operação resiliente da microrrede em regime permanente. Neste cenário de recursos escassos e de incerteza em face da indisponibilidade do sistema principal, a ferramenta apresentada auxilia o sistema de gerenciamento de energia da microrrede a executar a operação de forma a maximizar o tempo de fornecimento de energia elétrica para os consumidores prioritários, sempre tendo em vista o menor custo da operação do sistema.

3.1. Considerações iniciais e hipóteses

Inicialmente, a hipótese principal é que o referido sistema possa ser considerado uma rede elétrica inteligente, devendo possuir toda a infraestrutura de comunicação, controle e automação necessários para a execução de um esquema de gerenciamento de demanda, por meio da existência de medidores e equipamentos inteligentes capazes de conectar/desconectar cargas a partir de comandos enviados pelo operador do sistema de distribuição ou localmente, realizado autonomamente pelo próprio medidor obedecendo a esquemas de operação predefinidos e interpretando os dados disponíveis.

Considerando que em determinado momento houve um blecaute no sistema principal causado por uma falha qualquer, a microrrede agora é obrigada a operar de modo isolado do mesmo. Como não se conhece o tempo necessário para reestabelecer o fornecimento de energia

elétrica, o objetivo proposto é planejar a operação resiliente da microrrede, despachando as fontes em intervalos de tempo e planejando a operação em regime permanente da microrrede de tal forma a maximizar o tempo de fornecimento de energia elétrica aos consumidores sob a condição de operação isolada e ainda garantir o mínimo custo de suprimento para os clientes, priorizando as cargas críticas.

Conforme descrito anteriormente, a investigação realizada considera apenas o regime permanente. Sendo assim, deve-se considerar que do ponto de vista dinâmico, as ações propostas pelo algoritmo de controle são possíveis e não causam problemas de estabilidade na microrrede.

Embora a etapa de estudos dinâmicos seja importante para dar suporte às decisões tomadas pelo algoritmo, essa hipótese simplificadora considerada neste trabalho não invalida os resultados obtidos e nem diminui a importância do estudo em regime permanente.

Outra consideração importante é que a investigação proposta neste trabalho se localiza temporalmente depois de terminado o processo de recomposição da microrrede, ou seja, o *black start* da microrrede está fora do escopo deste trabalho e é considerado finalizado.

3.1.1. Classificação dos consumidores

O primeiro passo da proposta de gerenciamento consiste em classificar os consumidores conectados à microrrede. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em [63], apresenta alguns critérios para classificação dos consumidores conectados ao sistema elétrico. Nesta resolução, os clientes são classificados de acordo com a tensão de fornecimento em Grupo A, caracterizado por tarifa binômica e composto pelos subgrupos A1 até AS, e em Grupo B, composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado por tarifa monômica e subdividido nos subgrupos B1 a B4.

Ainda de acordo com a ANEEL, a concessionária deve classificar a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da energia elétrica. Considerando este aspecto, as unidades consumidoras ainda podem ser classificadas em:

- Residencial e seus subgrupos;
- Industrial, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividades Econômicas;
- Comercial e seus subgrupos;

- Rural e seus subgrupos, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividades Econômicas;
- Poder Público;
- Iluminação Pública, e;
- Serviços Públicos.

A resolução 414 diz ainda que a concessionária deve considerar ainda a existência de serviços ou atividades essenciais, cuja interrupção coloque em perigo iminente a sobrevivência, a saúde ou a segurança da população. Fazem parte desta classificação as seguintes unidades consumidoras:

- Assistência médica e hospitalar;
- Unidades hospitalares, institutos médico-legais, hemocentros e centros de produção, armazenamento e distribuição de vacinas;
- Tratamento de lixo e esgoto;
- Serviço público de telecomunicações;
- Centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo e urbano;
- Unidades de segurança pública, como polícia militar, polícia civil e corpo de bombeiros;
- Instalações que atendam ao sistema ferroviário e metroviário.

Seguindo as recomendações da resolução, durante o desenvolvimento desta metodologia os consumidores conectados à microrrede foram classificados de acordo com níveis de prioridade. Esses níveis de prioridade e os respectivos membros de cada grupo estão descritos na Tabela 3.1.

3.1.2. Modos de operação da microrrede

O passo seguinte na proposta de gerenciamento da operação resiliente da microrrede é propor modos de operação para o sistema elétrico, os quais possuem características que os diferem entre si e cada um deles pressupõe uma lista de ações de controle predefinidas a serem tomadas pelo sistema de gerenciamento.

Tabela 3.1 - Classificação de prioridade dos consumidores dentro da microrrede

CLASSIFICAÇÃO	NÍVEL DE PRIORIDADE	TIPOS DE CLIENTES
Classe 1	Alto	Hospitais; serviços de telecomunicação e transporte público; Iluminação pública
Classe 2	Médio	Comercial
Classe 3	Baixo	Residencial e rural

No momento em que o sistema de gerenciamento define o modo de operação da microrrede, as ações de controle predefinidas são tomadas e as ordens são enviadas aos diferentes dispositivos responsáveis pelas mesmas, seja a abertura de uma chave ou o desligamento de uma carga de baixa prioridade. Foram propostos três modos de operação durante os estudos, os quais são descritos na Tabela 3.2, juntamente com suas ações de controle predefinidas.

Tabela 3.2 - Modos predefinidos de operação da microrrede

MODO DE OPERAÇÃO	LISTA DE AÇÕES
EMERGÊNCIA	Todos os grupos são atendidos Executar o <i>unit commitment</i>
CRÍTICO	Classe 3 é desconectada Executar o <i>unit commitment</i> Aplicar reconfiguração, se necessário
SOBREVIVÊNCIA	Classes 3 e 2 são desconectadas; Executar o <i>unit commitment</i> ; Aplicar reconfiguração, se necessário.

Após descrever as considerações iniciais, o próximo passo é descrever como os modos de operação da microrrede são determinados.

3.2. Gerenciamento da operação resiliente de uma microrrede

Conhecidas as hipóteses iniciais sobre a classificação dos consumidores de acordo com suas prioridades e os modos de operação propostos, deve-se agora descrever como o sistema de gerenciamento da operação da microrrede funciona. A visão geral do processo pode ser vista na Figura 3.1.

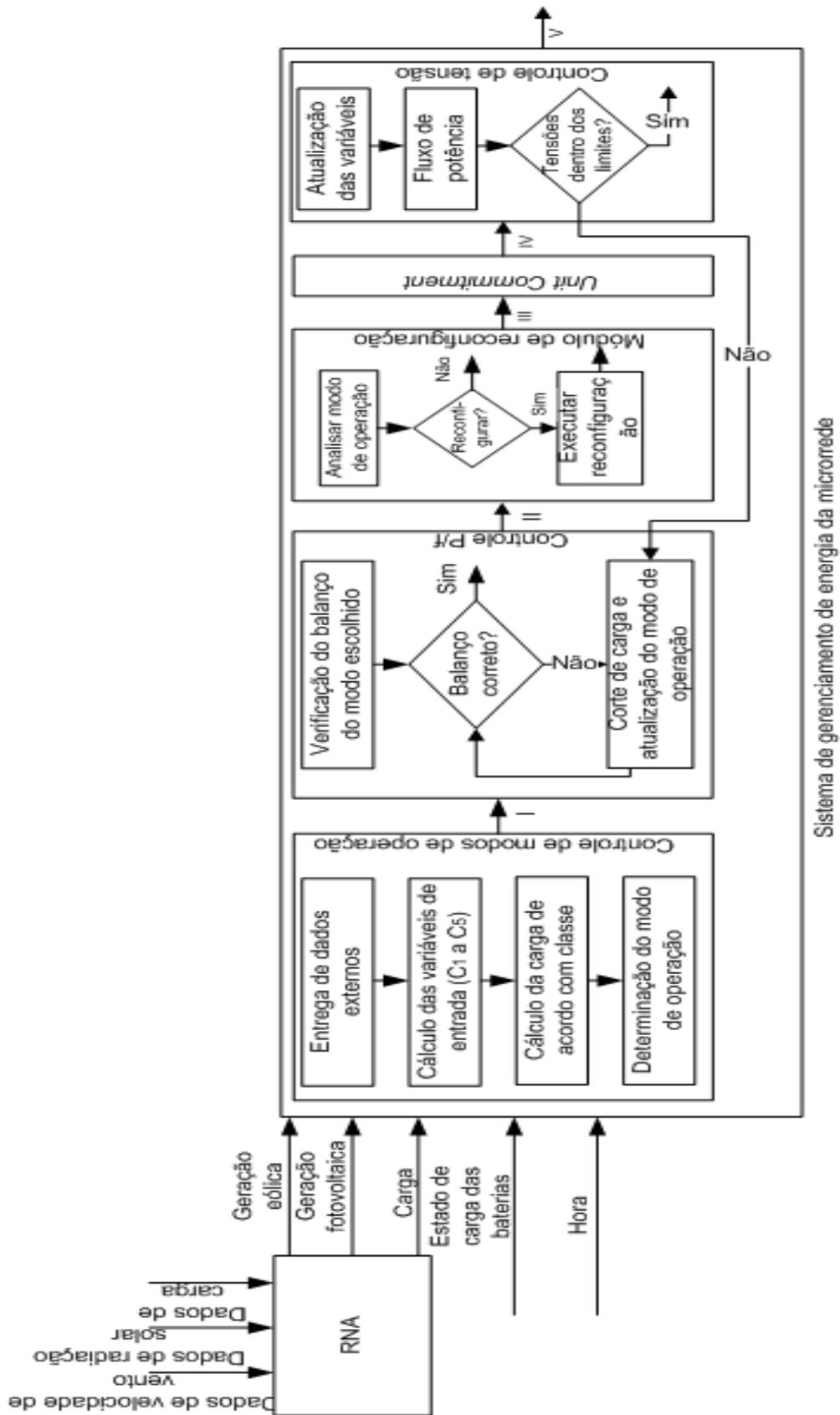


Figura 3.1 - Esquema do funcionamento do Sistema de Gerenciamento de Energia da microrrede

O sistema de gerenciamento da microrrede deve operar da seguinte maneira. Estando a mesma isolada do sistema principal, previsões de geração de fonte eólica e fotovoltaica são fornecidas para o sistema de gerenciamento por uma Rede Neural Artificial (RNA).

Um aspecto importante da RNA é que ela não é integrada ao controle proposto. As previsões das variáveis de interesse são realizadas *off-line* e disponibilizadas para o controlador à medida que forem necessárias. No entanto, esta opção foi arbitrária e nada impede que a mesma seja integrada na abordagem proposta como parte do sistema de gerenciamento.

Outros dados necessários como o Estado de Carga (SOC) dos sistemas de armazenamento de energia (SAEs) e o horário são disponibilizados para o controlador. De posse desses dados recebidos via sistemas de comunicação e das previsões dadas pela RNA, o sistema é capaz de determinar qual o melhor modo de operação a ser aplicado naquele momento.

3.2.1. Módulo de Controle de modos de operação

Para realizar essa tarefa o sistema de gerenciamento da microrrede se baseia na definição e análise de algumas variáveis de controle para determinar o modo de operação da microrrede. Essa etapa compreende o primeiro bloco do sistema de gerenciamento de energia proposto chamado de Controle de modos de operação.

De posse das previsões *off-line* realizadas pela RNA e das demais informações externas, a definição do modo de operação da microrrede depende da análise de algumas informações consideradas importantes para o problema, tais como o Estado de Carga (SOC) dos sistemas de armazenamento de energia, o montante de geração de energia renovável, a penetração de energia renovável, o horário do dia, e a carga conectada ao sistema. Essas informações são usadas para determinar os valores das variáveis de controle.

- *Estado de carga dos sistemas de armazenamento*

O estado de carga de um sistema de armazenamento é a taxa da capacidade nominal de armazenamento ainda disponível na bateria para o uso. Essa variável é importante porque influencia bastante na autonomia da microrrede e na sua capacidade de manter o balanço de potência entre geração e carga. Durante esta investigação, foi considerado o estado de carga equivalente da microrrede, SOC_{EQ} , calculado a partir da capacidade nominal de todas as

unidades de armazenamento de energia e de seus respectivos estados de carga atuais. O SOC_{EQ} pode ser definido formalmente de acordo com (3.1).

$$SOC_{EQ} = \frac{\sum_{i=1}^S E_i}{\sum_{i=1}^S Enom_i} \quad (3.1)$$

onde:

E_i : energia disponível na unidade de armazenamento i , em kWh;

$Enom_i$: capacidade nominal de armazenamento de energia da unidade i , em kWh;

S : número de unidades de armazenamento;

i : unidade de armazenamento.

A variável SOC_{EQ} assume valores de 0 a 1, ou de 0 a 100%.

- *Geração de energia renovável*

Como a participação de geração baseada em energias renováveis nas microrredes deve ser alta, a consideração dessa variável no problema é importante. Esse tipo de geração tem como característica a intermitência, devido à disponibilidade das fontes primárias, e a característica de não serem despacháveis. Por outro lado, são fontes limpas e baratas.

Existem técnicas estatísticas de previsão da disponibilidade desse tipo de geração, sendo possível estimar o montante de potência despachado a cada intervalo de tempo. A disponibilidade de dados históricos também pode ser utilizada para alimentar modelos de previsão, como redes neurais artificiais.

Durante esse trabalho, considera-se a variável Geração de Energia Renovável (REN) como sendo a razão entre a potência que está sendo gerada em determinado momento e a potência total instalada de fontes renováveis no sistema. A REN é formalmente definida em (3.2), e assume valores entre 0 e 1 (0 e 100%).

$$REN = \frac{\sum_{i=1}^R Pg_i^t}{\sum_{i=1}^R Pg_i} \quad (3.2)$$

onde:

t : intervalo de tempo considerado

i : unidade de geração baseada em fonte renovável

R : quantidade total de unidades de geração baseadas em renováveis

Pg_i : capacidade nominal de geração da unidade i , em kW

Pg_i^t : montante gerado pela unidade i no intervalo de tempo t

- *Penetração de energia renovável*

A Penetração de Energia Renovável (PER) é uma grandeza que mede a quantidade da carga que é suprida por geração de fonte renovável. Essa informação é importante porque dá uma ideia do montante de carga que pode ser suprido por fontes limpas e baratas, diminuindo a pressão sobre os sistemas de armazenamento e a necessidade de despacho de fontes fósseis para atendimento da carga. A PER é formalmente definida em (3.3) e assume valores entre 0 e 1 (0 e 100%).

$$PER = \frac{\sum_{i=1}^R Pg_i^t}{\sum_{c=1}^C Pl_c^t} \quad (3.3)$$

onde:

Pl_c^t : potência da carga c no instante t ;

C : cargas conectadas ao sistema

- *Horário*

O horário (H) também é outra informação importante para o problema de gerenciamento da operação resiliente da microrrede. Essa variável foi incorporada porque a demanda no horário de ponta é maior do que nos demais horários, devendo então haver uma distinção entre esses dois períodos do dia. Portanto, a variável H é classificada como Ponta ou Fora de ponta.

- *Demanda*

A Demanda (L) é mais uma informação considerada para solução do problema de gerenciamento da operação. A carga atual conectada ao sistema durante o intervalo t é comparada com a informação conhecida sobre a média da demanda diária para determinar se a mesma é maior ou menor que a média naquele momento de interesse.

As informações descritas anteriormente são aplicadas na determinação das variáveis de controle que vão determinar os modos de operação da microrrede da seguinte maneira. Cada uma dessas variáveis possui pesos diferentes determinados de acordo com o valor da informação com a qual se relacionam. Assim, têm-se as variáveis de controle C_1 a C_5 .

$$C_1 = \begin{cases} 0, & \text{se } SOC_{Eq} \geq 75\% \\ 1, & \text{se } 45\% \leq SOC_{Eq} < 75\% \\ 2, & \text{se } SOC_{Eq} < 45\% \end{cases} \quad (3.4)$$

$$C_2 = \begin{cases} 0, & \text{se } REN \geq 40\% \\ 1, & \text{se } REN < 40\% \end{cases} \quad (3.5)$$

$$C_3 = \begin{cases} 0, & \text{se } PER \geq 25\% \\ 1, & \text{se } PER < 25\% \end{cases} \quad (3.6)$$

$$C_4 = \begin{cases} 0, & \text{se horário fora da ponta} \\ 1, & \text{se horário ponta} \end{cases} \quad (3.7)$$

$$C_5 = \begin{cases} 0, & \text{se } \sum Pl_c^t \leq \overline{Pl} \\ 1, & \text{se } \sum Pl_c^t > \overline{Pl} \end{cases} \quad (3.8)$$

Antes de continuar é importante frisar que esses limites usados foram definidos arbitrariamente pelo usuário e podem ser modificados a qualquer momento.

Conhecidas as variáveis de controle, e seus respectivos valores de acordo com informações que elas carregam é possível distinguir 48 soluções diferentes abrangendo todas as combinações possíveis entre as cinco variáveis de controle. Essas combinações são agrupadas nos três modos de operação definidos previamente, de forma que o sistema de gerenciamento será capaz de determinar em qual estado a microrrede deve operar pelo próximo intervalo de tempo considerado. A relação entre as soluções dadas pelas variáveis de controle e os modos de operação é descrita na Tabela 3.3.

Convém lembrar mais uma vez que a determinação do modo de operação de acordo com as variáveis é feita arbitrariamente, podendo ser modificada pelo usuário a qualquer momento de acordo com a abordagem desejada.

Por exemplo, Se C_1 for igual a 0, C_2 for igual a 1, C_3 for igual a 0, C_4 for igual a 0 e C_5 for igual a 1, então o sistema de gerenciamento operará a microrrede no modo Emergência. Conforme descrito na Tabela 3.2, nesse modo de operação todos os clientes são atendidos pelo sistema e não existem restrições para a solução do problema de *unit commitment* para o despacho das unidades de geração.

As informações resultantes desse passo são transferidas em (I), e são compostas pelo modo de operação do sistema, dados de carga atual e geração disponível para suprir a mesma.

Tabela 3.3 - Variáveis de controle x Modo de operação da microrrede

		C_2/C_3			
		00	01	10	11
C_1	C_4/C_5				
	$C_1 = 0$	00	E	E	E
01		E	C	C	C
10		E	C	C	C
11		C	C	C	C
$C_1 = 1$	00	E	C	C	C
	01	E	C	C	C
	10	C	C	C	S
	11	C	C	C	S
$C_1 = 2$	00	C	S	S	S
	01	C	S	S	S
	10	S	S	S	S
	11	S	S	S	S

3.2.2. Módulo de controle de frequência

Determinado o modo de operação pelo sistema de gerenciamento de energia, e conhecidas as previsões de geração e de carga, o sistema faz um cálculo simples para verificar o balanço da rede elétrica. Caso as previsões de geração e carga resultem em um balanço não negativo, o modo de operação proposto é aceito e o próximo passo é verificar se a reconfiguração do sistema é necessária. Caso o balanço seja negativo, o sistema atualiza o modo de operação para o próximo nível, já que é necessário cortar o fornecimento dos grupos com menor prioridade para garantir a capacidade de atender aos clientes prioritários da microrrede. O fluxo dessa informação está representado por (II), na Figura 3.1.

3.2.3. Módulo de reconfiguração

A etapa da reconfiguração é necessária para verificar se existem topologias de rede capazes de manter o suprimento dos clientes prioritários. No caso de várias microrredes operando próximas ou diferentes alimentadores na mesma microrrede, a reconfiguração serve para remanejar a carga prioritária de uma zona com deficiência de geração para garantir o suprimento da mesma.

O processo de recomposição de uma microrrede já foi discutido anteriormente no capítulo 2. Após um blecaute no sistema principal e a desconexão da microrrede, uma série de ações deve ser seguida a fim de recompor o sistema e recuperar o fornecimento para a maior parcela possível de clientes, incluindo os prioritários.

Considerando que a microrrede opera de maneira ilhada após a desconexão do sistema principal, deve-se propor esquemas de reconfiguração da mesma já que a geração de potência atual da GD conectada à rede pode não ser suficiente para atender toda a carga do sistema, devendo ser priorizado o atendimento às cargas críticas.

Além disso, o esquema de reconfiguração também pode ser aplicado em situações de contingências dentro da microrrede, tanto em operação ilhada quanto conectada ao sistema. O objetivo nesse caso continua a ser minimizar a perda de carga, garantindo o fornecimento de energia elétrica para os consumidores prioritários.

A função objetivo do problema de reconfiguração é apresentada na Equação 3.9.

$$\min \sum_{i=1}^{N_Z} P_i \quad (3.9)$$

Sujeito a:

- Manter a topologia radial;
- Limites mínimo e máximo de tensão $V_{min} \leq V_i \leq V_{max}$
- Ampacidade dos condutores: $I_{k,min} \leq I_k \leq I_{k,max}$

Onde:

P_i : Potência ativa do nó i , onde $i \in Z$;

Z : conjunto de nós da área fora de serviço;

N_Z : total de elementos da área fora de serviço;

V_{min} : 0,93 p.u.;

V_{max} : 1,05 p.u.;

I_k : corrente no condutor k ;

$I_{k,min}$: corrente mínima no condutor k ;

$I_{k,max}$: corrente máxima no condutor k .

O algoritmo de reconfiguração proposto aplica uma abordagem híbrida que emprega o SIA como ferramenta de otimização juntamente com o Algoritmo de Prim, e já foi aplicado com sucesso em casos de operação normal do sistema com o objetivo de minimização de perdas e melhoria de índices de confiabilidade [95],[66].

- *Grafos e Algoritmo de Prim*

Um grafo $G = (V, E)$ consiste em um conjunto de objetos $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ chamado de vértices, e outro conjunto $E = \{e_1, e_2, \dots, e_n\}$, cujos elementos são chamados de arestas, de forma que cada aresta é identificada por um par não ordenado (v_i, v_k) de vértices. A representação mais comum de um grafo é por meio de um diagrama, no qual os vértices são representados por pontos e as arestas por segmentos de linha ligando estes vértices.

O conceito de árvore é provavelmente o mais importante na teoria dos grafos. Uma árvore é um grafo conectado sem laços. Uma árvore T é dita uma árvore geradora mínima de um grafo conectado G se T é um subgrafo de G e T contém todos os vértices de G [67].

Existem muitos métodos disponíveis para encontrar uma árvore geradora mínima em um dado grafo, dentre eles o Algoritmo de Prim, o qual serve para determinar uma árvore geradora mínima em um grafo não orientado. Este método não requer que todas as arestas sejam listadas em ordem decrescente dos pesos ou a checagem do processo a cada iteração.

Em cada iteração do algoritmo, uma nova aresta deve conectar um vértice que ainda não pertence ao subgrafo ao subgrafo já existente. O processo continuamente aumenta o tamanho da árvore, um vértice de cada vez, iniciando de um único vértice até incluir todos os demais. Uma vez conectado o grafo G , sempre haverá um caminho para todos os vértices do grafo.

Observando o diagrama unifilar de um sistema de distribuição é possível associá-lo imediatamente a um grafo, dada a existência de um caminho sem laços que liga todos os nós do sistema. Ou seja, um grafo construído usando o Algoritmo de Prim possui a característica da radialidade, que é uma restrição considerada em problemas de reconfiguração de sistemas de distribuição, e nesse caso, de microrredes.

- *Metodologia de reconfiguração*

Uma hipótese a ser considerada nesse caso está descrita em [68]. Deve-se assumir que todas as frações do sistema de distribuição, incluindo cargas e rede, localizada entre duas chaves

devem ser consideradas como uma área. Essa hipótese vem do fato de que em redes radiais e convexas, as diferentes áreas se conectam por meio de chaves.

Para exemplificar essa hipótese simplificadora deve-se observar a rede de 7 nós da Figura 3.2 e como ela pode ser representada por um diagrama de 5 áreas, sendo as áreas divididas pelas chaves. Esse conceito será empregado durante o processo de reconfiguração do sistema. As linhas contínuas representam chaves fechadas, enquanto as linhas tracejadas representam chaves abertas.

Como o processo de localização e isolamento da falta não é objeto de estudo, considera-se que estes passos prévios são realizados por quaisquer métodos existentes e que a localização da falta é uma informação disponível. A partir de então, deve-se buscar uma configuração do sistema que minimize a perda de carga devido à falta, além de buscar garantir o fornecimento de energia elétrica para os clientes prioritários.

