

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE**

**ELTON AMORIM CHAGAS**

**OTIMIZAÇÃO ROBUSTA DA CONFIABILIDADE DE MICRORREDES NO MODO  
DE OPERAÇÃO ILHADO**

**São Luís**

**2018**

**ELTON AMORIM CHAGAS**

**OTIMIZAÇÃO ROBUSTA DA CONFIABILIDADE DE MICRORREDES NO MODO  
DE OPERAÇÃO ILHADO**

Dissertação submetida à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Profa. Maria da Guia da Silva, Ph. D.  
Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.

**São Luís**

**2018**

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a)  
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Amorim Chagas, Elton.

Otimização Robusta da Confiabilidade de Microrredes  
no Modo de Operação Ilhado / Elton Amorim Chagas, Elton  
Amorim Chagas. - 2018.  
110f.

Coorientador(a): Alselmo Barbosa Rodrigues.

Orientador(a): Maria da Guia da Silva.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em  
Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do  
Maranhão, São Luís, MA, 2018.

1. Algoritmo de Busca Gravitacional. 2.  
Confiabilidade. 3. Microrredes. 4. Otimização. 5.  
Otimização por Enxame de Partículas. I. Amorim Chagas,  
Elton. II. Barbosa Rodrigues, Anselmo. III. Da Guia da  
Silva, Maria. IV. Título.

**ELTON AMORIM CHAGAS**

**OTIMIZAÇÃO ROBUSTA DA CONFIABILIDADE DE MICRORREDES NO MODO  
DE OPERAÇÃO ILHADO**

Dissertação submetida à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Profa. Maria da Guia da Silva, Ph. D.  
Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.

Aprovada em \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Profa. Maria da Guia da Silva, Ph. D.**

(Orientadora – Universidade Federal do Maranhão)

---

**Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.**

(Co-orientador – Universidade Federal do Maranhão)

---

**Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.**

(Examinador – Universidade Federal de Juiz de Fora)

---

**Prof. José Gomes de Matos, D. Sc.**

(Examinador – Universidade Federal do Maranhão)

Dedico este trabalho à minha família,  
namorada e orientadores, pelo apoio e  
confiança.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida e por me permitir, mais uma vez, realizar meus planos de vida.

À minha família, pelo apoio, pela compreensão e ajuda ao longo destes dois anos de curso de mestrado. À minha namorada, pelo companheirismo, pelo amor e por ser meu refúgio nesta jornada árdua da pesquisa.

Aos meus orientadores, Maria da Guia da Silva e Anselmo Barbosa Rodrigues, pela confiança que tiveram em meu trabalho e por sua fiel dedicação e comprometimento com o Laboratório de Confiabilidade e Qualidade da Universidade Federal do Maranhão. Aos meus colegas de laboratório, pelo compartilhamento de conhecimentos e experiências que ajudaram a solucionar problemas pertinentes a esta pesquisa.

Agradeço ainda à coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade (PPGEE) da Universidade Federal do Maranhão, pela prestatividade e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) por financiar esta pesquisa ao longo dos últimos anos.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma estiveram presentes na minha vida, contribuindo para a realização deste trabalho.

*“A nação que liderar a criação de uma economia de energia renovável será a nação que liderará a economia do século 21.”*

Barack Hussein Obama, Presidente dos Estados Unidos da América de 2009 a 2017.

## RESUMO

A introdução de tecnologias de informação e automação em redes de distribuição e a demanda por fontes de energia alternativas tem direcionado ao paradigma de redes elétricas inteligentes. Um dos agentes catalizadores para a implementação das redes elétricas são as microrredes. Ou seja, sistemas de distribuição com capacidade de operar interconectada à rede da concessionária ou autônoma, isto é, sem conexão com a rede da concessionária, constituindo dessa forma um subsistema ilhado. Este trabalho apresenta uma metodologia para melhoria da confiabilidade de uma microrrede operando em modo ilhado através da otimização do pré-despacho dos geradores distribuídos conectados a ela. A melhoria da confiabilidade se dá através da minimização das probabilidades de violação de frequência de operação e das tensões nodais. Com o objetivo de tornar o estudo o mais realista possível, foi adotado o fluxo de potência probabilístico com barra de folga distribuída, que leva em conta as incertezas inerentes à operação e planejamento da microrrede (indisponibilidades dos geradores, intermitência das fontes de energia alternativas e erros de previsão de carga) e à inexistência de uma barra *slack* em um sistema de distribuição ilhado. No fluxo probabilístico foram utilizadas duas técnicas analíticas conjuntamente: a Estimação por Pontos para obtenção dos momentos das variáveis de estado da microrrede e a Expansão em Soma de Gaussianas para obtenção das distribuições de probabilidade dessas variáveis. O método proposto foi validado através da implementação de um fluxo probabilístico que utiliza Simulação Monte Carlo. Para otimizar o pré-despacho da microrrede, duas meta-heurísticas de otimização foram utilizadas: a Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) e o Algoritmo de Busca Gravitacional (*Gravitational Search Algorithm* - GSA). Os resultados obtidos com a aplicação das duas meta-heurísticas demonstraram que o GSA apresenta soluções com melhor qualidade e menor custo computacional do que o PSO. Portanto, o GSA é mais eficaz para a solução do problema de otimização do pré-despacho da microrrede.