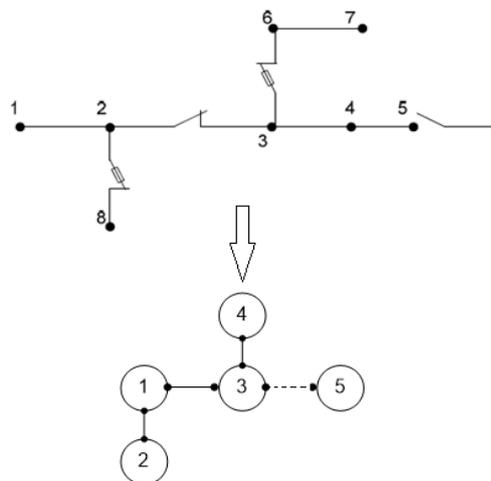


Figura 3.2 - Áreas delimitadas por chaves em redes de distribuição

Inicialização

O primeiro passo é criar a população inicial de anticorpos do SIA para solucionar o problema. Um anticorpo é uma solução potencial da função objetivo e neste caso possui uma codificação binária, sendo '0' quando a chave está aberta e '1' quando a chave está fechada. O tamanho do anticorpo é igual ao número de chaves existentes no sistema em questão.

Buscar uma configuração de uma rede de distribuição radial é como construir um grafo, onde todos os vértices devem estar ligados ao grafo por um único caminho. Traduzindo essa informação para o sistema de distribuição, significa que um grafo desse tipo é uma rede

radial. A algoritmo de Prim é usado nesse passo inicial para garantir que todas os indivíduos produzidos representem uma configuração radial do sistema elétrico.

Mutação

Na etapa de mutação acontecem mudanças nas características dos indivíduos obedecendo a certas regras probabilísticas, de forma que a mutação não é totalmente aleatória. Essas mutações correspondem a mudanças no *status* de algumas chaves do sistema com o objetivo de criar novas configurações.

Aqui nesse caso especial aplica-se duas etapas de mutação. A primeira é obrigatória e consiste em causar uma mutação que isole a parte defeituosa do sistema. Isso é feito atribuindo pesos muito grandes para as arestas que ligam aquela área às demais. As informações sobre a localização da falta obtidas anteriormente ajudam a aplicar essa etapa da mutação corretamente. A segunda etapa da mutação obedece aos critérios probabilísticos do próprio processo evolutivo e consiste em modificar os pesos de determinado número de arestas de forma a criar novas configurações.

Seleção

Agora os clones criados e que sofreram mutação na etapa anterior são avaliados para testar sua viabilidade para solucionar o problema. Utilizando novamente o Algoritmo de Prim para testar as configurações radiais é possível avaliar o montante de carga que foi perdido em cada um dos indivíduos. Nessa etapa, deve-se ter atenção ao fato de que embora as configurações criadas sejam radiais, a área defeituosa deve continuar desconectada do sistema elétrico. Portanto, as chaves que ligam essa área a outra devem estar abertas.

Os melhores indivíduos continuam no processo evolutivo, enquanto os indivíduos com soluções de menor qualidade são extintos e dão lugar a novos indivíduos que vão continuar o processo evolutivo. O processo continua até que não exista melhoria da solução durante um número arbitrário de gerações consecutivas ou quando se atinge um número máximo de gerações previamente definidas. O resultado do módulo de reconfiguração é representado por (III).

3.2.4. Módulo de Unit Commitment

Conhecido o modo de operação a ser seguido e topologia da rede, a próxima etapa é solucionar o problema de *unit commitment* dentro da microrrede. Os dados de geração de unidades baseadas em fontes renováveis são obtidos a partir das previsões da RNA, enquanto os dados de geração de unidades baseadas em fontes fósseis são conhecidos. Da mesma forma, os dados da potência que podem ser entregues pelos sistemas de armazenamento de energia também são conhecidos e dependem dos conversores eletrônicos responsáveis pelo controle e despacho dos mesmos. Os dados da carga prevista pela RNA são usados no problema.

Para solucionar corretamente o problema de *unit commitment*, as funções de custo de cada uma das unidades devem ser definidas cuidadosamente, pois elas são essenciais para uma previsão correta da composição da geração visando o menor custo. Neste caso, o custo de geração das unidades baseadas em energias renováveis é considerado baixo em relação às demais fontes.

Já a função custo das unidades de geração baseadas em combustíveis fósseis foi calculada para cada unidade a partir do método dos mínimos quadrados usando as curvas Consumo x Potência gerada (L/kW) fornecidas pelos fabricantes dos modelos usados nas simulações.

Por sua vez, a função custo das unidades de armazenamento de energia foi calculada a partir do método apresentado em [64]. O cálculo do custo dos sistemas de armazenamento que utilizam tecnologias eletroquímicas é muito complexo. Além do fato de os fabricantes fornecerem poucos dados, os custos de degradação são difíceis de mensurar e os resultados de desempenho de um modelo possuem pouca generalidade devido à especificidade dos testes realizados e dados limitados.

Por esse motivo, o método apresentado em [64] se baseia nas informações das curvas de profundidade de descarga x vida útil em ciclos (%/número de ciclos) e no custo das baterias para determinar o custo unitário da energia da bateria. Como uma bateria nunca é operada em um ponto de operação fixo, o custo final é calculado por meio de uma integração da curva em seus diversos pontos de operação.

Conforme apresentado anteriormente, existem muitas abordagens de solução do problema de *unit commitment*. Neste trabalho, optou-se por aplicar o método de pontos interiores para resolver este problema. É importante destacar que para a aplicação do método de pontos interiores, as variáveis U_i que representam o estado de cada unidade de geração devem ser consideradas como pertencentes ao conjunto dos números reais. Ao final do processo, o

resultado mostra quais unidades devem ser despachadas, a potência a ser despachada em cada uma e o custo de fornecimento de energia para aquele intervalo de tempo.

O fluxo dessa informação é mostrado em (IV), e é composto pelos estados das unidades de geração (Ligado/Desligado) e pelas potências a serem despachadas pelas respectivas unidades.

3.2.5. Módulo de controle de tensão

Conhecendo a solução do problema de *unit commitment*, os valores de geração encontrados são considerados para um teste do fluxo de potência do sistema com o objetivo de determinar se a solução encontrada é viável sob o ponto de vista de módulos e ângulos das tensões. Caso essa solução resulte em tensões fora da faixa de 0,9 p.u e 1,05 p.u., há uma nova atualização no modo de operação, repetindo o problema do *unit commitment*. O método descrito acima também pode ser consultado em [65].

3.3. Sistema de gerenciamento de energia com controlador *Fuzzy*

O sistema de gerenciamento de energia da microrrede em modo ilhado descrito anteriormente foi aperfeiçoado com a aplicação de lógica *fuzzy*, tornando todo o processo mais intuitivo e simples. Os conceitos de conjuntos e lógica *difusos* são muito úteis para representar o conhecimento humano expresso por meio de linguagem imprecisa e carregado de informações qualitativas, que é justamente o caso do controlador desenvolvido.

O funcionamento do restante do algoritmo não é modificado pela substituição do controlador descrito anteriormente pelo controlador *fuzzy*. O sistema de gerenciamento da microrrede passa a ser descrito pelo esquema da Figura 3.3. Os demais comentários quanto à transição dos blocos internos do controlador continua válido.

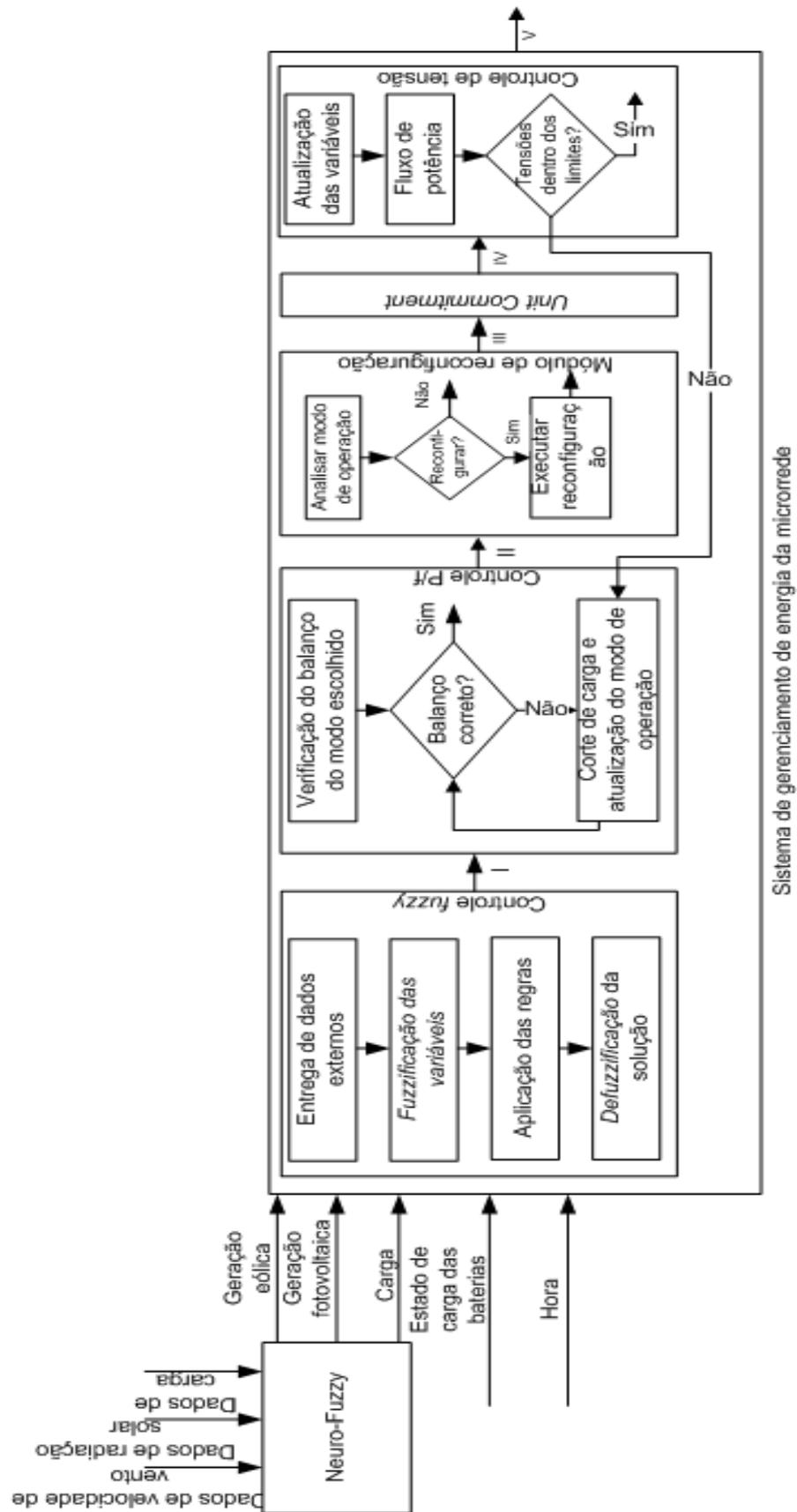


Figura 3.3 - Esquema do funcionamento do Sistema de Gerenciamento de Energia da microrrede usando controlador *fuzzy*

3.3.1. Previsor Neuro-Fuzzy

O previsor baseado em RNA utilizado anteriormente foi substituído por um previsor neuro-*fuzzy* neste caso. Como a previsão pode ser realizada por quaisquer métodos dentre os existentes, prefere-se não entrar em detalhes em relação ao método previsor aplicado no trabalho. Teoricamente, o previsor neuro-*fuzzy* apresenta a possibilidade de redefinição das funções de pertinência das variáveis do problema de acordo com o aprendizado exibido pela RNA. Essa capacidade pode resultar em previsões mais confiáveis e com menor erro.

3.3.2. Módulo de controle Fuzzy

A primeira modificação importante diz respeito às variáveis de controle, que deixam de ser expressas por algoritmos e passam a ser representadas por ideias qualitativas. Assim, as próprias informações passam a serem usadas como variáveis. As informações antes traduzidas por meio das Equações (3.4)-(3.8) passam a ser definidas por meio das funções de pertinência de cada uma das variáveis envolvidas.

Conforme explicado anteriormente, as funções de pertinência determinam em que grau determinada característica pode ser considerada como pertencente a um conjunto. Por exemplo, no caso da variável SOC_{EQ} , os limites expressos em (3.4) se tornam intuitivos e expressos qualitativamente por meio das expressões ALTO, MÉDIO, e BAIXO.

As funções de pertinência das variáveis de entrada do controlador *fuzzy* são mostradas abaixo na Figura 3.4 (a)-(e). A função de pertinência da saída do sistema é mostrada na Figura 3.4(f). Novamente é importante destacar que os limites de cada variável expressos nas funções de pertinência foram definidos pelo usuário, podendo ser modificados a qualquer instante.

Definidas as funções de pertinência das variáveis de entrada, o controlador *fuzzy* vai determinar a saída por meio das regras determinadas pelo usuário durante o desenvolvimento do sistema e das operações matemáticas feitas com os operadores *fuzzy*.

Um exemplo de uma regra **IF-THEN** usada no controlador pode ser vista na Equação 3.10, a qual corresponde ao primeiro caso traduzido por uma regra na Tabela 3.4. O restante das regras pode ser visto na Tabela 3.4, que mostra o modo de operação determinado de acordo com cada uma das regras. Para este caso específico foram definidas 92 regras.

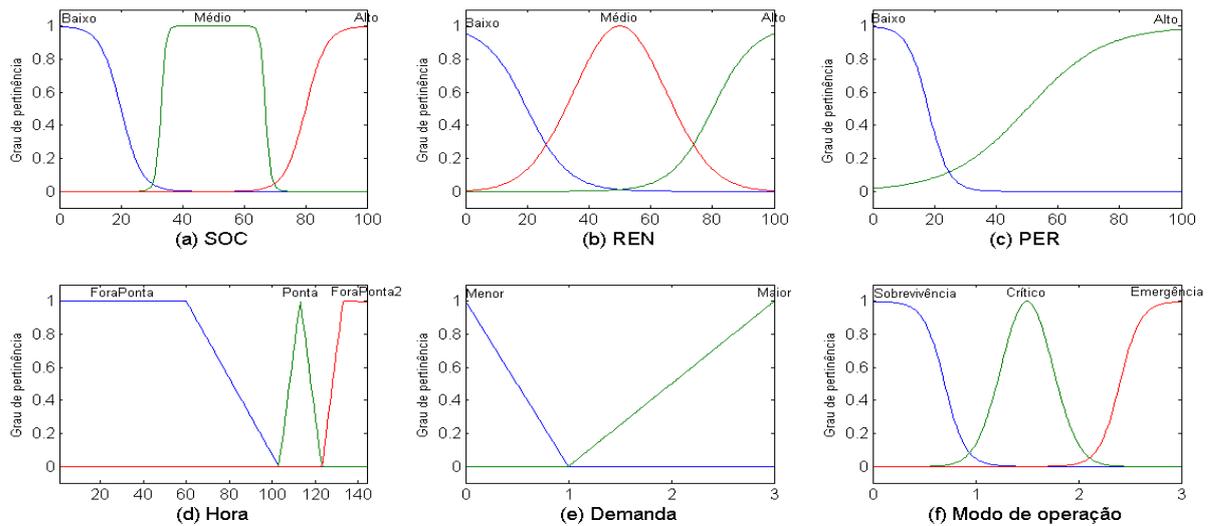


Figura 3.4 - Funções de pertinência das variáveis de entrada e saída

IF SOC é Alto AND REN é Alto AND PER é Baixo AND HORA é Fora de ponta AND DEMANDA é Menor, THEN MODO DE OPERAÇÃO é Emergência. (3.10)

Tabela 3.4 - Variáveis de entrada x Modos de operação do controlador *fuzzy*

		REN/ PER	Hora/ Dem					
			Alto/ Alto	Alto/ Baixo	Médio/ Alto	Médio/Baixo	Baixo/ Alto	Baixo/ Baixo
SOC	ALTO	Foraponta/menor	E	E	E	E	C	C
		Foraponta/maior	E	E	E	C	C	C
		Ponta/menor	E	C	C	C	C	C
		Ponta/maior	E	C	C	C	C	C
	MÉDIO	Foraponta/menor	E	C	C	C	C	C
		Foraponta/maior	C	C	C	C	C	S
		Ponta/menor	C	C	C	C	C	S
		Ponta/maior	C	C	C	S	S	S
	BAIXO	Foraponta/menor	C	S	S	S	S	S
		Foraponta/maior	S	S	S	S	S	S
		Ponta/menor	S	S	S	S	S	S
		Ponta/maior	S	S	S	S	S	S

CAPÍTULO 4

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As metodologias de gerenciamento da microrrede durante a operação resiliente propostas anteriormente são simuladas usando o sistema IEEE 34 nós [69] com algumas modificações que são explicadas em cada um dos casos apresentados.

4.1. Caso I: Sistema de gerenciamento de energia

O primeiro exemplo aplica a metodologia descrita na seção 3.2. O sistema usado para os testes é apresentado na Figura 4.1. Foram incluídas algumas unidades de GD no sistema IEEE 34 considerado, as quais são descritas na Tabela 4.1.

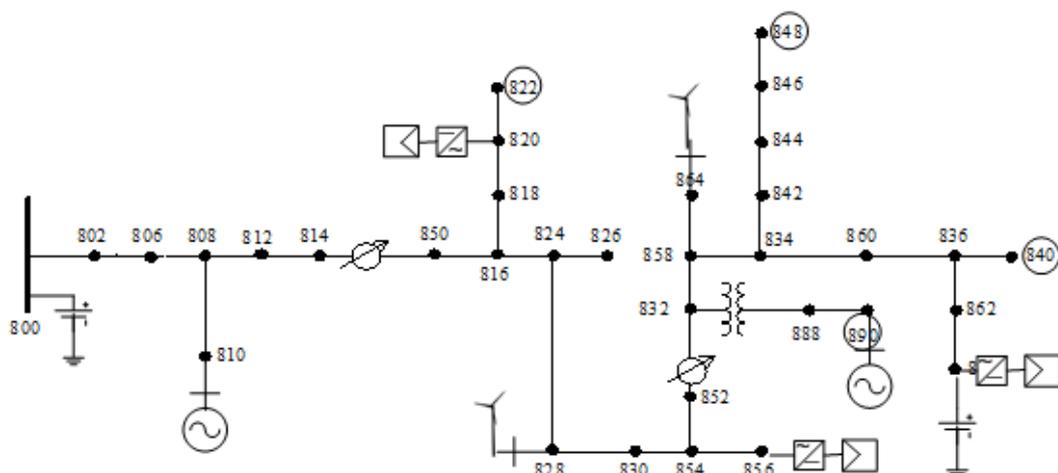


Figura 4.1 - Microrrede IEEE 34 do primeiro exemplo

Tabela 4.1 - Descrição da localização, do tipo e das características nominais das unidades de geração distribuída

Localização	Tipo de fonte	Potência Nominal / Capacidade Nominal de armazenamento (kW/kWh)
800	Bateria VRLA	1000/3000
810	Gerador diesel	64
820	Fotovoltaico	60
824	Eólica	60
856	Fotovoltaica	280
864	Eólica	330
890	Gerador diesel	48
838	Baterias chumbo-ácido	200/1000
	Fotovoltaica	80

Antes de continuar é importante ainda descrever algumas características das unidades de geração baseadas em combustíveis fósseis que são importantes para o problema de *unit commitment* e também dos sistemas de armazenamento considerados. As características dos geradores *diesel* do problema são reunidas na Tabela 4.2 e discutidas posteriormente. As informações estão disponíveis em [70].

Tabela 4.2 - Características das unidades fósseis [70]

Localização	Potência (kW) x Consumo (L/h)				Tomada de carga	Carga mínima/ Carga máxima	Modo de operação
	1.Pn	0.75Pn	0.5Pn	0.25Pn			
810	19	17	13	10	Degrau de 100%	30% / 100%	<i>Stand by</i>
890	16	12	9	7	Degrau de 100%	30%/100%	<i>Stand by</i>

Pn é a potência nominal da unidade, informada na Tabela 4.1.

Em relação aos geradores a *diesel*, as informações das colunas Potência x Consumo são dadas pelo fabricante e servem para determinar o custo unitário do kW gerado pela unidade. A tomada de carga diz respeito ao modo de carregamento do gerador. Neste caso, ambas unidades tem uma característica de tomada de carga em degrau de 100%, ou seja, podem tomar carga imediatamente. No entanto, estes modelos de gerador tem um carregamento mínimo de 30% da potência nominal que deve ser obedecido. Geradores a *diesel* admitem sobrecarga durante breve período de tempo, no entanto essa capacidade de sobrecarga não é considerada aqui.

O modo *Stand by* quer dizer que o gerador fica preparado para entrar em momentos de emergência, não funcionando o tempo inteiro. Essa informação é importante porque é necessário saber se a unidade possui sistema de pré-aquecimento. Unidades pré-aquecidas podem despachar imediatamente assim que ligadas. Já unidades sem pré-aquecimento

necessitam de 5 a 10 minutos para aquecer antes de entrar em serviço. Nesse caso ambas as unidades foram consideradas pré-aquecidas.

Com relação aos sistemas de armazenamento, é importante informar que a unidade conectada ao nó 800 possui uma profundidade de descarga de 70%, enquanto que a unidade conectada ao nó 838 possui profundidade de descarga de 60%. A capacidade nominal de armazenamento de energia das baterias foi determinada de forma a garantir a possibilidade de suprir a carga média da microrrede durante três horas consecutivas, quando necessário.

Por último, sabe-se que as unidades de geração baseadas em fontes renováveis possuem uma característica de geração dependente da disponibilidade de fonte primária. Por esse motivo a disponibilidade de informações é muito importante. E quanto mais realistas forem esses dados, maior a qualidade da solução proposta e sua adequação à realidade. Durante as investigações conduzidas neste trabalho foram usados dados de velocidade de vento e irradiação solar obtidos em [71]-[73] para a região de Itajubá, Minas Gerais.

Quanto à carga, para este exemplo os clientes prioritários (Classe 1) se localizam nos nós 822, 890, 848 e 840 e foram representados com os números dos nós inscritos em uma circunferência. Durante as simulações o horário de ponta foi considerado das 17:00 da tarde até às 20:00 da noite.

Considerando que a microrrede se desconecte do sistema principal às 14:00, o sistema de gerenciamento de energia da microrrede deve planejar a operação da mesma de forma que o fornecimento de energia elétrica para os clientes prioritários seja o mais longo possível. Para estabelecer uma comparação, a mesma situação é investigada considerando a inexistência do método de gerenciamento proposto neste trabalho. A mesma curva de demanda é aplicada a ambos os casos e a simulação possui um intervalo de 10 minutos entre cada passo.

4.1.1. Exemplo 1: Alta disponibilidade de renováveis

O primeiro caso investigado foi executado considerando a aplicação do sistema de gerenciamento proposto. Além disso, foi escolhido um dia com maior disponibilidade de recursos renováveis, ou seja, irradiação solar alta e velocidade de vento acima da média durante todo o dia.

Os resultados observados mostram que o sistema propõe o funcionamento da microrrede em modo Emergência das 14:00 até 15:10. Durante esses 70 minutos todos os clientes conectados à microrrede são atendidos. A partir das 15:10 até as 17:00 a microrrede opera em modo Crítico. Isso significa que durante os próximos 110 minutos os clientes das Classes 1 e 2 são atendidos e a Classe 3 é desconectada. Desde as 17:00 até 22:40 o sistema opera em modo Sobrevivência, atendendo apenas os clientes prioritários da Classe 1.

A composição do despacho das fontes eólica, fotovoltaica e *diesel* está descrito na Figura 4.2. O despacho das unidades de armazenamento de energia (SAEs) e a evolução do SOC_{EQ} das mesmas são apresentados na Figura 4.3.

Pode-se observar um despacho constante da fonte fóssil durante todo o período em que a microrrede consegue manter o fornecimento à Classe 1. Por seu baixo custo, as fontes eólica e fotovoltaica sempre são despachadas em sua totalidade. A geração intermitente dessas fontes é complementada pelo despacho das unidades de armazenamento, as quais garantem o balanço do sistema em todas as situações durante o tempo de fornecimento.

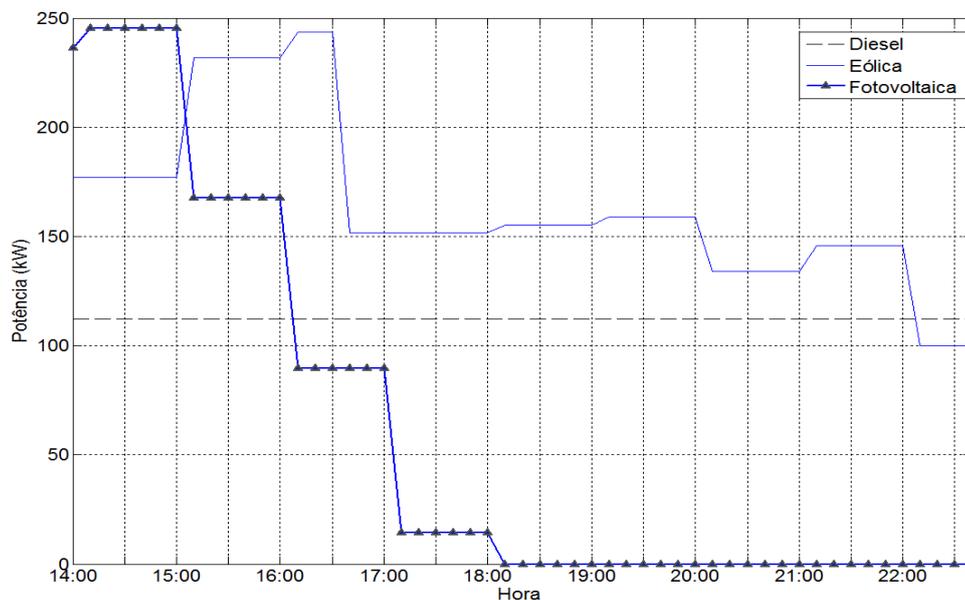


Figura 4.2 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis

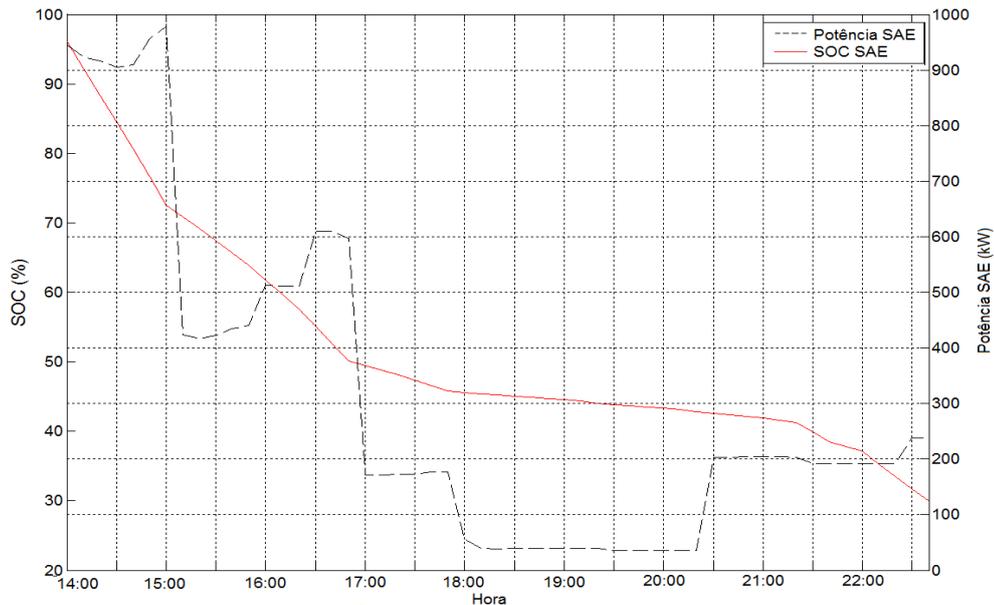


Figura 4.3 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis

A mudança no modo de operação da microrrede fica mais clara ao observar o despacho dos SAEs. A primeira grande diminuição da potência entregue acontece às 15:10, caracterizando o momento de mudança de modo de operação e consequente corte da carga da Classe 3. A mesma observação se aplica às 17:00, momento da mudança para o modo Sobrevivência. A depressão vista de 18:00 às 20:00 se deve ao horário de ponta, em que alguns consumidores se desconectam do sistema devido aos seus contratos de fornecimento. Os resultados mostram que para esse caso a Classe 3 é atendida por 70 minutos, a Classe 2 é atendida por 180 minutos, e a Classe 1 é atendida durante 520 minutos.

Para efeito de comparação o mesmo teste é realizado usando um sistema de gerenciamento que supre toda a demanda da microrrede, desde que haja geração suficiente, e não aplica ações de gerenciamento de demanda. Caso não haja geração suficiente, a única medida possível é o corte de carga, obedecendo aos mesmos padrões de classes propostos. Após um corte de carga, se em momento posterior for verificada geração suficiente para atender a carga rejeitada, esta é reconectada à microrrede.

O despacho das unidades de armazenamento e a evolução do SOC_{EQ} estão mostradas na Figura 4.4. O despacho das unidades fósseis e das unidades renováveis é omitido por ser exatamente o mesmo da outra situação em cada respectivo intervalo de tempo. Por isso, para se referir ao despacho destas fontes na situação investigada basta conferir novamente a Figura 4.2.

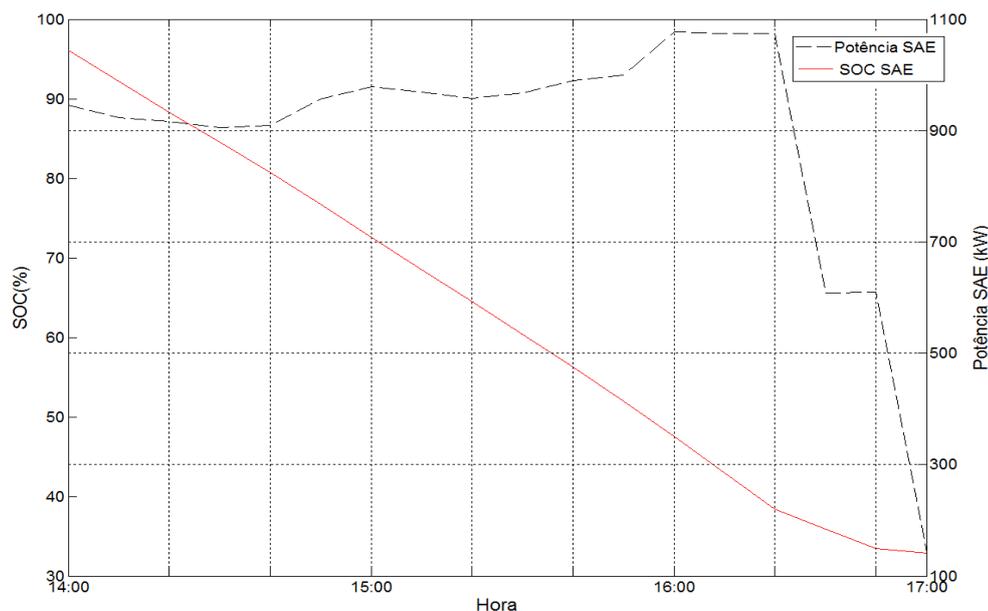


Figura 4.4 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC para o caso sem aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis.

Para fornecer energia elétrica a todos os consumidores conectados a microrrede durante todo o tempo que for possível é possível ver que a energia armazenada nos SAEs é exaurida mais rapidamente. De acordo com os resultados, todos os clientes são supridos desde as 14:00 até às 16:30, quando por motivos de balanço de potência os clientes da Classe 3 são desconectados. O fornecimento de energia elétrica continua até as 17:00 para os clientes da Classe 2 e da Classe 1. Após esse horário nenhuma ação de controle é capaz de manter o fornecimento de eletricidade.

Comparando os resultados obtidos nos dois casos, quando se aplica a metodologia proposta nota-se um aumento de 340 minutos no fornecimento de energia para a Classe 1, enquanto que o fornecimento de energia para a Classe 2 permanece com a mesma duração e o serviço para a Classe 3 diminui 80 minutos. Assim, as duas classes de maior prioridade foram beneficiadas pelo esquema de gerenciamento.

Tabela 4.3 - Resumo dos resultados obtidos para o Caso I no exemplo de alta disponibilidade de renováveis

SEM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO	COM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO
Classe 3: 150 min (desconectado por f/P) Classes 2 e 1: 180 min	Emergência: 70 min Crítico: 110 min Sobrevivência: 340 min Total: Classe 3: 70 min (46%) Classe 2: 180 min (100%) Classe 1: 520 min (289%)

A comparação entre a demanda atendida considerando os casos de aplicação e não aplicação do gerenciamento proposto é mostrada na Figura 4.5. Na figura é possível ver o total da carga atendida em cada momento da simulação.

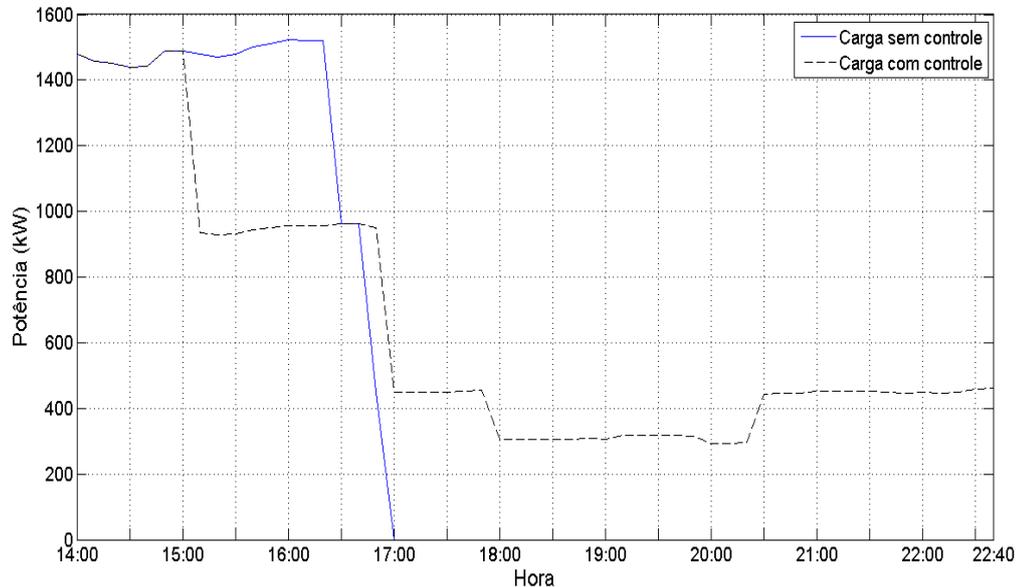


Figura 4.5 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 1 do Caso I.

4.1.2. Exemplo 2: Baixa disponibilidade de renováveis

O segundo exemplo aplica o mesmo sistema usado no exemplo anterior e as mesmas informações apresentadas na Figura 4.1, Tabela 4.1 e Tabela 4.2. Desta vez, no entanto, se considera os dados meteorológicos de um dia de baixa disponibilidade de recursos renováveis, ou seja, baixa irradiação solar e velocidade de vento abaixo da média. As demais condições são mantidas. Avaliar um caso dessa natureza é importante porque a disponibilidade de recursos renováveis afeta diretamente o balanço do sistema e a autonomia das unidades de armazenamento de energia.

A composição do despacho de cada tipo de fonte para este caso de baixa disponibilidade de fontes renováveis é mostrada na Figura 4.6 e o despacho dos SAEs e evolução do SOC_{EQ} da energia armazenada nas unidades são mostradas na Figura 4.7.

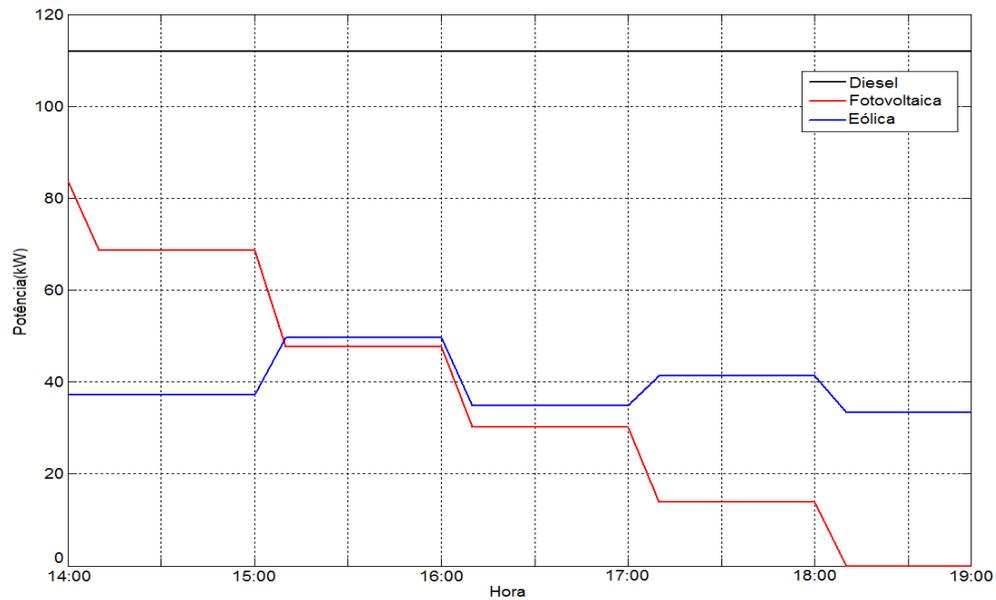


Figura 4.6 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis

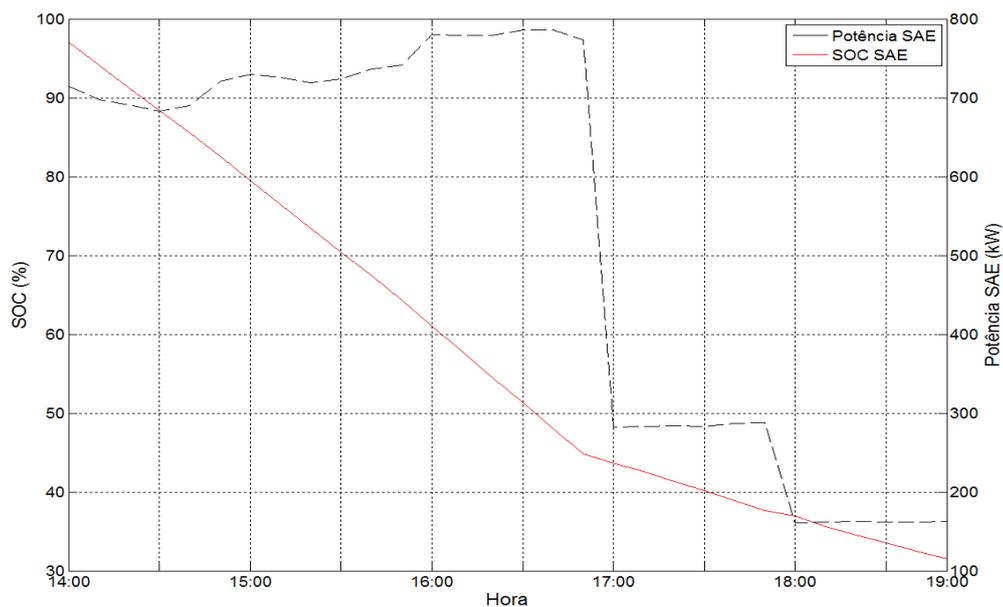


Figura 4.7 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento em situação de baixa disponibilidade de renováveis

Neste caso, logo após o blecaute não haveria possibilidade de reconectar os clientes da Classe 3 em nenhum caso, pois a demanda é maior que a geração disponível, levando a um balanço de potência negativo.

Considerando o método proposto de gerenciamento da operação resiliente, a microrrede operaria em modo Crítico desde as 14:00 até as 17:00, suprindo as Classes 1 e 2. A partir desse momento, a microrrede muda o modo de operação para Sobrevivência e apenas a Classe

1 continua a ter seu suprimento de eletricidade até às 19:00. Nesse momento a energia armazenada nos SAEs é exaurida e não é possível manter o balanço da microrrede.

Para efeito de comparação, o mesmo teste é executado desconsiderando o método de controle proposto. A partir das 14:00 até às 17:30 os clientes das Classes 1 e 2 tem seu fornecimento de energia elétrica garantido. Após esse momento, a exaustão da energia armazenada nos SAEs impossibilita a continuação da operação da microrrede.

Para esse caso a Classe 2 teve seu fornecimento diminuído em 30 minutos, no entanto com essa medida foi possível manter o fornecimento dos clientes prioritários por mais 90 minutos em comparação a abordagem sem aplicação da metodologia proposta. Dessa forma, em ambos os exemplos investigados a aplicação do sistema de gerenciamento proposto levou a bons resultados, aumentando o tempo de fornecimento de clientes prioritários.

Os testes com diferentes disponibilidades de recursos renováveis mostra a importância dos SAEs no funcionamento da microrrede, tanto em relação ao balanço do sistema quanto à autonomia de funcionamento em caso de operação resiliente. Os resultados demonstram um papel fundamental dos SAEs e encorajam o emprego de técnicas de otimização no momento de planejar a instalação e a capacidade de novas unidades de armazenamento de energia elétrica para se obter a autonomia desejada.

Tabela 4.4 - **Resumo dos resultados obtidos para o Caso I no exemplo de baixa disponibilidade de renováveis**

SEM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO	COM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO
Classe 3: 0 (desconectado por f/P) Classes 2 e 1: 210 min	Emergência: 0 min Crítico: 180 min Sobrevivência: 120 min Total: Classe 3: 0 min Classe 2: 180 min (86%) Classe 1: 300 min (143%)

A demanda horária para cada um dos casos mostrados acima é descrita abaixo na Figura 4.8. A carga de cada caso é mostrada para ressaltar as diferenças entre os resultados obtidos quando se aplica a abordagem de gerenciamento proposta e quando a mesma não é aplicada.

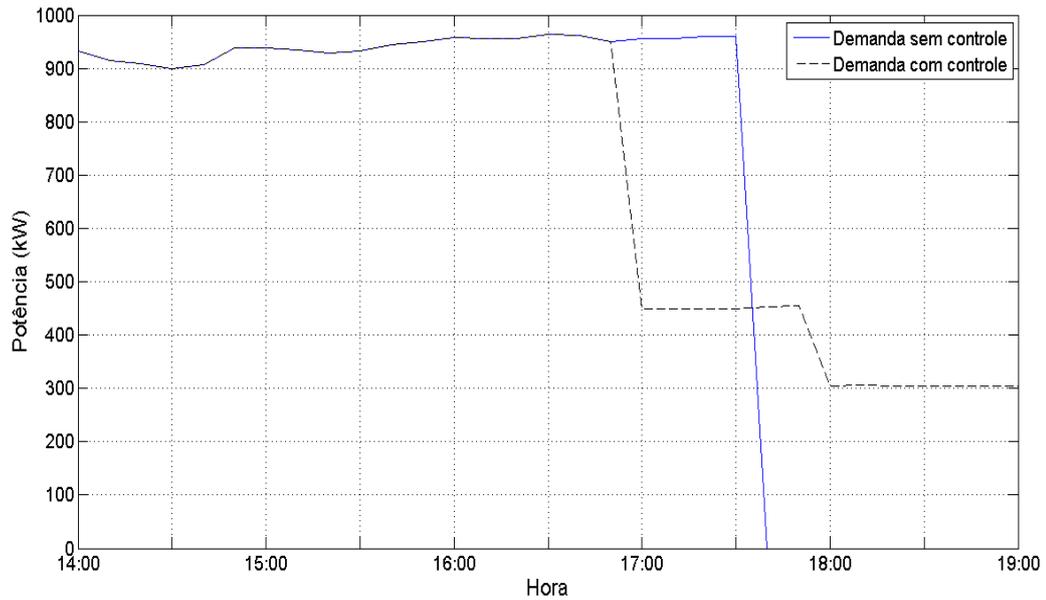


Figura 4.8 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 2 do Caso I.

4.2. Caso II: Sistema de gerenciamento de energia usando lógica *Fuzzy*

Neste exemplo será aplicado o algoritmo de gerenciamento de energia baseado em lógica *fuzzy* desenvolvido na Seção 0. Para adicionar mais detalhes ao caso, agora se considera também a taxação de emissões de CO₂ gerado pelo funcionamento das fontes fósseis. Para esse exemplo se considera a seguinte microrrede da Figura 4.9, cujas fontes estão descritas na Tabela 4.5.

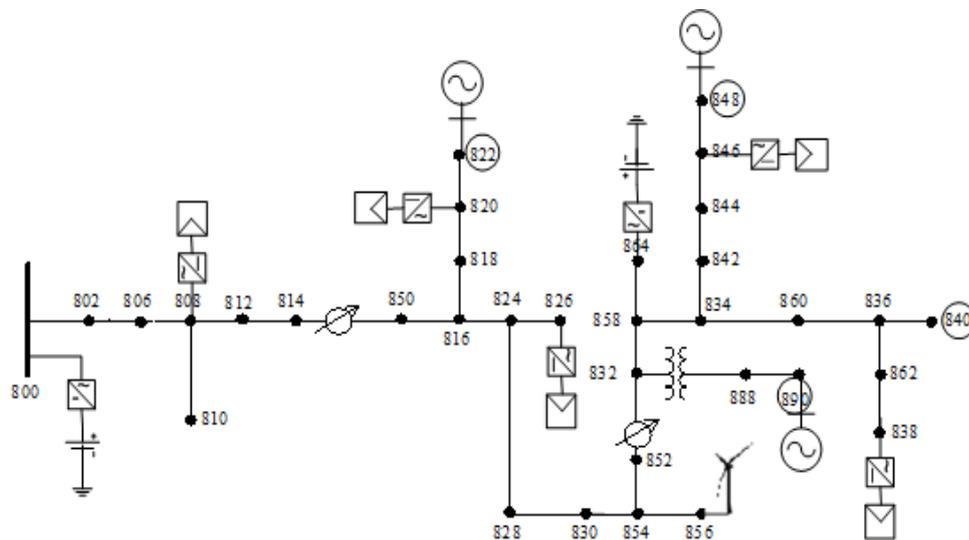


Figura 4.9 - Microrrede IEEE 34 do segundo exemplo

Tabela 4.5 - Descrição da localização, do tipo e das características nominais das unidades de geração distribuída

Localização	Tipo de fonte	Potência Nominal / Capacidade Nominal de armazenamento (kW/kWh)
800	Bateria NaS	500/1500
808	Fotovoltaico	25
820	Fotovoltaico	30
822	Gerador <i>diesel</i>	15
826	Fotovoltaico	20
856	Eólica	330
890	Gerador <i>diesel</i>	35
864	Bateria VLRA	250/1000
846	Fotovoltaico	35
848	Gerador a gás	25
838	Fotovoltaico	50

Da mesma forma que no exemplo anterior, algumas informações relevantes sobre as unidades movidas a *diesel* são importantes para o problema. Esses dados estão reunidos na Tabela 4.6. A informação nova para esse exemplo são as emissões de cada unidade, dadas na última coluna.

Tabela 4.6 - Características das unidades fósseis movidas a *diesel* [70]

Localização	Potência (kW) x Consumo (L/h)				Tomada de carga	Carga mínima/ Carga máxima	Modo de operação	Emissões (L/s)
	1.Pn	0.75Pn	0.5Pn	0.25Pn				
822	5	4	3	2	Degrau de 100%	30% / 100%	<i>Stand by</i>	11
890	11	8	6	4	Degrau de 100%	30%/100%	<i>Stand by</i>	42

Outra variável adicionada ao problema é a unidade de geração movida a gás natural. Esses geradores operam com um combustível mais limpo que o *diesel*, resultando em menor nível de emissões de CO₂. Além disso, essas unidades são mais sensíveis não podendo ser despachadas parcialmente e nem serem submetidas a um degrau de carga. Também é necessário que a máquina gire em vazio durante um intervalo de tempo para aquecer propriamente antes de iniciar o despacho. Da mesma maneira, a unidade não pode ser desligada imediatamente após ser desconectada. Os dados de emissões foram apresentados na última coluna.