**Palavras-chave:** Confiabilidade, Otimização, Microrredes, Algoritmo de Busca Gravitacional, Otimização por Enxame de Partículas.



## ABSTRACT

The introduction of information technologies and automation in distribution networks and the demand for renewable energy resources has driven to smart grids paradigm. One of the main catalyst for the smart grids implementation are the microgrids. That is, distribution networks with the ability of operating interconnected to utility grid or autonomous, i.e., without connection with the utility network and forming an islanded subsystem. This research work presents a methodology to improve the reliability of a microgrid operating in islanded mode through the pre-dispatch optimization of the distributed generators connected to the microgrid. The improvement of reliability is based on the minimization of the probability of frequency and nodal voltages violations. In order to make the study more realistic, a distributed slack bus probabilistic power flow was implemented, which takes into account the uncertainties inherent to the operation and planning of the microgrid (generators unavailability, intermittence of renewable energy resources, and load forecasting errors) and the lack of a slack bus in an islanded distribution system. In the probabilistic flow, two analytical techniques were used together: the Point Estimation, to obtain the moments of the microgrid state variables and the Gaussian Sum Expansion, to obtain the probability distributions of these variables. This method was validated through the implementation of a probabilistic flow based on the Monte Carlo Simulation. In order to optimize the pre-dispatch of the microgrid, two optimization meta-heuristics were used: the Particle Swarm Optimization (PSO) and the Gravitational Search Algorithm (GSA). The results obtained with the application of the two meta-heuristics showed that the GSA presents solutions with better quality and lower computational cost than PSO. Therefore, the GSA is more effective for the solution of the problem of microgrid pre-dispatch optimization.

**Keywords:** Reliability, Optimization, Microgrids, Gravitational Search Algorithm, Particle Swarm Optimization.

## ARTIGOS CIENTÍFICOS ORIUNDOS DESTA PESQUISA

1. CHAGAS, E. A.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. da. Fluxo Probabilístico para Avaliação da Qualidade de Energia de Microrredes em Operação Ilhada. **Anais da XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE 2017)**. Paraná: Curitiba, Brasil, 2017.
2. CHAGAS, E. A.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. da. Probabilistic Power Flow for Power Quality Assessment of Islanded Microgrid. **Aceito na Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (2018 PMAPS Conference)**. Boise: Idaho, EUA, 2018.
3. CHAGAS, E. A.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. da. Minimization of Risks of Voltage and Frequency Violation in the Operation of Islanded Microgrids through robust Pre-dispatch. **Submetido ao jornal IEEE Transactions on Smartgrids**. 2018.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Níveis hierárquicos de controle de uma microrrede. ....	35
Figura 2 – Curva de potência do gerador eólico DFIG. ....	53
Figura 3 – Curva de potência do gerador eólico DFIG aproximada por um polinômio.....	54
Figura 4 – Fluxograma do Fluxo de Potência Probabilístico utilizado nesta dissertação. ....	62
Figura 5 – Representação esquemática do movimento das partículas no PSO em direção ao melhor global e ao seu melhor atual. ....	75
Figura 6 – Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas genérico. ....	76
Figura 7 – Fluxograma da aplicação do PSO ao problema de otimização da operação de microrredes ilhadas.....	78
Figura 8 – Ilustração do movimento dos corpos sob a ação da força gravitacional no GSA. ...	82
Figura 9 – Fluxograma da aplicação do GSA ao problema de otimização da operação de microrredes ilhadas.....	84
Figura 10 – Microrrede de 38 barras contendo duas fontes de geração alternativa de energia. ....	85
Figura 11 – Gráfico da função cumulativa de probabilidades da frequência da microrrede....	88
Figura 12 – Gráfico da função cumulativa de probabilidades da tensão na barra 22 da microrrede.....	89
Figura 13 – Média do índice probabilístico PCCNi. ....	92
Figura 14 – Média da perda de carga nodal devido a desvios de tensão.....	92
Figura 15 – Gráfico de calor mostrando a probabilidade esperada de violação de tensão nas barras após otimização via GSA.....	93
Figura 16 – Redução relativa no risco de violação de tensão nodal referente ao caso base (pré-despacho econômico). ....	94
Figura 17 – Distribuição do risco de violação de frequência. ....	96
Figura 18 – Convergência dos métodos de GSA e PSO (média de 100 simulações).....	96