Tabela 4.7 - Características das unidades fósseis movidas a gás natural [70]

Localização	Potência (kW) x Consumo (m ³ /h)				Tomada de carga	Carga mínima/ Carga máxima	Modo de operação	Emissões (m ³ /min)
	1.Pn	0.75Pn	0.5Pn	0.25Pn				
848	9,5	7,6	5,9	4,3	Reta de carga	100% / 100%	<i>Stand by</i>	4,9

Em relação às emissões de CO₂, existem diversas abordagens para taxaço de carbono. Neste trabalho se adota a abordagem sugerida em [74], o qual calcula uma variável chamada custo social do carbono. Essa variável representa uma medida do impacto causado ao meio ambiente pela emissão de uma tonelada de carbono. O valor médio adotado é de \$21/tCO₂.

Em relação aos SAEs, a unidade de sódio-enxofre (NaS) possui profundidade de descarga de 80%, enquanto que a unidade VRLA possui profundidade de descarga de 70%. As demais condições de demanda e disponibilidade de recursos renováveis são as mesmas consideradas anteriormente. A localização das cargas da Classe 1 é feita novamente por meio de circunferências em torno do número do nó.

Uma modificação foi introduzida na lista de ações predefinidas dos modos de operação propostos no problema. As novas ações de controle propostas para cada modo de operação são apresentadas novamente na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Modos predefinidas de operação da microrrede

MODO DE OPERAÇÃO	LISTA DE AÇÕES
EMERGÊNCIA	Todos os grupos são atendidos Executar o <i>unit commitment</i>
CRÍTICO	Classe 3 é desconectada Executar o <i>unit commitment</i> Aplicar reconfiguração, se necessário
SOBREVIVÊNCIA	Classes 3 e 2 são desconectadas; Executar o <i>unit commitment</i> ; Despacho obrigatório das unidades fósseis Aplicar reconfiguração, se necessário.

4.2.1. Exemplo 1: Alta disponibilidade de energia renovável

Supondo um dia com alta disponibilidade de recursos renováveis, ou seja, irradiação solar abundante e velocidade do vento acima da média, a microrrede é desconectada devido à contingência no sistema principal às 11:00 da manhã. A partir desse momento, o sistema de gerenciamento passa a planejar a operação resiliente da microrrede para garantir o maior tempo de fornecimento possível para as cargas críticas e o menor custo de fornecimento de energia elétrica.

Durante o processo de recomposição se observa que não existe geração suficiente para manter o sistema funcionando em modo Emergência. Por isso, o modo Crítico é selecionado e a microrrede se mantém nesse modo desde as 11:00 até às 13:20, quando o gerenciamento decide alternar a operação da microrrede para o modo Sobrevivência. A operação continua

nesse modo até as 18:50, quando não é mais possível atender as cargas prioritárias. Nesse caso a carga da Classe 2 é atendida por 140 minutos, enquanto as cargas prioritárias da Classe 1 são atendidas por 470 minutos.

A composição do despacho das unidades de geração fósseis e renováveis é mostrada na Figura 4.10, enquanto que o despacho das SAEs e a evolução do estado de carga das mesmas são mostrados na Figura 4.11.

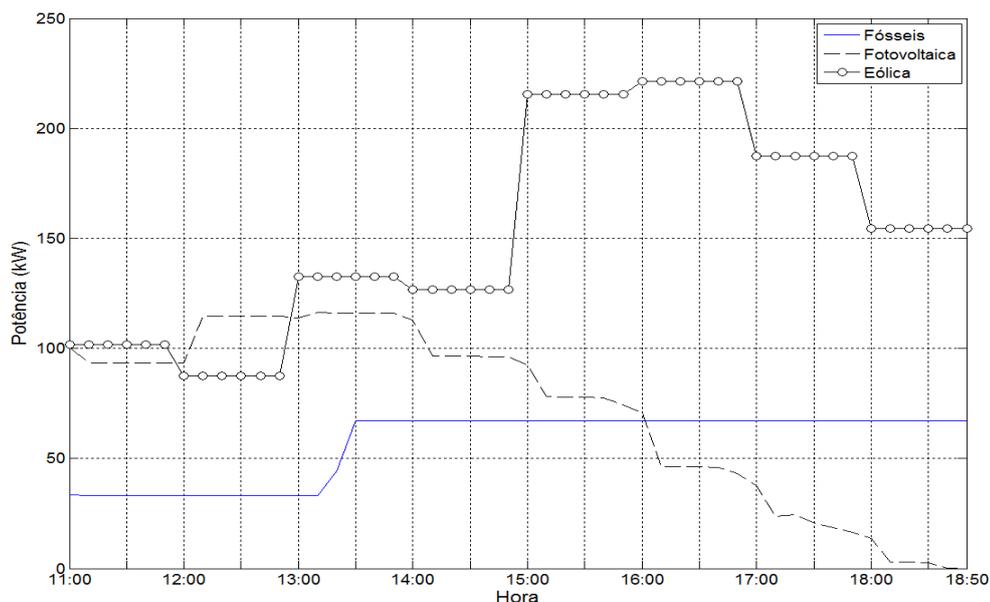


Figura 4.10 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento *fuzzy* em situação de alta disponibilidade de renováveis

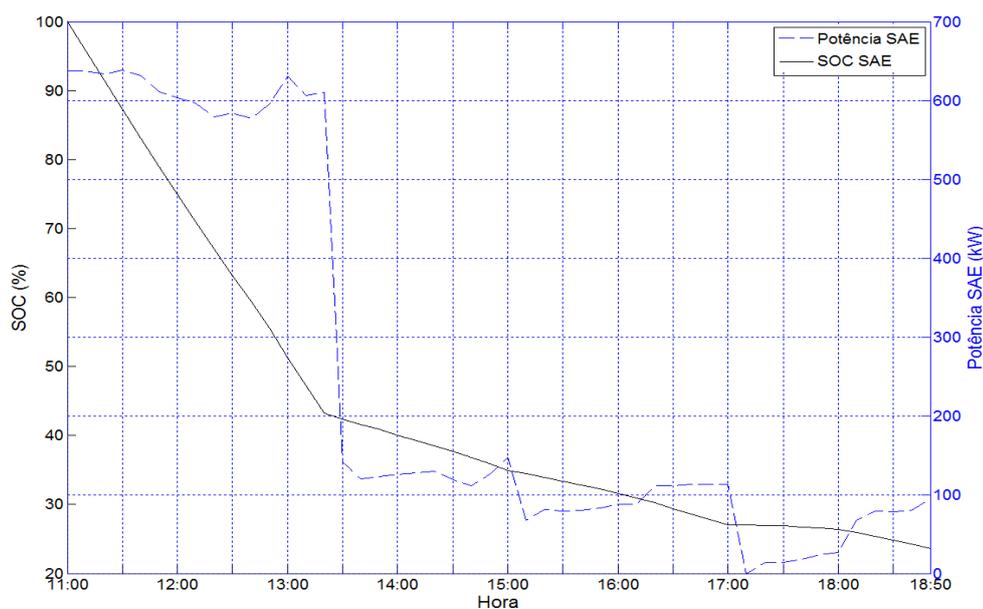


Figura 4.11 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC_{EQ} para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento *fuzzy* em situação de alta disponibilidade de renováveis

O despacho obrigatório das fontes fósseis nesse caso modificou a operação da microrrede. Com a obrigação do despacho, obviamente os custos aumentaram tanto em relação à geração de energia elétrica quanto em relação às emissões de CO₂. Por outro lado, existem benefícios ao diminuir a pressão sobre as unidades de armazenamento, diminuindo a potência despachada pelas mesmas e possibilitando o aumento da autonomia da microrrede. O despacho obrigatório das unidades alimentadas por fontes fósseis pode ser visto às 13:20, com o aumento da geração devido à entrada da unidade a gás.

Quanto ao despacho das unidades de armazenamento, a mudança de modo de operação também fica clara ao observar Figura 4.11. Se caso houvesse algum momento em que as outras fontes fossem capazes de suprir toda a carga sem a participação dos SAEs, seria possível ver na figura o carregamento dos mesmos com uma potência negativa.

Essa mesma situação é testada sem a aplicação do algoritmo de gerenciamento *fuzzy* proposto. Neste caso, após o ilhamento do sistema às 11:00 também não é possível restaurar a carga da Classe 3. Nesse caso os clientes da Classe 2 são supridos até 13:50 (170 minutos), quando por motivos de balanço também são desconectados. O fornecimento de energia elétrica para a Classe 1 continua até as 14:50 (230 minutos).

Como a geração de energia por fontes renováveis é a mesma nos respectivos intervalos de tempo, essa informação é omitida nesse caso por já ter sido apresentada anteriormente na Figura 4.10. A potência despachada pelos SAEs e a evolução do SOC_{EQ} para este caso são apresentadas na Figura 4.12. Nesse caso, existe uma informação adicional que é o despacho por unidades fósseis. Como não existe a obrigatoriedade de despacho dessas fontes, o resultado do problema de *unit commitment* despacha apenas as unidades mais baratas, resultando em um despacho constante durante todo o intervalo de tempo de operação da microrrede.

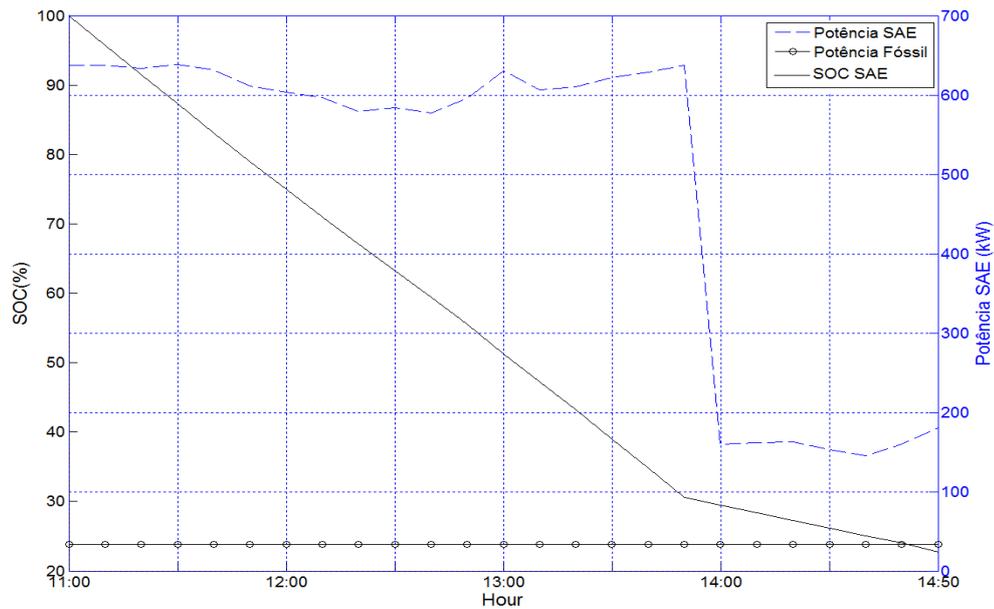


Figura 4.12 - Composição do despacho das SAEs, das fontes fósseis e evolução do SOC_{EQ} para o caso sem aplicação do sistema de gerenciamento em situação de alta disponibilidade de renováveis

Esse resultado mostra que o método de gerenciamento proposto aumentou o tempo de suprimento das cargas prioritárias em 204%, embora o atendimento à Classe 2 diminua em termos de duração. Um resumo dos resultados obtidos neste caso é apresentado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Resumo dos resultados obtidos para o Caso II no exemplo de alta disponibilidade de renováveis

SEM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO	COM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO
Classe 3: 0 (desconectado por f/P) Classe 2: 170 min (desconectado por f/P) Classe 1: 230 min	Emergência: 0 min Crítico: 140 min Sobrevivência: 330 min Total: Classe 3: 0 min (-) Classe 2: 140 min (82%) Classe 1: 470 min (204%)

A comparação entre as demandas supridas considerando a aplicação ou não da proposta de gerenciamento de energia baseada em um controle *Fuzzy* é apresentada na Figura 4.13. A diferença nos tempos de fornecimento fica ainda mais clara quando se observa a mesma.

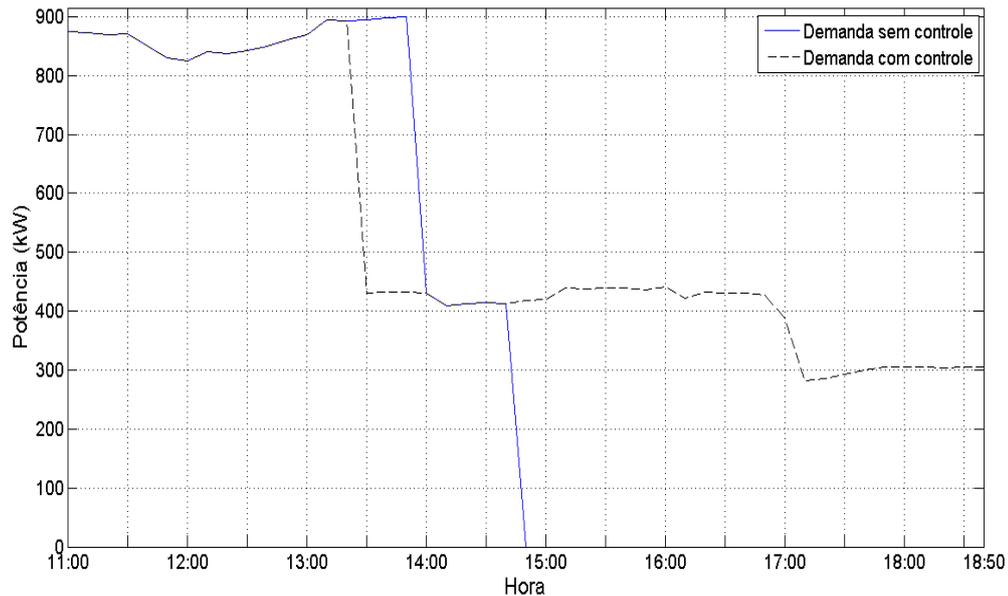


Figura 4.13 - Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 3 do Caso II.

4.2.2. Exemplo 2: Baixa disponibilidade de renováveis

O próximo exemplo repete o caso anterior considerando um dia em que a disponibilidade de recursos renováveis é baixa. Ou seja, pouca irradiação solar e baixa velocidade de vento. Esse caso é importante também por se tratar de uma situação comum quando se trata de geração por fontes renováveis.

Para este caso, após a ocorrência do blecaute às 11:00, a geração de energia disponível não é suficiente para reconectar as Classes 3 e 2 ao sistema. Nesse caso, embora o sistema de gerenciamento tenha proposto o modo Crítico, o estado teve de ser atualizado para o modo Sobrevivência por falta de geração de energia. No entanto, a situação muda às 11:10 e a microrrede é capaz de operar em modo Crítico, passando a fornecer eletricidade também aos clientes da Classe 2. Essa situação se estende até as 13:00.

Nesse momento, o modo de operação da microrrede é modificado para Sobrevivência, passando a atender somente os clientes prioritários. O fornecimento de eletricidade se estende até às 14:40, quando a energia disponível nas unidades de armazenamento é exaurida, não sendo mais possível manter o sistema funcionando. O quadro que se observa é que nesse caso, foi possível manter o fornecimento para a Classe 2 durante 110 minutos e para a Classe 1 durante 220 minutos.

A composição do despacho das diferentes fontes durante o tempo de operação resiliente da microrrede pode ser observado na Figura 4.14. Já o despacho da potência dos SAEs e a evolução do SOC_{EQ} são mostrados na Figura 4.15. As variações de potência no despacho das unidades de armazenamento são mais claros no momento da mudança do modo de operação, já que a carga de uma classe inteira é desconectada/conectada.

Para estabelecer um quadro comparativo, o mesmo cenário de operação em situação de baixa disponibilidade de fontes renováveis é executado considerando um sistema de gerenciamento sem a funcionalidade proposta. Para esse caso, também é observada a incapacidade de restaurar toda a carga do sistema durante o processo de recomposição. A Classe 2 pode ser suprida durante 100 minutos, enquanto a Classe 1 pode ser suprida durante 200 minutos.

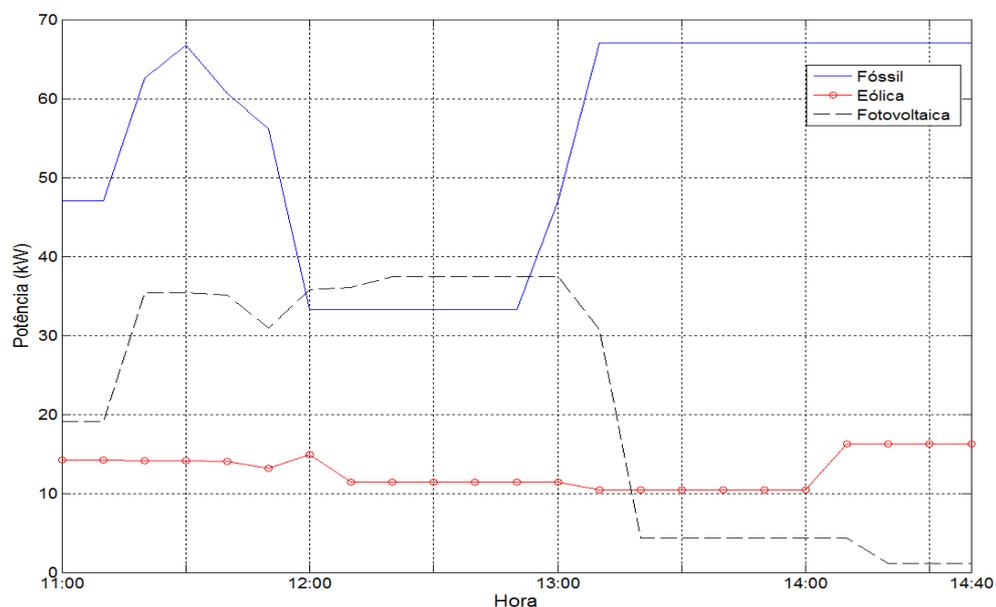


Figura 4.14 - Composição do despacho das fontes diesel, eólica e fotovoltaica para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento *fuzzy* em situação de baixa disponibilidade de renováveis.

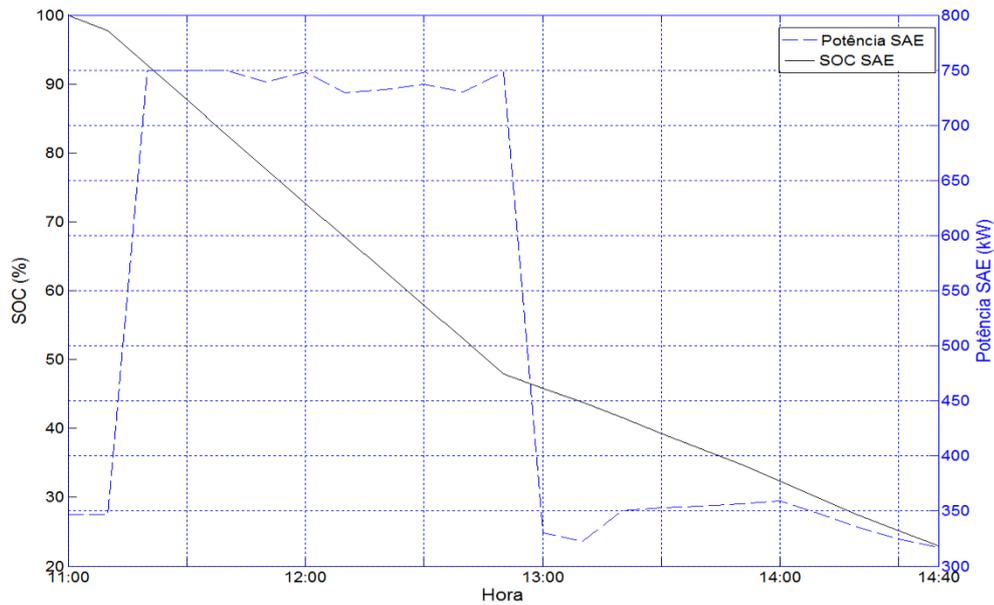


Figura 4.15 - Composição do despacho das SAEs e evolução do SOC_{EQ} para o caso com aplicação do sistema de gerenciamento *fuzzy* em situação de baixa disponibilidade de renováveis

A Figura 4.16 mostra o despacho dos SAEs, a evolução do SOC_{EQ} das unidades de armazenamento e também o despacho das fontes fósseis. O despacho das fontes renováveis é o mesmo para cada intervalo de tempo considerado, pois os mesmos dados de fontes primárias foram considerados nas duas simulações. Portanto, a composição do despacho das unidades baseadas em fontes renováveis para este caso é o mesmo da Figura 4.14. É importante notar a diferença no despacho das fontes fósseis em cada situação, causado pela obrigação de despachar as fontes fósseis quando a microrrede opera em modo Sobrevivência.

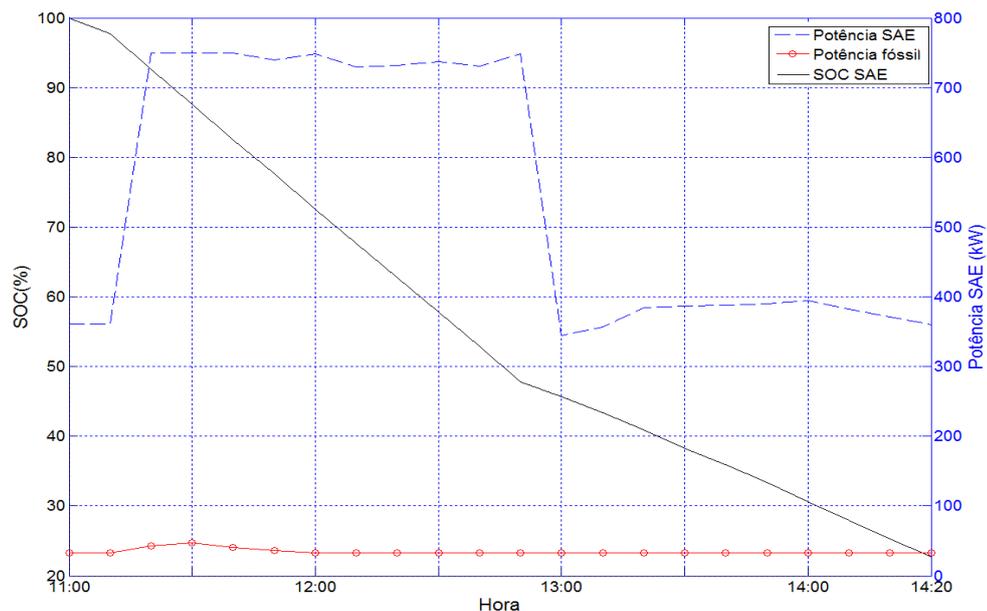
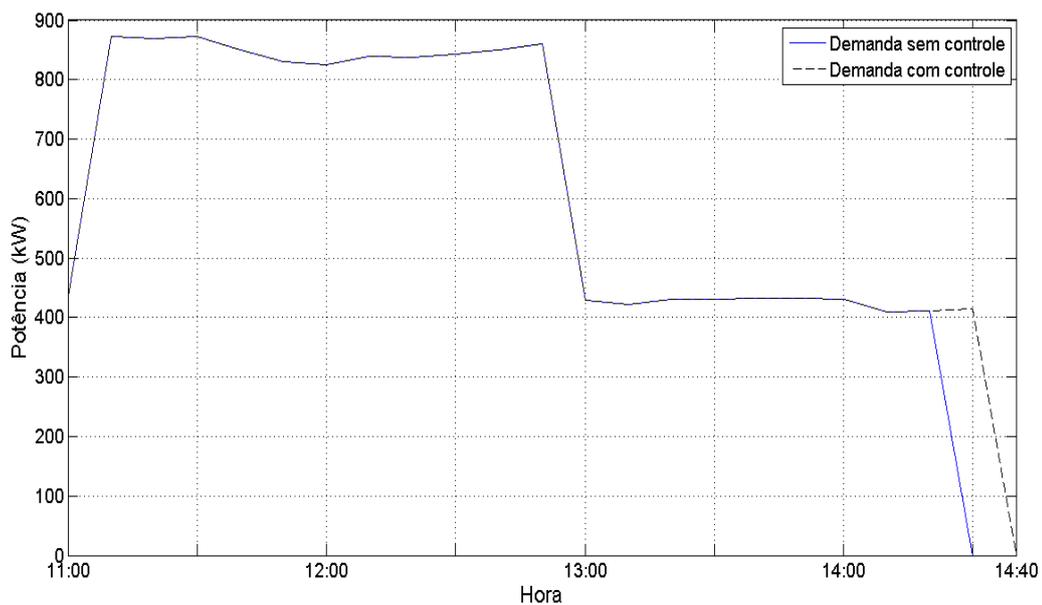


Figura 4.16 - Composição do despacho das SAEs, das fontes fósseis e evolução do SOC_{EQ} para o caso sem aplicação do sistema de gerenciamento em situação de baixa disponibilidade de renováveis

Tabela 4.10 - **Resumo dos resultados obtidos para o Caso II no exemplo de baixa disponibilidade de renováveis**

SEM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO	COM APLICAÇÃO DO CONTROLE PROPOSTO
Classe 3: 0 (desconectado por f/P)	Emergência: 0 min
Classe 2: 100 min (desconectado por f/P)	Crítico: 110 min
Classe 1: 200 min	Sobrevivência: 110 min
	Total:
	Classe 3: 0 min (-)
	Classe 2: 110 min (110%)
	Classe 1: 220 min (110%)

A comparação entre as cargas atendidas nos dois casos é mais evidente ao se observar a Figura 4.17. É possível ver nesse caso a influência na decisão de despachar obrigatoriamente as fontes fósseis em caso de operação em modo Sobrevivência. A demanda é igual durante todo o intervalo de tempo, mas essa configuração do modo Sobrevivência permite um acréscimo no tempo de fornecimento.

Figura 4.17 - **Comparação da demanda horária do caso com aplicação do controle e do caso sem aplicação do controle para o exemplo 4 do Caso II.**

4.3. Caso III: Reconfiguração de microrredes e sistemas de distribuição

Algumas simulações foram realizadas para investigar o desempenho do algoritmo de reconfiguração baseado em uma ferramenta híbrida que aplica SIA e Algoritmo de Prim proposto neste trabalho. Os testes foram realizados nos sistemas IEEE 123 nós [69], Civanlar

[75] e Baran [76]. Estes dois últimos sistemas são aplicados na literatura para testar algoritmos de reconfiguração de sistemas de distribuição.

4.3.1. Exemplo 1: Sistema IEEE 123 nós

A metodologia de reconfiguração proposta é aplicada ao sistema IEEE 123 nós de acordo com a abordagem descrita adiante. Embora seja um sistema simples, este é um bom exemplo inicial para descrever e observar o desempenho da metodologia pela primeira vez.

Em primeiro lugar é necessário aplicar a hipótese considerada e dividir o sistema em áreas limitadas por chaves seccionadoras/disjuntores. A topologia original do sistema IEEE 123 nós e o respectivo grafo que representa a rede são mostrados abaixo na Figura 4.18. De acordo com a figura, pode-se dividir o sistema em sete áreas diferentes. As linhas contínuas representam chaves fechadas, enquanto as linhas tracejadas representam chaves abertas. Embora existam sete áreas diferentes é possível observar que existem poucas opções de reconfiguração deste sistema e apenas um nó fonte, representado pelo nó 1.

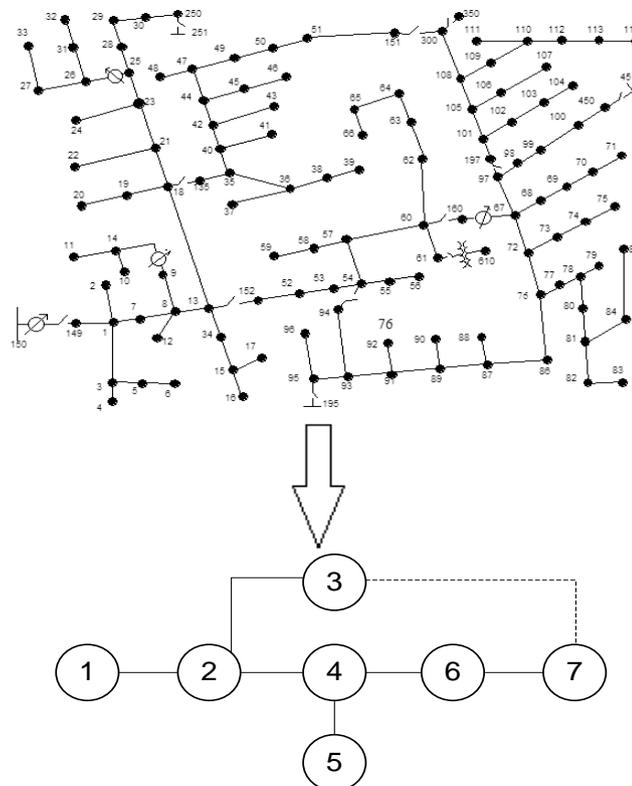


Figura 4.18 - Sistema IEEE 123 nós original e seu respectivo grafo

Para este primeiro caso considera-se uma população inicial de dez anticorpos. Durante o processo evolutivo, considera-se que cada um destes indivíduos dá origem a dez clones em cada geração durante um número máximo de cinco gerações. Se não houver nenhum indivíduo mais apto em três gerações consecutivas, o processo de busca é interrompido e o anticorpo com menor perda de carga é escolhido como a solução. Quando se fala em indivíduo mais apto, tem-se em mente uma solução melhor do que a original.

Alguns casos são mostrados na Tabela 4.11 considerando que a falta tenha acontecido em diferentes zonas, descritas na coluna 1. A solução do respectivo anticorpo é mostrada na coluna 2 e a melhor solução encontrada é mostrada em forma de grafo na coluna 3.

Tabela 4.11 - Anticorpos para o sistema IEEE 123 nós

Área fora de serviço	Perda de carga (%)	Melhor anticorpo (melhor solução)
2	98,85	
4	47,42	
6	31,66	

Conforme visto nas soluções encontradas acima, a ausência de mais opções de reconfiguração pode causar uma perda de carga muito grande. Como exemplo disso cita-se o caso em que a falta acontece na zona 2 e aproximadamente 99% da carga de todo o sistema deixa de ser atendida.

4.3.2. Exemplo 2: Sistema Civanlar

O sistema Civanlar é mostrado abaixo na Figura 4.19. Possui três alimentadores conectados à mesma subestação e linhas de interconexão entre os mesmos. Se a metodologia proposta fosse aplicada diretamente, este sistema possuiria apenas três zonas diferentes. Portanto, com o objetivo de obter um sistema de maior porte para os testes considera-se que cada um dos ramos do sistema seja uma chave seccionadora e cada um dos nós seja uma zona diferente. Esta hipótese permite a existência de 16 zonas diferentes representadas pelos círculos enumerados de 1 a 16. Novamente as chaves fechadas são representadas por linhas contínuas e chaves abertas são representadas por linhas tracejadas. Para este caso considera-se que as cargas prioritárias estão ligadas nas zonas 4, 12 e 16.

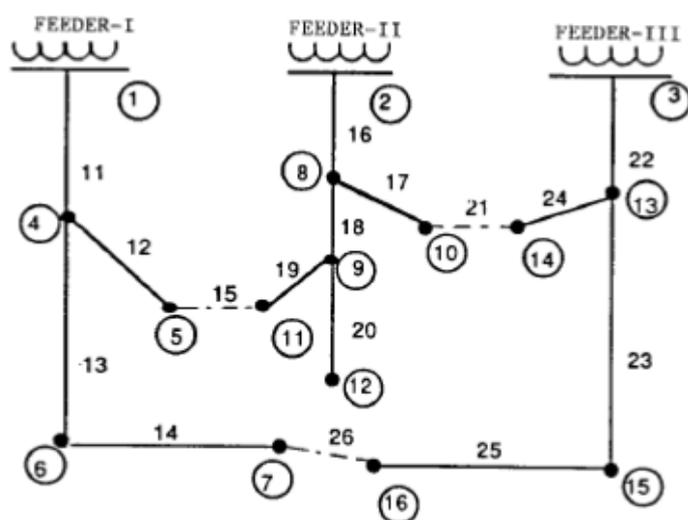


Figura 4.19 - Sistema Civanlar original.

A metodologia de reconfiguração proposta é aplicada ao sistema Civanlar e algumas soluções obtidas são mostradas na Tabela 4.12 - **Anticorpos para o sistema Civanlar** Tabela 4.12. A coluna 1 mostra onde a falta ocorre, a coluna 2 mostra a perda de carga resultante do melhor anticorpo encontrado durante o processo evolutivo.

Tabela 4.12 - Anticorpos para o sistema Civanlar

Área fora de serviço	Perda de carga (%)
6	6,96
9	17,42
13	15,68
15	3,48

Para esta simulação se considera uma população inicial de 10 anticorpos, os quais produzem 10 clones a cada geração. Os critérios de convergência usados são a observação da melhora na solução durante três gerações consecutivas ou um número máximo de 10 gerações.

Para o sistema Civanlar, considerando que a topologia inicial está representada na Figura 4.19, a metodologia proposta encontra uma nova topologia capaz de isolar a falta e manter o fornecimento de eletricidade para as demais áreas do sistema. Como esperado, esta é a solução ótima para os casos estudados.

A Figura 4.20 apresenta o anticorpo para o problema da terceira linha da Tabela 4.12, que representa o caso em que a falta acontece na zona 13. A restrição de radialidade do sistema é mantida para todos os anticorpos propostos como solução. Neste caso, nenhuma das cargas prioritárias foi desconectada devido à falta.

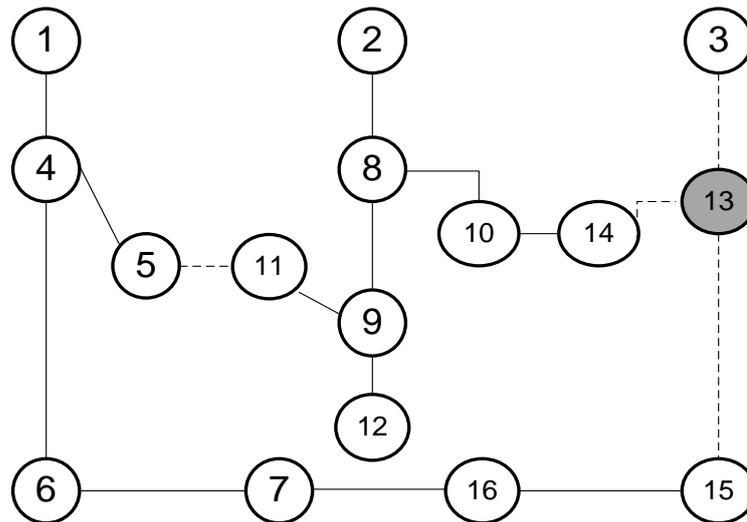


Figura 4.20 - Melhor anticorpo para o caso em que a falta acontece na zona 13.

4.3.3. Exemplo 3: Sistema Baran

Considerando as mesmas hipóteses realizadas anteriormente para o sistema Civanlar, o sistema Baran possui 33 zonas diferentes e sua configuração original é mostrada na Figura 4.21. Para este caso as cargas prioritárias se localizam nas zonas 15, 21, 28 e 31. Linhas contínuas representam chaves fechadas enquanto linhas tracejadas representam chaves abertas.

Alguns resultados obtidos após simulações considerando diferentes áreas sob contingência, escolhidas arbitrariamente, são mostrados abaixo na Tabela 4.13. A coluna 1 mostra onde

ocorreu a contingência em cada caso. A coluna 2 mostra a perda de carga resultante da melhor solução encontrada em cada um dos casos investigados.

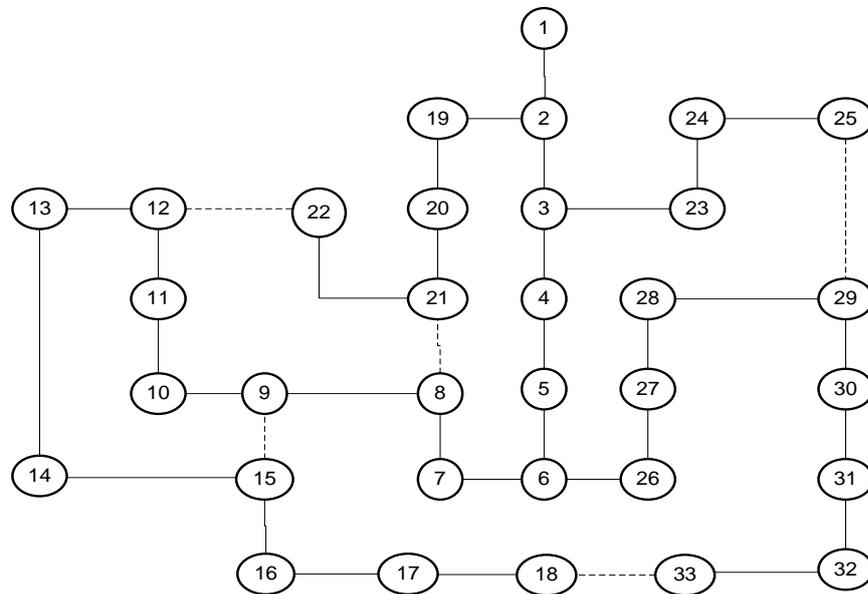


Figura 4.21 - Configuração original do sistema Baran.

Tabela 4.13 - Anticorpos para o sistema Baran

Área fora de serviço	Perda de carga (%)
5	1,61
10	1,61
18	2,43
30	5,41

Para este exemplo se considera que a população inicial possui 20 indivíduos e que cada indivíduo desses gera vinte clones a cada geração. Como critério de convergência se observa a ausência de melhora da solução durante cinco gerações seguidas ou durante um máximo de 15 gerações.

Da mesma forma que nos casos anteriores, a metodologia de reconfiguração proposta encontra uma topologia nova que é capaz de isolar a zona onde aconteceu a falta e minimizar a perda de carga dos demais clientes. Novamente nenhum cliente com alta prioridade ficou sem fornecimento de energia elétrica, a qual se restringiu somente à área atingida pela falta. Os únicos casos em que os clientes prioritários ficaram sem fornecimento de energia elétrica

foram aqueles em que a falta acontece na zona em que estão localizados. Como este é o resultado ótimo, pode-se concluir que a metodologia proposta é satisfatória.

Em nenhum dos casos estudados observou-se corte de carga devido a condições de sobrecarga nos condutores das linhas. A existência de diversos possíveis caminhos para reconfigurar o sistema também ajuda a obter bons resultados, já que existem diferentes opções de reconfiguração. Em relação ao balanço do sistema, como toda a potência flui da subestação não houve nenhum problema. Além disso, não se considera a perda do nó fonte em nenhum caso.

A aplicação do algoritmo de Prim na construção de árvores geradoras mínimas melhora o desempenho e a robustez da metodologia proposta, além de proporcionar a criação de topologias radiais em todos os casos. Por isso, a aplicação deste método em sistemas de grande porte também tem bom desempenho.

A opção de ilhamento da microrrede ou de parte do sistema de distribuição deve ser previamente planejada. Geração suficiente deve estar disponível, assim como opções de armazenamento de energia elétrica, para garantir o fornecimento de energia nessas condições.

4.4. Comentários adicionais

Observando os exemplos investigados anteriormente é possível destacar o papel das unidades de armazenamento na operação resiliente da microrrede. A capacidade de armazenamento dessas unidades e a tecnologia empregada influem diretamente na autonomia energética da microrrede. O primeiro ponto é importante porque conforme visto, SAEs com maior capacidade de armazenamento garantem mais autonomia à microrrede e o planejamento do local e da capacidade nominal dessas unidades se torna primordial.

A tecnologia do SAE também tem influencia nos resultados, pois conforme visto cada tecnologia possui uma capacidade de descarga diferente, resultando em maior ou menor disponibilidade de energia. No entanto, isso vem com um custo maior na aquisição do equipamento e também no custo unitário da energia elétrica entregue por essa fonte.

A relação ótima entre o custo da energia entregue pelo SAE e sua capacidade nominal deve ser cuidadosamente investigada, pois os custos de aquisição e manutenção de um sistema de armazenamento são altos. A existência de dados prévios sobre índices de indisponibilidade de

fornecimento de energia elétrica dão suporte ao planejamento da autonomia do SAE e influencia diretamente no custo final do mesmo.

Os sistemas de armazenamento influenciam diretamente também no balanço de potência da microrrede, dada a intermitência da geração baseada em fontes renováveis e como alternativa à geração por meio de fontes fósseis. Essa variável é influenciada pela potência do conversor eletrônico que faz a interface entre o sistema e a microrrede.

A abordagem de gerenciamento proposta pode ser adaptada para diferentes situações para quaisquer sistemas. Por meio da redefinição das funções de pertinência, escolha por despacho precoce das unidades fósseis em casos de emergência e proposição de mais classes de consumidores é possível desenvolver abordagens mais conservadoras ou agressivas de gerenciamento da microrrede.

Os dados das fontes renováveis usados nos casos investigados e apresentados apresenta um comportamento uniforme durante uma hora. Esse comportamento se deve ao fato de que os dados usados nos casos representam a potência média gerada pelas respectivas fontes durante o período de uma hora. Em uma aplicação aplicando dados reais esse comportamento das fontes renováveis não se repete, pois as mesmas apresentam variações.

No entanto, esse aspecto não invalida e nem diminui a importância do estudo realizado, pois as análises podem ser repetidas facilmente usando dados reais que variem com o tempo. Ou seja, a aplicação de dados reais e variantes no tempo não modifica nenhum ponto do algoritmo, confirmando a generalidade da proposta.

A inclusão de novas fontes ao problema é direta, devendo apenas fornecer ao algoritmo informações sobre: potência nominal; custo unitários de potência; capacidade nominal de armazenamento de energia no caso de SAEs; níveis mínimos de carga em caso de SAEs; dados sobre fontes primárias renováveis, quando for o caso. Um exemplo disso é a inclusão de veículos elétricos ao problema, já que estes podem ser usados como fontes de energia em momentos de emergência.

Para esse fim, deve-se primeiro considerar a energia agregada de um grupo de veículos elétricos, já que a energia disponível e a potência de cada unidade são irrisórias diante do sistema. Por isso, a existência de Agregadores é uma opção admitida na literatura e já aplicada em diversos lugares do mundo. O Agregador é uma entidade que mantém sob contrato um grupo de veículos elétricos e é responsável pelo gerenciamento da compra e venda de energia elétrica para essas unidades, além de outras obrigações contratuais.

Em vez de interagir com milhares de unidades diferentes, o sistema de gerenciamento da microrrede pode interagir diretamente com o Agregador, o qual deve informar o montante de energia agregada que o mesmo possui, o custo unitário da energia e a capacidade de despacho nos pontos de conexão com a microrrede. Já do outro lado, cada veículo deve informar ao Agregador o SOC atual, o SOC mínimo, e sua disponibilidade em ceder energia elétrica para a microrrede.

A presença de medidores inteligentes e redes de comunicação entre o sistema de gerenciamento da microrrede e os diferentes clientes possibilita o refinamento da proposta de gerenciamento da demanda, incluindo opções menos drásticas do que o corte da carga de uma classe inteira de clientes.

Por exemplo, sinais de aumento de preço da energia podem ser enviados aos medidores, que de acordo com suas configurações definem se o cliente é desconectado ou continua sendo suprido, se a configuração de tarifa permitir a compra de energia a esse custo. Outra possibilidade é a inclusão da elasticidade de demanda do consumidor em seu próprio medidor, assim o medidor faz cortes seletivos nas cargas que o consumidor elege como essenciais ou não.

O processo de reconfiguração da microrrede tem como objetivo manter o suprimento dos clientes prioritários, transferindo carga para alimentadores ou mesmo microrredes vizinhas. Esse processo deve ser conduzido cuidadosamente já que nessa situação a inércia é menor do que se o sistema estivesse conectado à rede principal. Simulações dinâmicas devem ser conduzidas para verificar as condições após o chaveamento e para dar suporte às ações de reconfiguração.

De acordo com o que foi descrito anteriormente na seção 3.1, o foco deste trabalho se limita ao planejamento da operação em regime permanente da microrrede. Por este motivo, considera-se que todas as ações de reconfiguração e corte de carga propostas pelo controlador são possíveis do ponto de vista dinâmico, ou seja, as oscilações produzidas por essas ações não causam instabilidade na microrrede. Novamente se reafirma que esta hipótese não invalida os resultados obtidos.

Conforme observado em ambos os casos, o bloco predictor também não é acoplado ao controlador e suas previsões são realizadas de modo *off-line*. Como ambos os predictores nos dois casos foram aplicados de forma não integrada ao controlador, fica difícil mensurar se

houve algum efeito causado devido à qualidade das previsões dadas por cada um dos previsores.

A metodologia empregada neste trabalho é bastante promissora, conforme evidenciado através dos resultados mostrados anteriormente. Outros resultados obtidos usando ferramentas aplicadas durante a elaboração deste trabalho são descritos a seguir.

O algoritmo de reconfiguração de sistemas de distribuição, baseado em Sistemas Imunológicos Artificiais, descrito anteriormente foi aplicado com sucesso em alguns trabalhos desenvolvidos durante o curso. Essas publicações foram as seguintes:

- **OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ALMEIDA, A. B.; LOPES, B. I. L.** *An Artificial Immune Approach for Service Restoration in Smart Distribution Systems*. In: **2015 IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, Montevideo, Uruguai.**[77]

Este trabalho apresenta a metodologia de reconfiguração baseada em um algoritmo híbrido que usa o SIA e teoria dos grafos para aplicações em sistemas de distribuição em situação de contingência. Considerando uma rede elétrica inteligente, onde as informações necessárias para o controle estão disponíveis e existem meios possíveis para a tomada de ações, é possível detectar e isolar o defeito na rede por meio da detecção da falta e operação remota de chaves seccionadoras.

A função objetivo neste problema é minimizar a perda de carga, considerando a presença de clientes prioritários conectados ao sistema. O algoritmo se baseia na capacidade do algoritmo de Prim de gerar configurações radiais a serem aplicadas no sistema de distribuição. Esta capacidade, aliada à robustez do algoritmo evolutivo SIA na resolução de problemas de natureza combinatorial garante a minimização da perda de carga devido a faltas.

A criação de topologias radiais e a existência de zonas defeituosas no sistema demandaram a modificação do algoritmo de forma a ser possível que o mesmo reconhecesse a existência de faltas. Foram realizados testes em três sistemas acadêmicos para comprovar a eficiência do algoritmo proposto.

- **ALONSO, F. R., OLIVEIRA, D. Q., DE SOUZA, A. C. Z.; LOPES, B. I. L.** *Distribution system reconfiguration using artificial immune systems*. In: **2014 North American Power Symposium, pp. 1-6, 2014.**[66]

Este trabalho apresenta a aplicação do algoritmo híbrido de reconfiguração de sistemas de distribuição aplicado a sistemas em funcionamento normal. Neste caso, a função objetivo considerada é a minimização das perdas elétricas. Os testes foram realizados em sistemas acadêmicos e em um sistema real da concessionária paraguaia ANDE. Os resultados obtidos durante os testes demonstram a viabilidade da aplicação do algoritmo em termos de qualidade da solução, esforço computacional e velocidade de processamento, que é sempre um ponto fraco dos algoritmos evolutivos.

- **ALONSO, F. R.; OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. (2015).** *Artificial Immune Systems Optimization Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration.* **IEEE Transactions on Power Systems, V. 30, No.2, pp. 840-847.**[95]

Este trabalho apresenta a aplicação do algoritmo híbrido de reconfiguração de sistemas de distribuição aplicado a sistemas em funcionamento normal. Neste caso, é desenvolvida uma abordagem multiobjetivo que busca minimizar as perdas elétricas e maximizar os índices de continuidade do sistema de distribuição. Os testes foram realizados em sistemas acadêmicos e em um sistema real da concessionária paraguaia ANDE.