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características do Sistema Teste de 38 barras.....	86
Tabela 2 – Dados dos geradores distribuídos em p.u. ....	86
Tabela 3 – Dados do gerador eólico. ....	86
Tabela 4 – Dados do gerador fotovoltaico.....	86
Tabela 5 – Valores dos expoentes a e b por tipo de carga.....	87
Tabela 6 – Estatísticas do risco de violação de tensão por barra para o GSA e o PSO (amostra de 100 simulações). ....	95
Tabela 7 – Tempos computacionais dos algoritmos utilizados para otimização do pré-despacho da microrrede (relacionados com a amostra de 100 simulações). ....	97

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

### ABREVIATURAS

- AC – Corrente Alternada (CA) (do inglês *Alternate Current*)
- CM – Controle das Microfontes
- CCM – Controle Central da Microrrede
- DC – Corrente Contínua (CC) (do inglês *Direct Current*)
- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
- DFIG – Gerador de Indução Duplamente Alimentado (do inglês *Double Fed Induction Generator*)
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
- FOR – Taxa de Falha Forçada (do inglês *Forced Outage Rate*)
- GD – Geração ou Gerador Distribuído
- GSA – Algoritmo de Busca Gravitacional (do inglês *Gravitational Search Algorithm*)
- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- PSO – Otimização por Enxame de Partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization*)
- SMC – Simulação Monte Carlo

### SÍMBOLOS

- $P_{CCN_i}$  – Probabilidade de corte de carga nodal devido à violação de tensão na barra  $i$
- $P_{CCT_f}$  – Probabilidade de corte de carga total devido à violação de frequência na microrrede
- $P_{g_i}^{ref}$  – Referência de potência ativa gerada na barra de geração  $i$
- $Q_{g_i}^{ref}$  – Referência de potência reativa gerada na barra de geração  $i$
- $V_{g_i}^{ref}$  – Referência da magnitude da tensão na barra de geração  $i$
- $\mu_{CCN_i}$  – Corte de carga nodal esperado devido à violação de tensão na barra  $i$
- $\mu_{CCT_f}$  – Corte de carga total esperado devido à violação de frequência na microrrede

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1 O Advento das Redes Elétricas Inteligentes (<i>Smart Grids</i>) .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2 Geração Alternativa e Microrredes .....</b>	<b>19</b>
<b>1.3 Revisão Bibliográfica Sobre Pré-Despacho De Microrredes.....</b>	<b>21</b>
1.3.1 Reduzir Custos Operacionais .....	22
1.3.2 Melhoria de Índices de Qualidade e Segurança .....	23
<b>1.4 Motivação .....</b>	<b>24</b>
<b>1.5 Objetivos.....</b>	<b>25</b>
1.5.1 Objetivo Geral .....	25
1.5.2 Objetivos Específicos .....	26
<b>1.6 Estrutura deste Trabalho.....</b>	<b>26</b>
<b>1.7 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>27</b>
<b>2 MICRORREDES.....</b>	<b>28</b>
<b>2.1 O Conceito de Microrrede .....</b>	<b>29</b>
<b>2.2 Tipos de Operação de uma Microrrede.....</b>	<b>30</b>
<b>2.3 Controle da Microrrede .....</b>	<b>31</b>
<b>2.4 Níveis Hierárquicos de Controle da Microrrede .....</b>	<b>33</b>
<b>2.5 Estratégias de Controle Primário .....</b>	<b>35</b>
2.5.1 Controle de Saída do Inversor .....	35
2.5.2 Controle da Partilha de Potência .....	36
<b>2.6 Estratégias de Controle Secundário.....</b>	<b>37</b>
2.6.1 Controle Secundário Centralizado.....	37
2.6.2 Controle Secundário Descentralizado .....	38
<b>2.7 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>39</b>
<b>3 FLUXO DE POTÊNCIA COM BARRA DE FOLGA DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>40</b>
<b>3.1 Modelo Clássico de Fluxo de Potência.....</b>	<b>41</b>
<b>3.2 Modelo de Fluxo de Potência com Barra de Folga Distribuída .....</b>	<b>45</b>
<b>3.3 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>49</b>
<b>4 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO.....</b>	<b>50</b>
<b>4.1 Tipos de Fluxo de Potência Probabilístico .....</b>	<b>50</b>
<b>4.2 Fluxo Probabilístico na Microrrede.....</b>	<b>51</b>

4.2.1 Modelos de Incertezas da Microrrede .....	52
<b>4.3 Métodos de Fluxo de Potência Probabilístico .....</b>	<b>55</b>
4.3.1 Simulação Monte Carlo (SMC).....	56
4.3.2 Estimação por Pontos .....	59
4.3.3 Expansão em Soma de Gaussianas.....	60
<b>4.4 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>62</b>
<b>5 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DA MICRORREDE .....</b>	<b>63</b>
<b>5.1 Introdução .....</b>	<b>63</b>
<b>5.2 Índices de Confiabilidade para a Microrrede Ilhada.....</b>	<b>64</b>
5.2.1 Probabilidade de Corte de Carga Nodal na Microrrede .....	65
5.2.2 Probabilidade de Corte de Carga Total na Microrrede.....	66
<b>5.3 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>67</b>
<b>6 PRÉ-DESPACHO DA MICRORREDE NO MODO DE OPERAÇÃO ILHADO .....</b>	<b>68</b>
<b>6.2 Formulação Matemática do Pré-despacho Ótimo da Microrrede Ilhada.....</b>	<b>69</b>
6.2.1 Otimização do Pré-despacho da Microrrede Ilhada .....	70
<b>6.3 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>72</b>
<b>7 OTIMIZAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO DA MICRORREDE NO MODO DE</b>	
<b>OPERAÇÃO ILHADO VIA ALGORITMOS META-HEURÍSTICOS.....</b>	<b>73</b>
<b>7.1 Otimização por Enxame de Partículas (PSO).....</b>	<b>74</b>
7.1.1 Algoritmo Básico de Otimização por Enxame de Partículas .....	75
7.1.2 Otimização do Pré-Despacho da Microrrede Ilhada via PSO .....	77
<b>7.2 Algoritmo de Busca Gravitacional (GSA).....</b>	<b>77</b>
7.2.1 Noções sobre a Lei da Gravidade Universal .....	79
7.2.2 Algoritmo Básico de Busca Gravitacional .....	80
7.2.3 Otimização do Pré-Despacho da Microrrede Ilhada via GSA.....	83
<b>7.3 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>83</b>
<b>8 TESTES E RESULTADOS .....</b>	<b>85</b>
<b>8.1 Descrição do Sistema Teste.....</b>	<b>85</b>
8.1.1 Aplicação e Comparação de Métodos de Simulação e Analíticos .....	87
<b>8.2 Dados da Simulação.....</b>	<b>89</b>
<b>8.3 Resultados Obtidos .....</b>	<b>91</b>
<b>8.4 Resumo do Capítulo .....</b>	<b>97</b>
<b>9 CONCLUSÕES.....</b>	<b>98</b>
<b>9.1 Introdução .....</b>	<b>98</b>

<b>9.2 Principais Realizações e Contribuições .....</b>	<b>98</b>
<b>9.3 Aplicações práticas .....</b>	<b>99</b>
<b>9.4 Sugestões para Trabalhos Futuros.....</b>	<b>100</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>101</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Este capítulo introduz e contextualiza o problema de otimização da confiabilidade de microrredes no modo de operação ilhado no âmbito da realidade operacional das redes de distribuição contemporâneas. Inicialmente será feita uma breve introdução sobre redes elétricas inteligentes e microrredes. Em seguida, será realizada uma revisão bibliográfica sobre otimização de índices de desempenho de microrredes no modo ilhado. Finalmente, será apresentada a motivação, os objetivos, as contribuições e a estrutura desta dissertação.

### 1.1 O Advento das Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*)

O alto grau de interconexão e complexidade dos sistemas elétricos atuais tem levado ao surgimento de uma série de desafios operacionais para que se possa transmitir energia elétrica com confiabilidade e qualidade das fontes geradoras até os consumidores finais. Entre estes desafios podem-se citar a diversificação das fontes de geração, o gerenciamento ótimo de ativos dispendiosos, a resposta rápida às variações de demanda e a redução das emissões de carbono na atmosfera oriundas da geração de energia (FARHANGI, 2010). Além disso, esta forte interconexão entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição tem favorecido as transferências de potência entre áreas que aliviam pontos críticos da rede e favorecem a economicidade e confiabilidade do sistema. Por outro lado, a interligação massiva da rede elétrica faz com que um evento de falha seja sentido em diversos lugares aparentemente sem relação nenhuma com o problema. Na última década, foram registrados diversos casos de interrupções no fornecimento de energia em escala continental causados por falhas em uma rede fortemente interconectada (AMIN e WOLLENBERG, 2005).

No modelo atual do sistema elétrico, a dependência de fontes de energia que causam um grande impacto ambiental na matriz energética ainda é grande. Esse impacto ocorre na forma de devastação de grandes áreas (usinas hidrelétricas) ou na geração de gases poluentes (usinas térmicas) e outros rejeitos nocivos ao meio ambiente (usinas nucleares). Também nesse cenário, as unidades geradoras encontram-se a grandes distâncias dos centros consumidores e são ligadas a eles por milhares de quilômetros de linhas de transmissão de energia. As unidades consumidoras são na maioria dos casos alimentadas por sistemas de distribuição radiais, onde o fluxo de potência é unidirecional (da fonte para a carga), não permitindo a incorporação de geração distribuída de maneira automática (FANG et al., 2012).

Somado a estes fatores está o fato de que ao longo das últimas décadas todo o sistema elétrico vem experimentando um processo de expansão, pois a demanda de energia elétrica tem aumentado. Essa constante expansão requer que se construam novas usinas de geração, novas linhas de transmissão e novas instalações de distribuição que são incorporadas aos ativos já existentes na rede elétrica, muitos já contando com décadas de existência e atravessando um processo de envelhecimento. Tudo isso resulta na aplicação de grandes investimentos anuais para a manutenção e expansão do sistema elétrico (FARHANGI, 2010).