Os resultados obtidos comprovam a robustez e a flexibilidade da metodologia proposta, visto que a mesma apresentou bons resultados para sistemas com diferentes tamanhos. Neste caso também se considera a disponibilidade de dados para tomada de decisão e a capacidade de operação remota das chaves seccionadoras.

Conforme é possível observar até o momento, o algoritmo evolutivo SIA é um método de otimização robusto e flexível. Devido ao fato de o mesmo ter sido aplicado durante o desenvolvimento do trabalho, outras contribuições realizadas que aplicam esse algoritmo de otimização a problemas de controle de tensão em sistemas de distribuição, e de controle em geradores síncronos em sistemas de geração, são descritos a seguir.

- **DELBONI, L. F.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; OLIVEIRA, D. Q. (2015).** *Negative Selection of Artificial Immune Applied to Voltage Inadequacy Detection in Distribution Networks.* **Int. Journal of Emerging Electric Power Systems, V. 16, No. 2, pp. 141-151.** [97]

Este trabalho aplica o algoritmo evolutivo SIA para solução de problemas de tensão em sistemas de distribuição. Diferentemente do método usado neste trabalho, que é a seleção

clonal, aqui se aplica o método da seleção negativa. No método da seleção negativa as soluções inviáveis formam um grupo de interesse e também são mantidas como informação durante a execução do algoritmo.

A solução procurada neste caso, chamada de anticorpo, é a posição dos tapas dos diferentes equipamentos de regulação de tensão existentes em um sistema de distribuição. O caso estudado envolve o sistema acadêmico IEEE 34 nós e dados reais de carga adaptados ao sistema.

- **DENISSON OLIVEIRA; D. MARUJO; M. V. SANTOS; L. F. N. DELBONI; C. A. GUERRERO; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; M. F. BRAGA JUNIOR; ISAIAS LIMA, J. M. CARVALHO FILHO, L. A. FELBER.** *Controle Otimizado de tensão em sistemas de distribuição usando sistemas imunológicos artificiais.* Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática, pp. 3289-3296, 2014.[79]

Este trabalho apresenta uma metodologia de controle de tensão em sistemas de distribuição usando SIA. A função objetivo neste caso é a minimização dos custos de chaveamento dos equipamentos de regulação de tensão em sistemas de distribuição. Ao se minimizar o custo de chaveamento, consequentemente se minimiza o número de chaveamentos. Os limites de tensão impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) são considerados.

Durante o desenvolvimento do algoritmo algumas premissas foram consideradas com o objetivo de acelerar o processo evolutivo, diminuindo o espaço de busca do algoritmo. Os testes foram realizados no sistema acadêmico IEEE 34 nós e os resultados obtidos foram bons, minimizando os custos de chaveamento e mantendo a tensão dentro dos limites estabelecidos pela norma.

- **OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N.; SANTOS, M. V.; MARUJO, D.; CARVALHO FILHO, J. M.; BONATTO, B. D.; GUERRERO, C. A. V.** *Optimal Voltage Control on Power Distribution Systems using Artificial Immune Systems.* Proc. of 2nd CIGRÉ Regional South-East Europeans Conference, pp. 1-9, 2014.[78]

Este trabalho descreve novamente a metodologia de controle de tensão em sistemas de distribuição usando SIA apresentada anteriormente. Dessa vez, no entanto, os testes são realizados utilizando um alimentador real de um sistema de distribuição. Os dados de carga usados nos testes também são reais. Os resultados novamente comprovam a eficácia da metodologia proposta, onde as tensões ficam dentro dos limites impostos pela norma e a

quantidade de chaveamentos é minimizada quando comparada ao método aplicado atualmente no controle de tensão do alimentador real.

- OLIVEIRA, D. Q.; MARUJO, D.; SANTOS, M. V.; BONATTO, B. D.; ARANGO, H.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N.; CARVALHO FILHO, J. M.; SILVEIRA, P. M.; FELBER, L. A.; BRAGA JR, M. F. *Multiobjective Voltage Control in Smart Distribution Power Systems*. In: *2015 Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, pp. 1-6, Montevideo, Uruguai [80]

Este trabalho apresenta uma metodologia de controle de tensão multiobjetivo em sistemas de distribuição. A função objetivo proposta busca minimizar os custos de regulação de tensão, os quais incluem os custos de chaveamento, os custos de perdas elétricas e os custos com multas por violação de tensão em regime permanente.

A metodologia proposta é aplicada em um sistema acadêmico, o IEEE 34 nós, e em um alimentador real, usando dados reais de carga obtidos na concessionária. Os resultados obtidos demonstram a eficácia do método proposto, resultando em minimização dos custos de regulação de tensão.

Outra variável observada se chama bem estar socioeconômico. Essa variável busca traduzir de forma quantitativa o bem estar da sociedade advindo do uso da energia elétrica. Para este caso, considera-se que em um mercado regulado, existe equilíbrio entre a produção, representada pela concessionária, e o consumo, representado pelos consumidores.

A análise dessa variável demonstra que para o caso acadêmico não existe variação no bem estar socioeconômico após a aplicação da metodologia. Já para o caso real, acontece uma diminuição do bem estar como consequência da queda de arrecadação da concessionária. Investigações posteriores devem buscar o refinamento da medida do bem estar usando as variáveis apresentadas acima, além da receita que é incluída no problema.

- MARUJO, D.; OLIVEIRA, D. Q.; LOPES, B. I. L.; Zamboni de Souza, A. C. *Bloqueio da Tensão de Campo em Máquinas Síncronas usando Sistemas Imunológicos Artificiais*. In: *X Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution & XV Congresso Chileno de Ingeniería Eléctrica, 2013, Viña del Mar, Chile. Proc. of X CLAGTEE. Guaratinguetá, 2013. v. 1. p. ID123. [81]*

O problema do bloqueio da tensão de campo em máquinas síncronas já foi descrito anteriormente na área de geração do setor elétrico, onde já houve diversas ocorrências no

Sistema Integrado Nacional (SIN). Refere-se ao bloqueio da tensão de campo na máquina síncrona devido ao efeito oposto da ação de controle, ou seja, uma ação de controle tomada causa um efeito oposto ao desejado. Esse problema está ligado à estabilidade de tensão no sistema elétrico.

Neste trabalho se aplicou o algoritmo evolutivo SIA para determinar o melhor momento de efetuar o bloqueio de tensão de campo em uma máquina síncrona, de modo a maximizar a margem de carga no sistema de potência e evitar o colapso de tensão. Além disso, após o bloqueio, aplica-se também o SIA para determinar uma nova referência de tensão para o regulador de tensão da máquina síncrona, visando a maximização da margem de carga do sistema.

Os resultados obtidos nos testes da metodologia em um sistema acadêmico e em um sistema equivalente Sul-Sudeste do SIN foram positivos, atingindo o objetivo esperado de evitar o colapso de tensão do sistema e, além disso, maximizar a margem de carga do mesmo.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSÕES

O desenvolvimento dos sistemas elétricos inteligentes ainda tem muitos desafios pela frente. Projetar novos equipamentos, desenvolver processos, criar novas tecnologias, propor novas abordagens, treinar o corpo técnico e implantar a legislação adequada são tarefas que demandam tempo e investimentos. E obviamente o desenvolvimento das *smart grids* não pressupõe a completa criação de um novo sistema, e sim o aperfeiçoamento da infraestrutura existente com a inclusão das funcionalidades inteligentes.

Por esse motivo o desenvolvimento e a integração de diferentes microrredes é um caminho palpável para atingir esse objetivo. Como são pequenos sistemas de distribuição com funcionalidades inteligentes e com geração distribuída integrada e modular, a tarefa de tornar o sistema elétrico mais inteligente se torna mais simples diante da possibilidade de juntar essas peças diferentes.

Mais ainda, criadas tendo em vista a possibilidade de operação desconectada do sistema principal, as microrredes mantêm a capacidade operativa mesmo depois de contingências no sistema de transmissão que possam causar horas de interrupção do fornecimento de energia elétrica. Basta para isso se desconectar do sistema e usar as fontes de energia existentes para manter o fornecimento de energia elétrica para seus consumidores.

Embora o termo resiliência seja empregado para indicar a capacidade de manter o funcionamento de um sistema mesmo após a ocorrência de eventos raros, extremos, e não planejados, como desastres naturais, esse termo pode ser estendido para ser aplicado nesse caso. Isso porque mesmo não havendo um evento desastroso que destrua parte da infraestrutura, ainda assim a microrrede deve operar autonomamente em um ambiente com

recursos escassos e que devem ser gerenciados da melhor maneira possível para garantir a sobrevivência.

Assim, a principal motivação para o desenvolvimento dessa proposta é planejar a operação de uma microrrede considerando a operação isolada do sistema elétrico principal e a necessidade de manter o fornecimento de energia elétrica para os consumidores prioritários. Considerando a escassez de recursos energéticos que devem ser gerenciados de forma ótima e a incerteza da disponibilidade do sistema principal, o fornecimento de energia elétrica para esses consumidores prioritários deve durar o maior tempo possível.

Em um ambiente urbano, seriam considerados prioritários serviços de saúde, como hospitais e hemocentros; a infraestrutura de transporte público, como subestações que atendem a malha ferroviária e metroviária; centros de controle aéreo e marítimo, além da iluminação pública e serviços públicos de segurança.

Com esse objetivo, foi proposta uma metodologia que se baseia na análise de variáveis importantes da microrrede para tomada de decisão e otimização da operação. Essas variáveis consideradas para solução do problema foram o estado de carga dos sistemas de armazenamento de energia elétrica, montante de energia gerada por fonte renovável, a penetração da geração de energia renovável, a demanda atual da microrrede e o horário do dia.

Conhecendo essas variáveis, sendo que algumas são fornecidas por previsões realizadas por sistemas neuro-*fuzzy*, o sistema de gerenciamento toma a melhor decisão no que diz respeito à forma de operação da microrrede em um intervalo de tempo, considerando modos de operação previamente propostos e com ações de controle previamente configuradas.

Visando o aperfeiçoamento da proposta, esse método também é desenvolvido usando lógica *fuzzy* de maneira a incrementar o processo e ao mesmo tempo torná-lo mais simples e didático para o operador. Assim, usando lógica difusa o sistema de gerenciamento planeja as melhores opções de operação resiliente da microrrede.

Além disso, ao inserir o problema de *unit commitment* dentro desse sistema de gerenciamento resiliente, ainda é possível garantir a operação com mínimo custo.

Outras funcionalidades são incluídas no sistema, como a possibilidade de reconfigurar a rede de distribuição. O principal objetivo dessa tarefa é minimizar a perda de cargas prioritárias durante a operação resiliente ou ainda devido à contingências dentro da microrrede. Esse

módulo aplica os sistemas imunológicos artificiais como ferramenta de otimização para determinar a melhor solução para cada caso.

O esquema de gerenciamento proposto é bastante versátil, podendo ser adaptado para diferentes abordagens apenas modificando os limites de variáveis de entrada, definidas arbitrariamente pelo operador da microrrede. Os modos de operação também são facilmente alterados, havendo possibilidade de incluir novas ações de controle em cada um deles.

As próprias ações de controle consideradas podem ser aperfeiçoadas com o aumento da quantidade de dados e ações de controle disponíveis, incluindo aí elasticidade de demanda, preços de energia variáveis, configurações de corte de carga, obedecendo diferentes suposições além da prioridade do cliente.

A mesma versatilidade se aplica ao lado da geração, visto que qualquer nova unidade baseada em quaisquer tecnologias pode ser incluída no problema. Isso é possível porque as variáveis de interesse são: a potência nominal da unidade de geração; a capacidade de armazenamento e níveis mínimos de estado de carga, em caso de sistemas de armazenamento de energia; o custo unitário da energia elétrica; e limitações físicas de operação.

A metodologia proposta foi aplicada em diferentes casos, considerando variações na disponibilidade de fontes primárias renováveis, mostrando que em comparação a um sistema sem a funcionalidade proposta existe um ganho significativo de tempo de fornecimento para clientes prioritários.

Os resultados obtidos permitem afirmar que a metodologia de gerenciamento de energia para operação resiliente de uma microrrede ilhada atinge seu objetivo, sendo robusta, de fácil implementação e aprendizado, além de ser versátil garantindo a inclusão de novas funcionalidades e aprimoramento das existentes.

5.1. Principais contribuições

Como principais contribuições realizadas no decorrer deste trabalho é possível enumerar as seguintes:

- introduzir uma metodologia para planejar a operação de uma microrrede, tendo em vista a maximização do tempo de fornecimento de energia elétrica para os diferentes tipos de consumidores quando a microrrede opera em modo ilhado. O algoritmo

proposto aplica ações de gerenciamento de demanda, incluindo esquemas de corte de carga, controle e despacho de geração, e condições de reconfiguração;

- propor uma estratégia de fornecimento de energia elétrica com minimização de custos para clientes prioritários durante a operação ilhada de uma microrrede. O mínimo custo é garantido por meio da solução do problema de *unit commitment*, apresentando ainda métodos de taxaço das emissões de carbono;
- descrever um método prático e robusto de reconfiguração de sistemas de distribuição a ser aplicado durante a operação ilhada de uma microrrede. O objetivo é minimizar a perda de carga devido à insuficiência de geração, priorizando as cargas críticas. Além disso, o mesmo método pode ser aplicado para reconfiguração da rede devido à faltas.

Além disso, como parte da contribuição desse trabalho e de seus resultados é possível citar a publicação de diversos artigos, tais como [65]-[66], [77], [95], já descritos anteriormente, e a publicação abaixo, a ser submetida:

- OLIVEIRA, D. Q., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; SANTOS, M. V.; ALMEIDA, A. B.; LOPES, B. I. L., SAAVEDRA, O. A Fuzzy Energy Management System for Microgrid Operation in Islanded Resilient Mode. A ser submetida para IEEE Transactions on Power Systems.

5.2. Trabalhos futuros

O trabalho desenvolvido ao longo do doutorado traz muitos desdobramentos interessantes que podem ser investigados posteriormente. Alguns desses pontos são discutidos a seguir:

- *Módulo de controle de tensão*

Durante o desenvolvimento da investigação, foi considerado dentro do algoritmo de gerenciamento de energia da microrrede que, quando a solução do *unit commitment* não for viável, a ação de controle tomada seria o corte de carga e consequente atualização do modo de operação da microrrede.

No entanto, em vez de cortar a carga, poderia ser aplicado um algoritmo de controle de tensão dentro da microrrede usando os equipamentos de regulação existentes, tais como reguladores de linha e capacitores. O objetivo seria manter as tensões em níveis aceitáveis com um mínimo de operações de chaveamento, para evitar oscilações que representem perigo para a estabilidade da microrrede, e tentando minimizar as perdas na rede já que isso representa

economia de energia. Esse módulo de controle de tensão pode ser desenvolvido tomando como base o que já foi apresentado em [78]-[80].

- *Investigação sobre a aplicação de sistemas multi-agentes*

A aplicação de sistemas multiagentes é uma opção interessante para desenvolvimento das funcionalidades de controle e operação autônomas desejadas dentro do ambiente das redes elétricas inteligentes. A adequação dessa proposta apresentada para o uso de sistemas multiagentes é um possível campo de continuação dos estudos.

- *Reconexão da microrrede ao sistema principal*

A reconexão da microrrede ao sistema principal também pode ser objeto de estudos, visto que decidir o melhor momento de se reconectar ao sistema é uma decisão crítica. Os requisitos de sincronização entre os dois sistemas devem ser investigados também.

- *Requisitos de comunicação durante a operação resiliente da microrrede*

Em um sistema elétrico inteligente, os sistemas de comunicação possuem papel fundamental no tráfego de dados. No entanto, em um caso de operação resiliente como o investigado durante esse trabalho, a operação dos sistemas de comunicação também consome um montante de energia elétrica considerável. Investigar a melhor maneira de gerenciar as comunicações nesse ambiente de recursos escassos e operação resiliente também é uma possível contribuição posterior.

5.3. Outras contribuições

Durante o curso também foram desenvolvidos trabalhos em outras áreas, resultando em outras contribuições não relacionadas ao tema do trabalho, além daquelas já relacionadas na seção anterior. Essas contribuições são listadas abaixo.

5.3.1. Capítulos de livros

- **Zambroni de Souza, Antonio Carlos ; Oliveira, Denisson Queiroz ; Ribeiro, Paulo Fernando . Overview of Plug-in Electric Vehicles Technologies. In: Sumedha Rajakaruna; Farhad Shania; Arindam Ghosh. (Org.). Power Systems. 1ed.: Springer Singapore, 2015, v. , p. 1-24.**

Este capítulo de livro apresenta uma revisão bibliográfica do estado da arte da tecnologia de veículos elétricos no mundo. Descreve as mais recentes tecnologias em relação aos sistemas de armazenamento de energia, motores elétricos, conversores eletrônicos e outros componentes. Além disso, discute outros aspectos como novos paradigmas para a conexão de veículos elétricos aos sistemas de distribuição, apresentando a necessidade de uma nova abordagem para desenvolver soluções inovadoras e aproveitar o potencial dessa interação entre os veículos e o sistema de distribuição.

- **Zambroni de Souza, Antonio Carlos ; Oliveira, Denisson Queiroz . *Plug-in Electric Vehicles Management in Smart Distribution Systems*. In: Sumedha Rajakaruna; Farhad Shahnia; Arindam Ghosh. (Org.). *Power Systems*. 1ed.: Springer Singapore, 2015, v. , p. 59-77.**

Este capítulo apresenta uma metodologia de gerenciamento de recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição baseado em gerenciamento de demanda e aplicação de SIA para controle de prioridades e minimização das perdas elétricas durante o carregamento. Algumas hipóteses foram consideradas com o objetivo de tornar o caso de estudo o mais próximo possível da realidade, tais como: probabilidades de conexão de acordo com o horário, variação no percurso diário de cada veículo, obrigatoriedade de carregar todas as unidades até um mínimo de 90%.

Os resultados obtidos demonstram o que já foi exaustivamente descrito na literatura. A integração de veículos elétricos em sistemas de distribuição pode causar um congestionamento do mesmo, resultado em aumento das perdas elétricas, diminuição na vida útil de equipamentos, entre outros.

Por isso, o gerenciamento da recarga dos veículos elétricos é a opção mais apropriada para evitar problemas de congestionamento durante os horários de ponta e maximizar a eficiência do uso do sistema elétrico.

5.3.2. Periódicos

- **Rodrigo J. Albuquerque ; COELHO, A. L. M. ; D. Q. Oliveira ; LIMA, S. L. ; SANTOS, I. S. . *Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using a Modified Canonical Genetic Algorithm for Observability Analysis*. *Journal of Mechanics Engineering and Automation*, v. 4, p. 187-194, 2014.**

O uso de unidades de medição fasoriais (PMUs) é considerado como uma solução para disponibilização de dados e medições em tempo real para aplicação em sistemas elétricos inteligentes. Este artigo aborda o problema da alocação de PMUs no sistema elétrico de forma a tornar o sistema completamente observável e permitir a determinação (estimação) do estado atual do mesmo em tempo real.

A metodologia apresentada neste trabalho permite determinar a quantidade mínima de unidades de medição fasorial a serem instaladas no sistema elétrico de forma a torna-lo completamente observável. Para tanto, aplica-se algoritmos genéticos como ferramenta de otimização para determinação da quantidade de PMUs no sistema. Outras contribuições deste trabalho incluem uma metodologia de determinação da localização da PMU, de forma a diminuir o espaço de busca e melhorar o desempenho do algoritmo.

5.3.3. Conferências

- **Rodrigo J. Albuquerque; COELHO, A. L. M.; OLIVEIRA, D. Q.; LIMA, S. L.; SANTOS, I. S..** *Algoritmo Genético Canônico Modificado Aplicado na Alocação Ótima de Unidades de Medição Fasorial Sincronizada para Análise de Observabilidade.* In: XI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente & DINCON 2013, 2013, Fortaleza-Brasil. Anais do XI SBAI, 2013. v. 1. p. ID3819.

Este trabalho originou o trabalho anterior e demonstra a aplicação de uma metodologia baseada em algoritmos genéticos para determinação da quantidade mínima e da localização ótima de unidades de medição fasorial em sistemas elétricos, de forma a tornar o sistema completamente observável. A metodologia é testada nos sistemas IEEE 118, IEEE 30, IEEE 14 e *New England*.

- **SOUZA, M.F.Z. ; RORIGUES, Y.R.; Oliveira, D.Q.; SOUZA, A.C.Z. ; LOPES, B.I.L.** *Recharging process of plug in vehicles by using artificial immune system and tangent vector.* In: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), 2013, Stockholm. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). v. 1. p. 0531.

Este trabalho apresenta uma extensão da pesquisa realizada anteriormente no mestrado. A proposta consiste em aplicar o vetor tangente como técnica de sensibilidade ao problema de otimização do gerenciamento de recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição. A

aplicação do vetor tangente tem como objetivo diminuir a aleatoriedade das mutações impostas pelo algoritmo, direcionando a busca do mesmo.

Os resultados obtidos demonstram a eficiência da modificação proposta observada por meio da minimização da quantidade de gerações criadas durante a execução do algoritmo evolutivo. Em relação à minimização das perdas e gerenciamento da recarga os resultados também confirmam a aplicabilidade da proposta.

- **OLIVEIRA, D. Q.; BONATTO, B. D.; ARANGO, H.; SANTOS, M. V.; MARUJO, D.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ; FELBER, L. A.; BRAGA JR, M. F.; NASCIMENTO, J. A. O.; CARVALHO FILHO, J. M;** Análise Econômica de uma proposta de controle de tensão inteligente em sistemas de distribuição. In: XI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, pp. 1-9, Campinas, Brasil, 2015.

Este artigo apresenta a análise econômica de uma proposta de controle de tensão inteligente em sistemas primários de distribuição. A análise se concentra nos ganhos financeiros e no aumento da vida útil de equipamentos de regulação de tensão quando uma técnica inteligente de controle de tensão é aplicada no mesmo. Os resultados demonstram a viabilidade econômica da aplicação da técnica evolutiva no controle do sistema.

APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A solução do problema de fluxo de potência em sistemas elétricos é o ponto inicial para quaisquer estudos de planejamento, expansão ou operação, dado que é possível obter as condições de operação em regime permanente. As grandezas de interesse são as tensões e ângulos nas barras, fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, perdas nos condutores e transformadores, entre outras.

A disponibilidade de recursos computacionais popularizou a simulação de sistemas elétricos aplicando técnicas numéricas, como por exemplo, os métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e suas versões desacopladas.

Entretanto, tais algoritmos foram planejados considerando na sua modelagem características básicas como equilíbrio de carregamento entre as fases; presença de transposições; baixo valor da razão R/X; e grandes susceptâncias capacitivas nas linhas de transmissão. Conforme observado, tais características são intrínsecas aos sistemas de transmissão de energia elétrica.

Os sistemas de distribuição, por sua vez, se caracterizam por: possuir topologia radial ou fracamente malhada; apresentar derivações múltiplas em ramos diferentes; são sistemas desbalanceados; ausência de transposições; presença de cargas de natureza distinta; e alto valor da razão R/X.

Assim, diferentes procedimentos foram propostos para solução do fluxo de potência em redes de distribuição, os quais foram desenvolvidos tendo em vista características próprias destes sistemas.

Os primeiros métodos propostos para solução de problemas de fluxo de potência em sistemas de distribuição foram baseados em métodos de varredura de rede. Estes métodos se aproveitam da natureza radial dos sistemas de distribuição, pois nestes existe um único caminho desde a fonte até cada barra [82]-[83].

A referência [84] apresenta um algoritmo onde é possível solucionar o fluxo de potência em sistemas de distribuição fracamente malhados, monofásicos ou trifásicos, baseando-se em um método de compensação, com ênfase na modelagem de cargas distribuídas e desbalanceadas, reguladores de tensão e capacitores com chaveamento automático.

Primeiramente é aplicado o método de varredura direta-inversa, dividindo os nós do sistema em níveis hierárquicos diferentes de acordo com a ordem dos mesmos a partir do nó fonte. Após a fase de varredura direta, é necessário simular os efeitos dos laços através da injeção de correntes nas duas extremidades dos mesmos.