As redes elétricas inteligentes (do inglês *Smart Grids*) são a nova geração das redes elétricas que surgem como uma resposta aos desafios operacionais citados anteriormente. A principal característica das *Smart Grids* é o uso de tecnologias de informação e automação que permitem a geração, transmissão e distribuição de energia de forma descentralizada e eficiente (FANG et al., 2012). Além disso, a automação da *Smart Grid* permite que ela responda a uma ampla variedade de eventos garantindo, com isso, o aumento da confiabilidade e da qualidade do fornecimento de energia. Entre as diversas funcionalidades incluídas em uma *Smart Grid* estão (HATZIARGYRIOU, 2014):

- Melhor visibilidade da eletricidade sendo distribuída e capacidade de proativamente gerenciar tanto a geração quanto a demanda conectada à rede.
- Redirecionamento de potência, deslocamento de cargas e/ou controle da geração incorporada para gerenciar restrições e interrupções na rede.
- Monitoramento da condição dos ativos da rede e predição de falhas, reduzindo assim, o tempo de manutenção.
- Gerenciamento de forma inteligente da rede para maximizar a geração de energia distribuída.
- Redução do tempo de restauração das redes de distribuição, uma vez que possuem informações em tempo real sobre o estado desta, podendo agir de maneira mais rápida.
- Melhoria da qualidade do fornecimento, reduzindo oscilações na forma de onda de tensão e interferências, entre outros.
- Melhor aproveitamento dos ativos da rede pela modificação das rotinas de manutenção dos ativos da rede de distribuição, que hoje são feita de modo agendado.
- Facilidade de inclusão de fontes de geração distribuídas.
- Capacidade de se auto reconfigurar em casos de faltas.

Em resumo, uma *Smart Grid* pode ser considerada como um sistema elétrico inteligente que utiliza tecnologias de informação bidirecionais cyber-seguras de forma integrada ao longo dos subsistemas de geração, transmissão e distribuição (FANG et al., 2012). Para se implantar uma *Smart Grid*, no entanto, são necessárias novas tecnologias, conforme mencionado por Hadjsaid e Sabonnadière (2012):

- Medição inteligente – o medidor deixa de ser um aparelho isolado, passando a integrar uma rede interligada que troca informações em tempo real e atua para aperfeiçoar o funcionamento de todo o sistema.
- Atuadores integrados à rede elétrica, possibilitando o gerenciamento do fluxo de energia e de outras variáveis como tensões ou correntes de falta. Podem também atuar na reconfiguração remota da rede em situações de emergência.
- Dispositivos de chaveamento rápido e proteções inteligentes que podem se adaptar à condição de operação automaticamente.
- Sensores de alto desempenho para melhorar a visibilidade da rede de distribuição.
- Dispositivos de armazenamento de energia como resposta ao crescimento da geração intermitente de energia por meio de fontes alternativas.
- Gerenciamento de dados em tempo real – o custo da melhor visibilidade da rede é o aumento da quantidade de dados armazenados, que precisam ser acessados em tempo real.

Essas tecnologias permitirão ao sistema elétrico operar com maior flexibilidade, facilitando ainda o intercâmbio de informações entre os diversos agentes que participam da rede inteligente. Esse fluxo de informações torna possível, por exemplo, a operação ilhada de parte da rede elétrica quando há falha no sistema principal de fornecimento de energia, formando as chamadas ilhas, ou microrredes, o que será detalhado na seção seguinte.

## **1.2 Geração Alternativa e Microrredes**

Questões relacionadas à preservação do meio ambiente têm forçado os governos a adotarem uma postura diferenciada em relação ao sistema elétrico. A procura por soluções que não agridam o meio ambiente levou ao desenvolvimento e expansão das tecnologias de geração de energia através de fontes alternativas, por exemplo, energia solar, eólica, maré motriz, etc. Essas tecnologias ajudam a reduzir a emissão de carbono na atmosfera atendendo assim a demanda global pela preservação da biosfera (HATZIARGYRIOU, 2014).

Grandes fontes de geração alternativas, como parques eólicos, podem ser conectadas diretamente ao sistema de transmissão, enquanto que as de médio e pequeno porte são conectadas à rede de distribuição, sendo assim chamadas de “geração distribuída”. Entretanto, a substituição das fontes convencionais de geração por geração distribuída não é tão simples. Esta limitação é devida principalmente à aleatoriedade inerente às energias alternativas (ventos e luz solar, principalmente), que torna difícil o trabalho de previsão e despacho de geração (HADJSAID e SABONNADIÈRE, 2012).

É fato ainda que os sistemas de energia não foram projetados para acomodar geradores distribuídos alternativos. Do ponto de vista do sistema de transmissão, a adição de geração distribuída impacta diretamente no processo de gerenciamento da rede: a modelagem se torna mais complexa com um grande número de unidades produtoras com capacidades variáveis; a previsão passa a incluir fatores probabilísticos relacionados à natureza da energia gerada, como ventos e luz solar; e quanto maior a penetração das energias alternativas, mais preciso deverá ser o planejamento de reservas de modo a compensar a alta variabilidade das previsões de capacidade.

Em nível de distribuição, as mudanças tendem a ser ainda mais significativas. Tecnicamente, a radialidade da rede de distribuição pressupõe que o fluxo de energia da fonte para o consumidor seja unidirecional, no sentido subestação-carga. Com o advento das fontes alternativas, a rede de distribuição passa a ser “ativa” com os consumidores participando do processo de geração de energia, derrubando assim o conceito de fluxo unidirecional. Os consumidores abandonam o papel de meros compradores e passam a ser agentes geradores que vendem energia elétrica.

Nesse contexto, surge a definição de microrrede que é essencialmente uma rede de distribuição ativa em que geração e carga estão aglomeradas em nível de tensão de distribuição (CHOWDHURY, CHOWDHURY E CROSSLEY, 2009). Olivares et al (2014, p. 1906) define microrredes como “um agrupamento de cargas, geração distribuída e dispositivos de armazenamento operados coordenadamente para suprir energia de forma confiável, conectada ao sistema elétrico em nível de distribuição em um único ponto, chamado de ponto de acoplamento comum”. Dessa forma, uma das características principais da microrrede é a capacidade de controlar a operação de todos os ativos elétricos conectados a ela. Esse autocontrole permite ainda a operação interligada com a rede de distribuição da concessionária e também a operação isolada em caso de falhas, distúrbios ou desastres na rede externa (HATZIARGYRIOU, 2014).

As fontes de geração de energia nas microrredes são essencialmente do tipo alternativas (solar, eólica, maré-motriz, etc.) e integradas em conjunto para gerar energia em níveis de distribuição (CHOWDHURY, CHOWDHURY E CROSSLEY, 2009). Do ponto de vista do operador da rede elétrica, a microrrede pode ser considerada como uma entidade com controle próprio que pode atuar como uma carga agregada simples ou como gerador (HATZIARGYRIOU, 2014).

Como mencionado, uma microrrede pode operar em dois modos: conectado à rede elétrica ou em modo ilhado. Microrredes que não operam em modo conectado são chamadas de microrredes isoladas. Essas redes são adequadas para locais remotos onde a interconexão com a rede elétrica não é possível devido a limitações geográficas ou técnico-operacionais (OLIVARES et al., 2014). No modo de operação conectado à rede, o déficit de potência pode ser suprido pela rede elétrica da concessionária e o excesso pode ser comercializado de modo a prover serviços auxiliares (por exemplo, melhoramento no perfil de tensão da rede e redução nas perdas resistivas). No modo de operação ilhado, a potência ativa e reativa geradas (onde se inclui a potência gerada pelas unidades de armazenamento) devem ser balanceadas com a demanda das cargas locais.

Nesse sentido, para garantir que a operação ilhada da microrrede atenda aos objetivos estabelecidos pelo operador da rede de distribuição, é necessário que se estabeleçam parâmetros de referência para a operação dos geradores distribuídos. Esses parâmetros são obtidos a partir de um processo conhecido como pré-despacho, que pode ser realizado com diversos objetivos, por exemplo: a operação econômica da microrrede; a minimização de riscos de corte de carga e a melhoria do perfil de tensão e maximização da margem de estabilidade de tensão da microrrede. Na próxima seção será realizada uma revisão bibliográfica visando identificar as principais características e deficiências das metodologias existentes para o pré-despacho de microrredes.

### **1.3 Revisão Bibliográfica Sobre Pré-Despacho De Microrredes**

O tema de otimização de microrredes tem sido amplamente explorado nos últimos anos em virtude da penetração cada vez maior de geração distribuída em nível de distribuição. Em geral, esses trabalhos podem ser agrupados de acordo com o objetivo principal da otimização: reduzir custos operacionais e melhorar de índices de qualidade e segurança operacional.

### 1.3.1 Reduzir Custos Operacionais

Li et al. (2016) propuseram um modelo de otimização *fuzzy* multi-objetivo com restrições para minimizar o custo econômico total e as perdas da microrrede. Estes autores consideraram as fontes alternativas como cargas negativas e incluem incertezas na carga e geração. A minimização da função objetivo foi realizada por um PSO caótico binário (*Chaotic Binary Particle Swarm Optimization*).

Shadmand e Balog (2014) apresentaram uma técnica de otimização baseada em um algoritmo genético multi-objetivo que usa dados de radiação solar de alta resolução. Essa otimização teve como objetivo a minimização do custo de atendimento da demanda da carga em uma microrrede DC.