Estas correntes são calculadas aplicando a técnica de compensação e uma matriz de impedância, cujo elemento da diagonal principal de cada submatriz é igual ao somatório da impedância da seção, e os elementos fora da diagonal principal serão não nulos apenas quando dois laços formados compartilharem seções comuns na linha. O processo se repete até que uma tolerância seja atingida.

Posteriormente, a referência [85] estende o método proposto em [84], para solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição fracamente malhados trifásicos. Ainda investigam a instalação de geração distribuída e sua modelagem no fluxo de potência proposto, como barras de tensão controlada.

A referência [86] desenvolve um algoritmo onde se aplica uma fatoração triangular com ordenação ótima da matriz admitância Y , ou método de Gauss com matriz impedância Z implícita. Este método aproveita a esparsidade característica da matriz Y e também tem um desempenho satisfatório para aplicações em sistemas de distribuição radiais ou malhados desbalanceados, com ramos monofásicos, bifásicos e trifásicos, e geração distribuída.

O método de Gauss com matriz de impedância Z utiliza a matriz admitância Y bifatorada e injeções de corrente equivalentes para solucionar as equações de rede. A convergência do método depende em alto grau do número de barras com tensão constante, barras PV. Se a única barra com tensão especificada do sistema for a de referência, a taxa de convergência é comparável ao do método de Newton-Raphson [86].

O método de Gauss é baseado no princípio de superposição aplicado às tensões das barras do sistema, onde cada tensão é a soma de uma componente da fonte e outra da corrente de injeção. As cargas, capacitores, reatores e geração distribuída são modelados como injeções positivas e negativas de corrente.

Pelo princípio da superposição, apenas um tipo de fonte é considerado por vez ao calcular as tensões. Quando se considera o nó swing, as demais fontes de corrente são desconectadas. Esta componente representa a tensão do sistema em vazio. Depois, aterrando este nó, considera-se a contribuição das demais fontes de corrente, calculada de forma iterativa [86].

Com o objetivo de aplicar os métodos desacoplados de Newton-Raphson, a referência [87] apresenta uma formulação que diminui a relação R/X em sistemas de distribuição por meio de uma rotação geométrica nos eixos. Adicionando um ângulo tal que a razão R/X seja satisfatória, as grandezas da rede em regime permanente são calculadas. Posteriormente os eixos são colocados em suas posições originais, anulando a rotação, e os fluxos de potência e perdas são calculados na rede original.

A referência [88] estende a formulação do método de Newton-Raphson desacoplado rápido para abordar o problema do fluxo de potência trifásico em sistemas de distribuição aplicando este método.

O método empregado neste trabalho para a resolução do fluxo de potência foi proposto em [89]-[91]. Este método considera as equações de injeção de corrente em coordenadas retangulares e a matriz jacobiana possui a mesma estrutura da matriz admitância nodal.

A rede é modelada de acordo com o modelo π equivalente com parâmetros concentrados, conforme mostrado na Figura A.1, onde aparecem as impedâncias próprias e mútuas entre as fases, assim como as susceptâncias *shunt* de cada fase. Nas derivações monofásicas e bifásicas as fases ausentes são representadas por impedâncias elevadas. No caso da susceptância, o valor correspondente à fase ausente é zero.

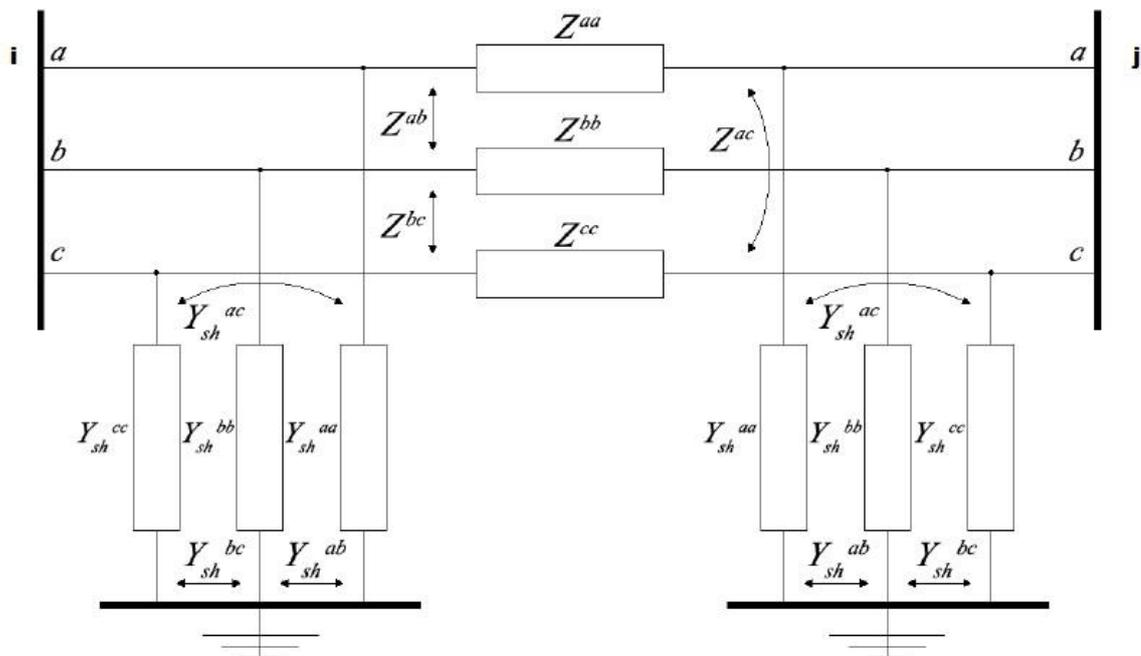


Figura A.1 - Circuito pi equivalente da rede de distribuição

$$[Z_{km}^{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{ab} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

$$[Ysh_{km}^{abc}] = j \begin{bmatrix} b_{km}^{aa} & b_{km}^{ab} & b_{km}^{ac} \\ b_{km}^{ba} & b_{km}^{bb} & b_{km}^{bc} \\ b_{km}^{ca} & b_{km}^{cb} & b_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

As cargas, por sua vez, são representadas matematicamente pelo modelo polinomial representado pelas Equações A.3 e A.4

$$Pl_k^s = P_{0k}^s + P_{1k}^s V_k^s + P_{2k}^s (V_k^s)^2 \quad (\text{A.3})$$

$$Ql_k^s = Q_{0k}^s + Q_{1k}^s V_k^s + Q_{2k}^s (V_k^s)^2 \quad (\text{A.4})$$

onde:

P_{0k}^s, Q_{0k}^s : parcela de potência constante da carga ativa e reativa, respectivamente, conectada na fase s da barra k;

P_{1k}^s, Q_{1k}^s : parcela de corrente constante da carga ativa e reativa, respectivamente, conectada na fase s da barra k;

P_{2k}^s, Q_{2k}^s : parcela de impedância constante da carga ativa e reativa, respectivamente, conectada na fase s da barra k;

V_k^s : na fase s da barra k.

Já os transformadores são representados por suas respectivas matrizes admitância equivalentes de ordem 6. A Equação A.5 mostra a construção da matriz de admitância dos transformadores trifásicos.

$$Y = \begin{bmatrix} y_p^{abc} & y_{ps}^{abc} \\ y_{sp}^{abc} & y_s^{abc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Os índices ‘p’ e ‘s’ representam os enrolamentos primário e secundário, respectivamente.

O método via injeção de corrente utiliza expressões relativas à corrente. A formulação do mesmo segue praticamente os mesmos passos da metodologia convencional do fluxo de potência. A potência complexa injetada em uma barra k pode ser dada por:

$$S_k = V_k I_k^* \quad (\text{A.6})$$

A corrente trifásica injetada na barra k da fase s pode ser escrita como:

$$I_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s - j(Q_k^{esp})^s}{Vr_k^s - jVi_k^s} \quad (A.7)$$

onde $(P_k^{esp})^s$ e $(Q_k^{esp})^s$ são as potências ativa e reativa especificadas para cada fase s da barra k dadas por:

$$(P_k^{esp})^s = P_{gk}^s - P_{lk}^s \quad (A.8)$$

$$(Q_k^{esp})^s = Q_{gk}^s - Q_{lk}^s \quad (A.9)$$

Onde:

P_{gk}^s e Q_{gk}^s são as potências ativa e reativa geradas na fase s da barra k;

P_{lk}^s e Q_{lk}^s são as potências ativa e reativa das cargas conectadas na fase s da barra k, calculadas usando (A.3) e (A.4)

Multiplicando (A.7) por $(Vr_k^s + jVi_k^s)/(Vr_k^s + jVi_k^s)$, tem-se:

$$I_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s Vr_k^s + j(P_k^{esp})^s Vi_k^s - j(Q_k^{esp})^s Vr_k^s + (Q_k^{esp})^s Vi_k^s}{(Vr_k^s)^2 + (Vi_k^s)^2} \quad (A.10)$$

O método de injeção de corrente é desenvolvido com as equações em coordenadas retangulares. Assim, é necessário separar (A.10) em parte real e parte imaginária, conforme descrito a seguir.

$$Ir_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s Vr_k^s + (Q_k^{esp})^s Vi_k^s}{(Vr_k^s)^2 + (Vi_k^s)^2} \quad (A.11)$$

$$Ii_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s Vi_k^s - (Q_k^{esp})^s Vr_k^s}{(Vr_k^s)^2 + (Vi_k^s)^2} \quad (A.12)$$

A corrente trifásica injetada na barra k da fase s também pode ser escrita da forma:

$$I_k^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} Y_{km}^{st} V_m^t \quad (A.13)$$

onde:

$s, t \in \alpha_p$;

$\alpha_p = \{a, b, c\}$;

Ω_k é o conjunto de barras conectadas diretamente à barra k ;

$Y_{km}^{st} = G_{km}^{st} + jB_{km}^{st}$ é o elemento da matriz de admitância nodal que liga a barra k com a barra m .

Separando (A.13) em suas partes real e imaginária, tem-se:

$$Ir_k^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} Vr_m^t - B_{km}^{st} Vi_m^t \quad (\text{A.14})$$

$$Ii_k^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} Vi_m^t + B_{km}^{st} Vr_m^t \quad (\text{A.15})$$

Assim, para uma barra k , as partes real e imaginária dos resíduos de corrente nas fases a , b , e c podem ser determinados subtraindo (A.14) e (A.15) de (A.11) e (A.12), respectivamente:

$$\Delta Ir_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s Vr_k^s + (Q_k^{esp})^s Vi_k^s}{(Vr_k^s)^2 + (Vi_k^s)^2} - \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} Vr_m^t - B_{km}^{st} Vi_m^t \quad (\text{A.16})$$

$$\Delta Ii_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s Vi_k^s - (Q_k^{esp})^s Vr_k^s}{(Vr_k^s)^2 + (Vi_k^s)^2} - \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} G_{km}^{st} Vi_m^t + B_{km}^{st} Vr_m^t \quad (\text{A.17})$$

Considerando um sistema com n barras e aplicando o método de Newton-Raphson, obtém-se a seguinte equação matricial na forma simplificada:

$$\Delta I_{r,i}^{a,b,c} = J \Delta V_{r,i}^{a,b,c} \quad (\text{A.18})$$

onde J é a matriz Jacobiana, a qual possui os mesmos elementos da matriz admitância nodal fora da diagonal principal. Dessa forma, apenas os elementos da diagonal principal precisam ser atualizados durante o processo iterativo.

Os resíduos de corrente, para a fase s da barra k , são calculados em função dos resíduos de potência de acordo com (A.19) e (A.20)

$$\Delta I_{rk}^s = \frac{V_{rk}^s \Delta P_k^s + V_{ik}^s \Delta Q_k^s}{(V_k^s)^2} \quad (\text{A.19})$$

$$\Delta I_{ik}^s = \frac{V_{ik}^s \Delta P_k^s - V_{rk}^s \Delta Q_k^s}{(V_k^s)^2} \quad (\text{A.20})$$

Os resíduos de potência são definidos de acordo com (A.21) e (A.22)

$$\Delta P_k^s = (P_k^{esp})^s - (P_k^{calc})^s \quad (\text{A.21})$$

$$\Delta Q_k^s = (Q_k^{esp})^s - (Q_k^{calc})^s \quad (\text{A.22})$$

As potências ativa e reativa calculadas são determinadas de acordo com (A.23) e (A.24)

$$(P_k^{calc})^s = Vr_k^s (I_{rk}^{calc})^s - Vi_k^s (I_{ik}^{calc})^s \quad (\text{A.23})$$

$$(Q_k^{calc})^s = Vi_k^s (I_{rk}^{calc})^s - Vr_k^s (I_{ik}^{calc})^s \quad (\text{A.24})$$

onde $(I_{rk}^{calc})^s$ e $(I_{ik}^{calc})^s$ podem ser calculados usando (A.14) e (A.15) respectivamente.

Após a determinação dos incrementos de tensão nas barras, seus respectivos valores são atualizados da seguinte maneira:

$$(Vr_k^s)^{n+1} = (Vr_k^s)^n + (\Delta Vr_k^s)^n \quad (\text{A.25})$$

$$(Vi_k^s)^n = (Vi_k^s)^n - (Vi_k^s)^n \quad (\text{A.26})$$

onde n é o número da iteração atual.

APÊNDICE B – MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E TOMADA DE DECISÃO

Em matemática, o termo otimização refere-se ao estudo de problemas em que se busca minimizar ou maximizar uma função através da escolha sistemática de valores de variáveis reais ou inteiras dentro de um conjunto viável.

Em problemas de engenharia e de outros campos de estudo, quando se consegue construir modelos matemáticos bastante representativos dos respectivos sistemas dinâmicos em estudo, é possível aplicar as técnicas matemáticas de otimização para maximizar ou minimizar uma função previamente definida, visando encontrar uma “solução ótima” do problema, isto é, que resulte no melhor desempenho possível do mesmo.

Este capítulo trata sobre os métodos de otimização e tomada de decisão aplicados durante o desenvolvimento deste trabalho, a saber: Sistemas Imunológicos Artificiais e Lógica *Fuzzy*.

B.1 Sistemas Imunológicos Artificiais

No campo da otimização existe um grande interesse em estudos, desenvolvimento e aplicações de técnicas inspiradas em sistemas naturais, fenômenos biológicos e físicos, e no comportamento de animais. A capacidade dos sistemas naturais vai além daquelas observadas em tecnologias convencionais. A elucidação e aplicação de um conjunto de princípios gerais que determinam estes comportamentos têm levado ao desenvolvimento de técnicas que buscam reproduzir computacionalmente fenômenos biológicos, físicos e químicos, de forma a se aproveitar de determinadas características interessantes dos mesmos para a resolução de problemas.

A natureza fornece diversos exemplos de sistemas com componentes simples, nos quais a competição ou cooperação entre seus membros torna o comportamento do sistema inteiro muito complexo. Esses sistemas são caracterizados pela robustez, expressa pela alta tolerância às perturbações em componentes individuais capazes de realizar tarefas complexas quando agem em conjunto [92]

Como exemplo dessas aplicações pode-se citar aquelas baseadas nas teorias evolutivas, tais como algoritmos genéticos e sistemas imunológicos artificiais. Existem também outras baseadas em comportamento coletivo de animais, como o Enxame de Partículas, Colônia de Formigas, Busca Cuco e Fagocitose bacteriana. E ainda algumas baseadas no funcionamento de sistemas biológicos, como as redes neurais. Cada uma dessas técnicas possui características diferentes que as tornam mais propícias para aplicações distintas.

Os paradigmas da computação evolutiva geralmente se diferem dos processos tradicionais de otimização em algumas características, como por exemplo: utiliza um conjunto de possíveis soluções, chamado de população; executam a busca a partir da própria função, e não de uma derivada ou de outras informações; e aplicam regras probabilísticas de transição, evitando a total aleatoriedade do processo. Os operadores aplicados direcionam a busca para regiões do espaço amostral onde há maior probabilidade de haver valores ótimos.

O Sistema Imunológico Artificial (SIA) é uma ferramenta computacional baseada em metáforas dos sistemas imunológicos dos seres vivos, o qual aplica informações contidas em um problema para obter a solução do mesmo utilizando os padrões existentes na resposta imunológica dos seres vivos. O SIA é uma ferramenta robusta, com grande potencial para solucionar problemas de reconhecimento de padrões, além de possuir características como memória, capacidade de aprendizado reforçado e adaptação [92]-[93].

Dentre os diferentes algoritmos de SIA existentes, este trabalho aplica o *princípio da seleção clonal* para descrever as principais características da resposta imunológica aos estímulos dos antígenos. O princípio da seleção clonal estabelece basicamente que apenas as células que reconhecem os antígenos presentes serão multiplicadas, enquanto que as outras células não o serão.

Assim como o sistema imunológico natural, o SIA utiliza sua capacidade de reconhecimento de antígenos para efetuar uma resposta efetiva em busca da solução do problema. Como em uma típica situação predador-presa, o tamanho da população de soluções de maior afinidade contra o antígeno aumenta, enquanto os indivíduos com menor afinidade diminuem em quantidade.

A ação continua por meio de um processo de hipermutação dos anticorpos com o objetivo de criar uma variedade mais eficiente contra o antígeno presente por meio de mutações nos receptores dos anticorpos. Essa diversidade de repertório de soluções permite ao sistema

combater problemas nunca antes encontrados, mesmo que não haja conhecimento absoluto dos padrões presentes nos mesmos, dada a flexibilidade da resposta.

A efetividade da resposta obtida durante problemas posteriores depende do armazenamento das informações sobre anticorpos com maior afinidade produzidos anteriormente. Esta característica de aprendizado reforçado traz uma evolução contínua da resposta do SIA devido à maior especialização das soluções, tornando o algoritmo continuamente mais efetivo.

Finalmente, as soluções com maior afinidade são mantidas na memória, assim como ocorre com algumas células que participam da resposta imunológica dos sistemas biológicos. Esse armazenamento dos indivíduos para posterior aplicação melhora ainda mais a qualidade da solução a cada vez que a mesma é usada novamente [92]-[93].

Resumidamente, o processo descrito anteriormente pode ser sintetizado na Figura B.1, a qual descreve os passos principais seguidos por um algoritmo evolutivo, que é o caso do SIA.



Figura B.1 - Fluxograma das etapas de um algoritmo evolutivo

A inicialização consiste em criar a população inicial, que são as possíveis soluções do problema. A etapa de Reprodução consiste na criação de clones a partir dos indivíduos da população inicial. Esses clones são submetidos a um processo de mutação em suas características na fase Mutação, o que consiste em modificar uma parte da solução original. Já o passo de Seleção consiste em testar os clones modificados na função objetivo, de forma a avaliar a resposta dada por cada um dos indivíduos e classificá-los de acordo com a mesma. Caso o critério de convergência tenha sido atingido o processo evolutivo termina. Geralmente se usa como critério de parada um número máximo de gerações ou um erro mínimo entre

soluções de gerações consecutivas, indicando que o processo evolutivo ficou mais lento. Caso contrário, segue-se o passo de Diversificação, onde os indivíduos menos aptos são extintos dando lugar a novos indivíduos para a continuação do processo.

A referência [94] faz um breve histórico sobre o desenvolvimento do SIA e apresenta os recentes avanços relacionados a este algoritmo evolutivo, além de apresentar algumas aplicações encontradas na literatura. Diferentes aplicações de SIA podem ser encontradas em [95]-[96] para a reconfiguração multiobjetivo de sistemas de distribuição, em [97] para o controle de tensão em sistemas elétricos, em [98] para a recarga de veículos elétricos, em [99] para detecção de faltas e em [100] para o planejamento da expansão do sistema de transmissão.

B.2 Lógica Fuzzy

Em muitas situações cotidianas se utiliza uma linguagem imprecisa para descrever situações reais. No entanto, essa imprecisão da linguagem humana é extremamente rica e quando recebida por outro ser humano produz um entendimento completo da situação devido ao conteúdo qualitativo da mensagem. O conhecimento humano pode ser transmitido através da linguagem imprecisa e com alto grau de informação qualitativa e a capacidade de representar essa imprecisão é muito útil e conveniente na resolução de problemas e tomada de decisões.

Essa imprecisão da linguagem humana e a tentativa de traduzir essas informações qualitativas podem ser representadas pelos conjuntos nebulosos, ou conjuntos *fuzzy*. Estes são conjuntos que não possuem limites nitidamente definidos, e cuja noção de pertinência é dada por funções que representam qualitativamente a qual conjunto determinada variável pertence, originando assim a lógica *fuzzy* [101]-[102].

A capacidade de mapeamento das variáveis pertencentes aos conjuntos nebulosos fornece uma significativa representação das incertezas e também o entendimento de conceitos vagos intrínsecos da linguagem humana. A habilidade de incorporar este raciocínio em problemas complexos é responsável pela eficiência da lógica *fuzzy* [101].

Considerando a teoria clássica de conjuntos, um elemento pode ser considerado como pertencente ou não pertencente a um conjunto A, não existindo incertezas quanto aos limites deste conjunto. Por sua vez, um conjunto difuso (*fuzzy*) define matematicamente para cada

elemento de um universo de discurso um valor representativo do grau de pertinência deste elemento ao conjunto. Ou seja, a transição entre a classificação de “pertinência” ou “não pertinência” é gradual e caracterizada por funções que possuem valores entre 0 e 1 [101]-[102].

Formalmente um conjunto difuso F em um universo de discurso U é caracterizado por uma função de pertinência de grau μ_F que assume valores no intervalo $[0,1]$ e pode ser representado por um conjunto de pares ordenados compostos de valores de uma variável u e os respectivos valores de grau de pertinência $\mu_F(u)$ com a notação expressa por (B.1).

$$F = \{(u, \mu_F(u)) | u \in U\} \quad (\text{B.1})$$

Embora a teoria de conjuntos *fuzzy* apresente vantagens sobre a teoria de conjuntos clássica, a sua eficácia é criticamente dependente da capacidade do projetista em definir funções de pertinência apropriadas à aplicação [101]. As escolhas ou atribuições adequadas de valores dos parâmetros das funções de pertinência potencializam a qualidade das inferências realizadas através das informações imprecisas fornecidas. A esse processo de tradução da informação linguística e imprecisa usando as funções de pertinência definidas pelo usuário dá-se o nome de fuzificação [102].

As funções de pertinência têm diversos formatos e possuem propriedades específicas para uma dada aplicação. Em alguns casos, o significado semântico para as variáveis nítidas, conseguidas através das funções de pertinência, não são muito sensíveis à variação do formato da função, e em razão disso, as funções mais simples são convenientes.

No entanto, para muitos casos os conjuntos *fuzzy* podem ser expressos por uma família de funções parametrizadas. As mais comuns são as seguintes e demonstradas nas respectivas equações [101]-[102]:

- Triangular:

$$\mu_F(x_j, a, b, m) = \begin{cases} 0, & \text{se } x_j < a; \\ \frac{x_j - a}{m - a}, & \text{se } x_j \in [a, m]; \\ \frac{b - x_j}{b - m}, & \text{se } x_j \in [m, b]; \\ 0, & \text{se } x_j > b. \end{cases} \quad (\text{B.2})$$

- Trapezoidal:

(B.3)

$$\mu_F(x_j, a, b, m, n) = \begin{cases} 0, & \text{se } x_j < a; \\ \frac{x_j - a}{m - a}, & \text{se } x_j \in [a, m]; \\ 1, & \text{se } x_j \in [m, n]; \\ \frac{b - x_j}{b - n}, & \text{se } x_j \in [n, b]; \\ 0, & \text{se } x_j > b. \end{cases}$$

- Gaussiana:

$$\mu_F(x_j, m, a) = e^{-\frac{(x_j - m)^2}{a^2}} \quad (\text{B.4})$$

- Sino:

$$\mu_F(x_j, a, b, c) = \frac{1}{1 + \left| \frac{x - c}{a} \right|^{2b}} \quad (\text{B.5})$$

- Sigmoide:

$$\mu_F(x_j, a, c) = \frac{1}{1 + e^{-a(x_j - c)}} \quad (\text{B.6})$$

As operações básicas sobre conjuntos nebulosos são definidas a partir de normas conhecidas da teoria de conjuntos, como por exemplo, a T-norma e a S-norma. A T-norma e a S-norma são operações binárias que satisfazem as condições de comutatividade, associatividade, e monotonicidade.