Mohan, Singh e Ongsakul (2017) apresentaram um modelo de otimização de portfólio de potência em uma microrrede onde a demanda total de carga (incluindo as perdas) é distribuída otimamente pelas diferentes microfuentes de tal forma que o lucro por unidade de risco do agregador é maximizado.

Wang, O'Neill e Kamath (2015) propuseram um algoritmo dinâmico de gerenciamento distribuído da microrrede que otimizou os custos operacionais considerando-se influências de condições externas, tais como: radiação solar, velocidade do vento, variação de carga, etc.

Nguyen e Crow (2016) apresentaram um modelo de custo de operação de baterias que considera uma bateria como um gerador movido à gás para permitir a incorporação em um problema de despacho econômico. Foi usada uma abordagem probabilística para incorporar as incertezas das fontes alternativas e demandas de carga no comissionamento das unidades geradoras e no problema de despacho econômico.

Moradi, Eskandari e Hosseinian (2015) apresentaram um método de gerenciamento de energia através da otimização do tipo e da capacidade dos geradores distribuídos da microrrede, bem como da capacidade dos dispositivos de armazenamento de energia com o objetivo de se minimizar custos. Foram empregados métodos de Pareto e lógica *fuzzy* para selecionar a melhor solução da função objetivo em dois estágios.

Mehdizadeh e Taghizadegan (2017) propuseram uma abordagem de otimização robusta para obter uma estratégia de oferta ótima para microrredes. O objetivo foi minimizar os custos operacionais da microrrede.

Li et al. (2013) otimizaram a microrrede utilizando algoritmo de busca gravitacional (*Gravitational Search Algorithm - GSA*) com relação aos seguintes critérios: custos, perdas e perfil de tensão. Esta otimização também considerou restrições de balanço de potência.

Maknouninejad e Qu (2014) propuseram uma otimização distribuída cooperativa para o despacho ótimo de potência reativa dos geradores distribuídos da microrrede. O objetivo foi minimizar a função custo que é a soma dos erros quadráticos de tensão nas barras de geração e outras barras críticas da rede. O autor demonstrou ainda que a melhoria do perfil de tensão leva naturalmente à minimização das perdas.

Liu et al (2017) apresentaram um modelo de otimização robusta para a programação da operação de microrredes considerando restrições de capacidade de ilhamento. O objetivo foi minimizar o custo de operação da microrrede incluindo custo de geração de energia, de reserva de energia e de compra de energia da concessionária. O modelo considerou vários tipos de geração distribuída, incluindo eólica, solar e a gás.

### 1.3.2 Melhoria de Índices de Qualidade e Segurança

Yu et al (2016) desenvolveram um modelo de espaço de estados de pequenos sinais da microrrede como um todo, incluindo controlador *droop*, rede e cargas. O problema foi resolvido usando-se análise de autovalores e otimização via algoritmos genéticos para obter o intervalo de ajuste ótimo dos parâmetros dos inversores que asseguram o amortecimento de componentes oscilatórias na resposta transitória. Este ajuste foi alcançado minimizando-se os desvios da potência de saída em relação ao valor nominal durante condições de distúrbios.

Urias, Sanchez e Ricalde (2015) apresentaram um modelo de otimização para microrredes com o objetivo de reduzir a quantidade de energia adquirida pela microrrede a partir da rede da concessionária e maximizar a energia fornecida pelos geradores distribuídos. Esta função objetivo foi otimizada usando-se uma rede neural recorrente;

Nafisi et al (2016) apresentaram um método de otimização de dois estágios para minimizar as perdas em uma microrrede com diferentes níveis de penetração de cargas do tipo veículos elétricos. Os autores mostraram que as perdas elétricas crescem com o aumento da penetração de veículos elétricos na microrrede, se não houver uma estratégia inteligente de carregamento;

Tian et al (2016) apresentaram um método de otimização hierárquica de dois níveis para o gerenciamento de energia da microrrede. O nível mais baixo foca em uma microrrede individual e o nível superior é responsável por gerenciar as microrredes e os equipamentos da

comunidade de microrredes. Essa otimização foi realizada com o objetivo de minimizar custos de operação. As variáveis de saída usadas nesta otimização são: potências de saída dos geradores, a carga/descarga dos dispositivos de armazenamento de energia e a troca de energia com a rede à montante.

Eajal et al (2016) trataram do problema de partilha alocação de potência ativa e reativa em microrredes híbridas AC/DC ilhadas e propuseram um esquema unificado de partilha de potência que é capaz de, simultaneamente, garantir uma alocação precisa de potência nas subredes AC e DC;

Abdelaziz, Farag e El-Saadany (2016) propuseram uma nova formulação para a reconfiguração ótima de microrredes ilhadas. O problema foi considerado como multiobjetivo com as seguintes metas: minimizar o consumo de combustível da microrrede; garantir que a microrrede tenha capacidade de suprir a demanda máxima possível melhorando sua estabilidade de tensão e minimizar os custos operacionais de chaveamento;

Abdelaziz, Farag e El-Saadany (2014) propuseram um novo algoritmo probabilístico para determinar a escolha ótima dos parâmetros *droop* para os geradores distribuídos individuais, com o objetivo de aumentar a margem de carregamento da microrrede. O algoritmo leva em conta variações na carga e na geração. Adicionalmente, ele utiliza um método analítico de convolução e aplica um método de restrição hierárquica para otimizar os valores de *droop*.