Em conjuntos *fuzzy* foram definidas as operações típicas baseadas em T-normas e em S-normas, onde as operações básicas são o mínimo (**min**), o produto algébrico (*), e o máximo (**max**). O conceito de **complemento** de um conjunto nebuloso também pode ser definido [102].

Os chamados sistemas *fuzzy* possuem representações baseadas em modelos relacionais ou por intermédio de regras na forma de (B.7) e (B.8), que são conhecidas respectivamente como regras linguísticas ou de Mamdani, e funcionais ou de Takagi-Sugeno.

$$r_i: \text{IF } x_1 = \alpha \text{ AND } x_2 = \beta \text{ AND } \dots \text{ AND } x_N = \varphi_i, \text{ THEN } y = \sigma_i \quad (\text{B.7})$$

$$\begin{aligned} r_i: \text{IF } x_1 = \alpha \text{ AND } x_2 = \beta \text{ AND } \dots \text{ AND } x_N = \varphi_i, \text{ THEN } y \\ = c_{i,0} + c_{i,1}x_1 + \dots + c_{i,N}x_N \end{aligned} \quad (\text{B.8})$$

A formação das regras relacionais do sistema de inferência *fuzzy* deve fornecer uma descrição representativa do conhecimento humano sobre o processo que se deseja controlar. Conforme visto em (B.7) e (B.8), estas regras são expressas basicamente por meio de uma hipótese antecedente já conhecida que implica em uma consequência.

Basicamente uma regra difusa estabelece uma relação entre as variáveis de entrada do sistema de inferências, determinando uma saída representada pelo termo linguístico “ENTÃO” e compõe a etapa de implicação *fuzzy* dentro do sistema. Um dos métodos de implicação mais utilizados é o que aplica o operador de intersecção *min*. No caso de ser necessário realizar uma associação entre diversos resultados obtidos individualmente pelas regras desenvolvidas deve-se utilizar o operador de união *max*, em uma etapa que se chama de agregação.

A obtenção das regras *fuzzy* pode ser realizada de várias formas, como por exemplo, informações de especialistas, análise estatística de dados, técnicas de regressão, métodos de otimização, treinamento e aprendizado de máquina, dentre outros.

Para concluir deve-se tratar sobre os métodos de defuzificação, etapa onde se fornece um valor não difuso resultante das inferências das regras. Essa etapa é importante porque os sistemas de controle demandam que tanto a entrada quanto a saída sejam variáveis não difusas. Os principais métodos de defuzificação são o método do máximo (B.9), da média dos máximos (B.10), e do centro de área (B.11), respectivamente.

Para regras Mamdani, os valores v_n correspondem aos centroides das funções de pertinência utilizadas nos consequentes das regras, enquanto que para regras do tipo Takagi-Sugeno estes valores correspondem aos valores y_i das funções associadas.

$$v_o = \max[\mu_{ri}(v)] \quad (\text{B.9})$$

$$v_o = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \max[\mu_{ri}(v_n)] \quad (\text{B.10})$$

$$v_o = \frac{\sum_{n=1}^N v_n \mu_{ri}(v_n)}{\sum_{n=1}^N \mu_{ri}(v_n)} \quad (\text{B.11})$$

REFERÊNCIAS

- [1] FARHANGI, H. (2010). The Path of the Smart Grid. *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 8, No. 1, p.18-28.
- [2] VOJDANI, A. (2008). Smart Integration, *IEEE Power & Energy Magazine*, V.6, No. 6, p.71-79.
- [3] IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. (2009). Grid of the Future. *IEEE Power & Energy Magazine*, V. 7, No. 2, p. 52-62.
- [4] MASSOUD AMIN, S.; WOLLENBERG, B. F. (2005). Toward a Smart Grid: Power Delivery for the 21st Century. *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 3, No. 5, p. 34-41.
- [5] MASSOUD AMIN, S. (2014). A smart self-healing grid: in pursuit of a more reliable and resilient system. *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 12, No. 1, pp. 110-112.
- [6] KHODAEI, A. (2014). Resiliency-Oriented Microgrid Optimal Scheduling. *IEEE Transactions on Smart Grid*, V. 5, No. 4, pp. 1584-1591.
- [7] AGÜERO, J. R. Applying Self-Healing Schemes to Modern Power Distribution Systems. In: *Proc. 2012 IEEE PES General Meeting*, pp. 1-4, 2012.
- [8] V. MADANI, R. DAS, F. AMINIFAR, J. MCDONALD, S. S. VENKATA, D. NOVOSEL, A. BOSE, M. SHAHIDEHPOUR. Distribution Automation Strategies Challenges and Opportunities in a Changing Landscape. Accepted for publication in *IEEE Transactions on Smart Grid*. DOI:10.1109/TSG.2014.2368382.
- [9] TON, D. T; PAUL WANG, W-T. (2015). A More Resilient Grid. *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 26-34.
- [10] PANTELI, M.; MANCARELLA, P. (2015). The Grid: Stronger, Bigger, Smarter? *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 58-66.
- [11] CHOU, Y. T.; LIU, C. W.; WANG, Y. J.; WU, C. C.; LIN, C. C. (2013). Development of a Black Start Decision Supporting System for Isolated Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, to be published. DOI:10.1109/TPWRS.2013.2237792.
- [12] SUN, W.; ZHANG, P.; ZHOU, Q. Optimization-based Strategies towards a Self-healing Smart Grid. In: *Proc. 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia, (ISGT-Asia)*, pp.1-6, 2012.
- [13] ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F. (2012). A Cooperative Multiagent Framework for Self-Healing Mechanisms in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 3, pp. 1525- 1539.
- [14] CHEN, W. H.; TSAI, M. S.; KUO, H. L. (2005). Distribution System Restoration Using the Hybrid Fuzzy-Grey Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp. 199-205.
- [15] BORGES, T. T.; CARNEIRO JÚNIOR, S.; GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; OLIVEIRA, L. W.; SILVA JÚNIOR, I. C. Distribution Systems Restoration Using the Interior Point Method and Sensibility Analysis. In: *Proc. 2011 IEEE PES General Meeting*, pp. 1-4, 2011.
- [16] PÉREZ-GUERRERO, R.; HEYDT, G. T.; JACK, N. J.; KEEL, B. K.; CASTELHANO JR, A. R. (2008). Optimal Restoration of Distribution Systems Using Dynamic Programming. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 3, pp. 1589-1596.
- [17] PÉREZ-GUERRERO, R.; HEYDT, G. T. (2008) Distribution System Restoration via Subgradient-Based Lagrangian Relaxation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 3, pp. 1162-1169.
- [18] TAMIZKAR, R.; JAVADIAN, S. A. M. HAGHIFAM, M. R. Distribution system reconfiguration for optimal operation of distributed generation. In: *2009 Int. Conf. on Clean Electrical Power*, pp. 217-222, 2009.
- [19] SHARMA, A.; AROKIASAMI, W. A.; SRINIVAN, D. A multi-agent approach for service restoration with distributed generation. In: *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia*, pp. 1-6, 2013.
- [20] BOONTHIENTHONG, M.; RUGTHAICHAROENCHEEP, N.; AUCHARIYAMET, S. Service restoration of distribution system with distributed generation for reliability worth. In: *47th Int. Universities Power Engineering Conf.*, pp. 1-5, 2012.
- [21] WEI, W.; SUN, M.; REN, R.; WANG, Y. Service restoration of distribution system with priority customers and distributed generation. In: *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia*, pp. 1-6, 2012.
- [22] YE TIAN; XIN, J.; DU, Z.; LIN, T.; CAO, J. On the strategy of distribution service restoration considering distributed generation. In: *2010 China Int. Conf. on Electricity Distribution*, pp. 1-5, 2010.
- [23] PEÇAS LOPES, J. A.; MOREIRA, C. L.; RESENDE, F. O. Microgrids Black Start and Islanded Operation. In: *15th Power System Computation Conference (15th PSCC)*, pp.1-7, 2005.
- [24] MOREIRA, C. L.; RESENDE, F. O.; PEÇAS LOPES, J. A. (2007). Using Low voltage MicroGrids for Service Restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No.1, pp.395-403.
- [25] PEÇAS LOPES, J. A.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. (2006). Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No.2, pp. 916-924.

- [26] THALE, S.; AGARWAL, V.A. A Smart Control Strategy for the Black Start of a Microgrid based on PV and Other Auxiliary Sources under Islanding Condition. In: 37th IEEE Photovoltaics Specialists Conference, pp. 2454-2459, 2011.
- [27] BARSALI, S.; CERAOLO, M.; PELACCHI, P.; POLI, D. Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply. In: IEEE Power and Energy Society Winter Meeting 2002, vol. 2, pp. 789-794, 2002.
- [28] CHANDORKAR, M. C.; DEEPAKARJ, M. D.; RAMBABU, A. (1993). Control of Parallel Connected Inverters in Standalone ac Supply Systems. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 29, No. 1, pp. 136-143.
- [29] SIMPSON-PORCO, J. W.; DÖRFLER, F.; BULLO, F. (2013). Synchronization and power-sharing for droop-controlled inverters in islanded microgrids. Automatica, No. 49, pp. 2603-2611.
- [30] MAJUMDER, R.; GHOSH, A.; LEDWICH, G. ZARE, F. (2010). Power Management and Power Flow Control With Back-to-Back Converters in a Utility Connected Microgrid. IEEE Transactions on Power Systems, V. 25, No. 2, pp. 821-834.
- [31] COLSON, C. M.; NEHRIR, M. H.; GUNDERSON, R. W. Distributed Multi-Agent Microgrids: A Decentralized Approach to Resilient Power System Self-healing. In: 4th Int. Symposium on Resilient Control Systems, pp. 83-88, 2011.
- [32] WANG, Z. WANG, J. (2015) Self-Healing Resilient Distribution Systems based on Sectionalization Into Microgrids. IEEE Transactions on Power Systems, V. PP, No. 1, pp. 1-11.
- [33] DIMEAS, A. L.; HATZIARGYRIOU, N. D. (2005). Operation of a Multiagent System for Microgrid Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp. 1447-1455.
- [34] DYALINAS, E.; HATZIARGYRIOU, N. D. Impact of Microgrids on Service Quality. In: IEEE PES General Meeting, pp. 1-5, 2007.
- [35] KATIRAEI, F.; IRAVANI, R.; HATZIARGYRIOU, N.; DIMEAS, A. (2008). Microgrids Management. IEEE Power & Energy Magazine, pp. 54-65, May/June 2008.
- [36] DAS, R.; MADANI, V.; AMINIFAR, F.; McDONALD, J.; VENKATA, S. S.; NOVOSEL, D.; BOSE, A.; SHAHIDEHPOUR, M. (2015). Distribution Automation Strategies: Evolution of Technologies and the Business Case. IEEE Transactions on Smart Grid, V. PP, No. 99, pp. 1-10.
- [37] MARNAY, C.; ASANO, H.; PAPATHANASSIOU, S.; STRBAC, G. (2008). Policymaking for Microgrids. IEEE Power & Energy Magazine, pp. 66-77, May/June 2008.
- [38] BARNES, M.; KONDOH, J.; ASANO, H.; AYARZABAL, J.; VENTAKARAMANAN, G. LASSETER, R.; HATZIARGYRIOU, N. D.; GREEN, T. Real World Microgrids – An Overview. In: IEEE International Conference on System of Systems Engineering, pp. 1-8, 2007.
- [39] DE SOUZA RIBEIRO, L. A.; SAAVEDRA, O. R.; DE LIMA, S. L.; GOMES DE MATOS, J. (2011). Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 2, No. 1, pp. 1-11.
- [40] ACKERMANN, T. Wind Power in Power Systems. John Wiley & Sons, Estocolmo, Suécia, 2005. 745p. ISBN 0-470-85508-8.
- [41] STIEBLER, M. Wind Energy Systems for Electric Power Generation. Springer-Verlag, Berlim, Alemanha, 2008. 201p. ISBN: 978-3-540-68762-7.
- [42] HASSAN, U.; SYKES, D. M. Wind Energy Conversion Systems. Editor por L. L. Freris, Prentice-Hall International, Inglaterra, 1990.
- [43] GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. Photovoltaic Solar Energy Generation. Springer-Verlag Berlim, Alemanha, 2005. 239p. ISBN: 3-540-23676-7
- [44] SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. Pv panel model based on datasheet values. In: IEEE International Symposium on Industrial Electronics, (ISIE2007), pp. 2392-2396, 2007.
- [45] KEYHANI, A. Modeling of Photovoltaic Microgrids for Bulk Power Grid Studies. In: IEEE PES General Meeting, pp. 1-6, 2011.
- [46] SYAFII; NOR, K. M.; ABDEL-AKHER, M. Grid Connected Photovoltaic Models for Three-Phase Load Flow Analysis. In: IEEE International Conference on Power and Energy, (PECon2010), pp.544-548, 2010.
- [47] KOTTICK, D.; BLAU, M.; EDELSTEIN, D. (1993). Battery Energy Storage for Frequency Regulation in an Island Power System. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 3, pp. 455-459.
- [48] LU, C. F.; LIU, C. C.; WU, C. J. (1995). Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, No.4, pp.429-435.
- [49] MERCIER, P.; CHERKAOUI, R.; OUDALOV, A. (2009). Optimizing a Battery Storage System for Frequency Control Application in Isolated Power System. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 3, pp. 1469-1477.
- [50] OUDALOV, A.; CHARTOUNI, D.; OHLER, C. (2007). Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3, pp. 1259-1266.

- [51] OUDALOV, A.; CHARTOUNI, D.; OHLER, C.; LINHOFER, G. Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. In: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2006, (PSCE2006), pp. 2206-2211, 2006.
- [52] VYTELINGUM, P.; VOICE, T. D.; RANCHURN, S. D.; ROGERS, A.; JENNINGS, N. R. Agent-Based Micro Storage Management for the Smart Grid. In: Proc. 9th Int. Conf. on Autonomous Agents and Multiagents Systems, (AAMAS2010), pp.1-8, 2010.
- [53] TELEKE, S.; BARAN, M. E.; BHATTACHARYA, S.; HUANG, A. Q. (2010). Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 1, No. 3, pp. 117-124.
- [54] WADE, N. S.; TAYLOR, P. C.; LANG, P. D.; JONES, P. R. (2010). Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. Energy Policy, No. 38, pp. 7180-7188.
- [55] DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Sandia National Laboratories, 340 p., 2013.
- [56] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. Power Generation, Operation and Control. John Wiley & Sons, Singapore, 2nd edição, 1996.
- [57] KANCHEV, H.; FRANCOIS, B.; LAZAROV, V. Unit Commitment by dynamic programming for microgrid operational planning optimization and emission reduction. In: 2010 Int. Aegean Conf. on Electrical Machines and Power Electronics, pp. 502-507, 2010.
- [58] LU, BO; SHAHIDEHPOUR, M. (2005). Short-term Scheduling of Battery in a Grid-Connected PV/Battery System. IEEE Transactions on Power Systems, V. 20, No. 2, pp. 1053-1061.
- [59] SALANI, M.; GIUSTI, A.; DI CARO, G.; RIZZOLI, A. E.; GAMBARDELLA, L. M. Lexicographic multi-objective optimization for the unit commitment problem and economic dispatch in a microgrid. In: 2nd IEEE PES Int. Conf. on Innovative Smart Grid Technologies, pp. 1-8, 2011.
- [60] ZHAO, B.; SHI, Y.; DONG, X.; LUAN, W.; BORNEMANN, J. (2014). Short-Term Operation Scheduling in Renewable-Powered Microgrids: A Duality-Based Approach. IEEE Transactions on Sustainable Energy, V. 5, No. 1, pp. 209-217.
- [61] LIANG, H. Z.; GOOI, H. B. Unit Commitment in Microgrids by Improved Genetic Algorithm. In: 2010 Conf. Proc. IPEC, pp. 842-847, 2010.
- [62] PALMA-BEHNKE, R.; BENAVIDES, C.; LANAS, F.; SEVERINO, B.; REYES, L.; LLANOS, J.; SÁEZ, D. (2013). A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, No. 2, pp. 996-1006.
- [63] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (ANEEL). Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, 2010. Disponível em www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. Consultado em 11/07/2015.
- [64] HAN, S.; AKI, H.; HAN, S. A Practical Battery Wear Model for Electric Vehicle Charging Applications. In: 2013 IEEE PES General Meeting, pp. 1-5, 2013.
- [65] OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ALMEIDA, A. B.; SANTOS, M. V.; LOPES, B. I. L.; MARUJO, D. Microgrid Management in Emergency Scenarios for Smart Electrical Energy Usage. In: 2015 IEEE PowerTECH Eindhoven, pp. 1-6, 2015.
- [66] ALONSO, F. R., OLIVEIRA, D. Q., DE SOUZA, A. C. Z.; LOPES, B. I. L. Distribution system reconfiguration using artificial immune systems. In: 2014 North American Power Symposium, pp. 1-6, 2014.
- [67] DEO, N. Graph theory with applications to engineering and computer science. Prentice-Hall Inc., 1974, pp. 354.
- [68] BENTO, E. P.; KAGAN, N. (2008). Algoritmos genéticos e variantes na solução de problemas de configuração de redes de distribuição. SBA Controle & Automação, Vol. 19, No. 3, pp. 302-315.
- [69] IEEE PES DISTRIBUTION TEST FEEDERS. Disponível em: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. Consultado em: 27/10/2013.
- [70] CUMMINS POWER GENERATION. .
- [71] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, 2001. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico/index.php. Consultado em 28/10/2013.
- [72] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Potencial Energético Solar – Sundata. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>. Consultado em 28/10/2013.
- [73] AMARANTE, ODILON A. CAMARGO. Atlas Eólico: Minas Gerais. Companhia Energética de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.
- [74] FEIJOO,F.; DAS, T. K. (2014). Design of Pareto optimal CO₂ cap-and-trade policies for deregulated electricity networks. Applied Energy, No. 119, pp. 371-384.
- [75] S. CIVANLAR, J. J. GRAINGER, H. LIN, S.S.H. LEE, “Distribution feeder reconfiguration for loss reduction”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No.3, pp. 1217-1223, 1988.

- [76] M. E. BARAN, F. F. WU, "Network reconfiguration in distribution system for loss reduction and load balancing", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No.2, pp.1401-1407, 1989.
- [77] OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ALMEIDA, A. B.; LOPES, B. I. L. An Artificial Immune Approach for Service Restoration in Smart Distribution Systems. In: 2015 IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, pp. 1- 6, Montevideo, Uruguai.
- [78] DENISSON OLIVEIRA; D. MARUJO; M. V. SANTOS; L. F. N. DELBONI; C. A. GUERRERO; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; M. F. BRAGA JUNIOR; ISAIAS LIMA, J. M. CARVALHO FILHO, L. A. FELBER. Controle Otimizado de tensão em sistemas de distribuição usando sistemas imunológicos artificiais. *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 3289-3296, 2014.
- [79] OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N.; SANTOS, M. V.; MARUJO, D.; CARVALHO FILHO, J. M.; BONATTO, B. D.; GUERRERO, C. A. V. Optimal Voltage Control on Power Distribution Systems using Artificial Immune Systems. *Proc. of 2nd CIGRÈ Regional South-East Europeans Conference*, pp. 1-9, 2014.
- [80] OLIVEIRA, D. Q.; MARUJO, D.; SANTOS, M. V.; BONATTO, B. D.; ARANGO, H.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N.; CARVALHO FILHO, J. M.; SILVEIRA, P. M.; FELBER, L. A.; BRAGA JR, M. F. Multiobjective Voltage Control in Smart Distribution Power Systems. In: 2015 Innovative Smart Grid Technologies Latin America, pp. 1-6, Montevideo, Uruguai.
- [81] MARUJO, D.; OLIVEIRA, D. Q.; LOPES, B. I. L.; Zamboni de Souza, A. C. Bloqueio da Tensão de Campo em Máquinas Síncronas usando Sistemas Imunológicos Artificiais. In: X Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution & XV Congresso Chileno de Ingeniería Eléctrica, 2013, Viña del Mar, Chile. *Proc. of X CLAGTEE. Guaratinguetá, 2013. v. 1. p. ID123.*
- [82] SRINIVAS, M. S. Distribution Load Flows: A brief review . In: *Proc. of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol 2*, pp. 942-945, Cingapura, 2000.
- [83] FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E.F.; EL SHATSHAT, R.; ZIDAN, A. (2011). A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. *Electric Power Systems Research*, No. 81, pp. 1499-1506.
- [84] SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. (1988). A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, pp. 753-762.
- [85] CHENG, C.S.; SHIRMOHAMMADI, D. (1995). A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 671-679.
- [86] CHEN, T. H.; CHEN, M.S.; HWANG, K. J.; KOTAS, P; CHEBLI, E. A. (1991). A Distribution System Power Flow Analysis - A Rigid Approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 3, pp. 1146-1152.
- [87] GARCIA, A. V.; MONTICELLI, A.; FRANÇA, A. M.; TANAKA, M.; MURARI, C. A. F.; "Automatização da Distribuição de Energia Elétrica: Simulação utilizando Fluxo de Carga Desacoplado Rápido". In: 5^o Congresso Brasileiro de Automática, pp. 256-261, Campina Grande, 1984.
- [88] GARCIA, A. V.; ZAGO, M. G. (1996). Fluxo de Carga Desacoplado Trifásico. *SBA Controle & Automação*, Vol. 7, No. 1, pp. 1-6.
- [89] DA COSTA, V.M.; MARTINS, N.; PEREIRA, J. L.R. (1999). Developments in the Newton Raphson Power Flow Formulation Based on Current Injections. *IEEE Transactions on Power Systems*, V. 14, No. 4, pp. 1320-1326.
- [90] GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR., S.; DA COSTA, V. M.; MARTINS, N. (2000). Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, V. 15, No. 2, pp. 508-514.
- [91] GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR., S. (2001). Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente: Parte 1 - Formulação básica. *Controle & Automação*, V. 12, pp. 178-187.
- [92] CASTRO, L. N.; VON ZUBEN, F. J. "Artificial Immune Systems: Part I – Basic Theory and Applications". Technical Report, DCA-RT 02/00, UNICAMP, Brasil, 1999.
- [93] CASTRO, L. N.; VON ZUBEN, F. J. "Learning and Optimization Using the Clonal Selection Principle". (2002). *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol. 6, No. 3, pp. 239-251.
- [94] DASGUPTA, D.; YU, S.; NINO, F. (2011). Recent Advances in Artificial Immune Systems: Models and Applications. *Applied Soft Computing*, No. 11, pp. 1574-1587.
- [95] ALONSO, F. R.; OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. (2015). Artificial Immune Systems Optimization Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, V. 30, No.2, pp. 840-847.
- [96] AHMAD, N. H.; RAHMAN, T. K. A.; AMINUDDIN, N. Multi-objective quantum-inspired artificial immune system approach for optimal reconfiguration in distribution system. In: *Proc. 2012 IEEE Int. Engineering and Optimization Conf.*, pp. 284-388.

- [97] DELBONI, L. F.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; OLIVEIRA, D. Q. (2015). Negative Selection of Artificial Immune Applied to Voltage Inadequacy Detection in Distribution Networks. *Int. Journal of Emerging Electric Power Systems*, V. 16, No. 2, pp. 141-151.
- [98] OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DELBONI, L. F. N. (2013). Optimal plug-in hybrid electric vehicles recharge in distribution power systems. *Electric Power Systems Research*, V. 98, pp. 77-85.
- [99] LAURENTYS, C. A.; RONACHER, R. M.; CAMINHAS, W. M. (2010). Design of an Artificial Immune System for fault detection: A Negative Selection Approach. *Expert Systems with Applications*, Vol. 37, pp. 5507-5513.
- [100] REZENDE, L. S.; LEITE DA SILVA, A. M.; HONORIO, L. M. Artificial Immune Systems and Differential Evolution Based Approaches Applied to Multi-Stage Transmission Expansion Planning. In: *15th Int. Conf. on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1-6.
- [101] KLIR, G. J.; YUAN, B. *Fuzzy Sets and Fuzzy Logic: Theory and Applications*. New Jersey: Prentice Hall, 1995.
- [102] LIMA, ISAIAS; PINHEIRO, CARLOS A. M.; SANTOS, F. A. O. *Inteligência Artificial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.