A partir da revisão bibliográfica, percebe-se que grande parte das publicações tratou de aspectos econômicos das microrredes, buscando estratégias que minimizem seu custo de operação. Outra parte tratou de viabilizar a operação adequada e confiável da microrrede, tanto em termos de resposta a eventos transitórios quanto em nível de perdas e perfil de tensão nas barras. Esta revisão demonstra, portanto, a relevância do tema de otimização no contexto atual da operação das microrredes ilhadas.

## **1.4 Motivação**

O interesse na pesquisa e desenvolvimento de sistemas de distribuição que sejam capazes de operar de forma independente das concessionárias de distribuição tem sido motivado por diversos fatores, por exemplo: o aumento da preocupação com o meio ambiente e a sustentabilidade dos recursos energéticos, a necessidade cada vez maior de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, a crescente complexidade e interconexão dos sistemas elétricos e a penetração cada vez maior de geração distribuída advinda de fontes



de energia alternativas, etc. No entanto, a operação dessas microrredes representa um desafio uma vez que toda a demanda de carga precisa ser suprida com qualidade e confiabilidade pelos geradores distribuídos que, em geral, estão sujeitos a incertezas inerentes à natureza da fonte de energia primária.

Dessa forma, algumas dificuldades que precisam ser superadas para que a microrrede opere de forma confiável são: a) Fluxos bidirecionais – esses fluxos geram complicações na coordenação das proteções e complicações no controle de frequência e tensão; b) Problemas de Estabilidade – a interação entre as diferentes fontes de geração alternativas pode gerar oscilações na frequência e tensão (especialmente no modo de operação ilhado); c) Modelagem – o modelo de um sistema com diversas fontes geradoras assemelha-se com o de transmissão de energia, mas no caso de uma microrrede, não é possível levar-se em consideração algumas premissas como rede balanceada, linhas predominantemente indutivas, cargas de potência constante e a existência de uma barra de folga; d) Incertezas – parâmetros como a carga e a potência de saída da geração alternativa apresentam grande variação devido a erros de previsão e flutuações aleatórias em fontes primárias de energia (sol e vento).

Portanto, a motivação deste trabalho é o desenvolvimento de um algoritmo de otimização de índices de confiabilidade de uma microrrede que opera em modo ilhado que possua as características destacadas acima. O resultado do processo de otimização permitirá que a microrrede opere com maior confiabilidade, minimizando os riscos de violação de tensão e frequência que resultam em perda de carga.

## **1.5 Objetivos**

Este subcapítulo apresenta os objetivos gerais e específicos desta dissertação, bem como as principais contribuições oriundas da pesquisa que originou este trabalho.

### **1.5.1 Objetivo Geral**

O principal objetivo deste trabalho é a otimização de índices de confiabilidade da microrrede através do pré-despacho da geração distribuída. Para isso, a otimização será realizada minimizando-se os riscos de violação dos desvios de tensão e frequência ao invés de minimizar somente os seus valores esperados. Por se tratar de um problema de fluxo de potência ótimo robusto, este será solucionado via algoritmo de busca gravitacional e considerando-se incertezas na carga, geração alternativa e nas falhas dos geradores

distribuídos. Os resultados dos testes demonstraram que a técnica proposta é capaz de melhorar significativamente o desempenho da microrrede no modo ilhado e também que a busca gravitacional obtém soluções de melhor qualidade com relação ao PSO.

### 1.5.2 Objetivos Específicos

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- a) Desenvolver um fluxo de carga com barra de folga distribuída;
- b) Modelar das incertezas da microrrede;
- c) Desenvolver um fluxo de carga probabilístico com barra de folga distribuída analítico e que forneça como resultado as estatísticas das variáveis de estado da microrrede;
- d) Desenvolver algoritmos de otimização baseados em meta-heurísticas para minimização dos riscos de violação de limites operacionais da microrrede;
- e) Comparar a eficiência dos algoritmos de otimização baseados em meta-heurísticas quando aplicados ao problema de minimização dos riscos de violação de limites operacionais da microrrede.

### 1.6 Estrutura deste Trabalho

Este trabalho está estruturado em nove capítulos que refletem a sistemática usada no desenvolvimento da pesquisa, de acordo com a descrição a seguir:

Capítulo 1 – Introdução: apresenta o tema de redes elétricas inteligentes contextualizando nesse cenário as microrredes de distribuição. Este capítulo contém ainda uma revisão bibliográfica sobre otimização de microrredes operando em modo ilhado, os objetivos gerais, específicos e a motivação do trabalho.

Capítulo 2 – Microrredes: este capítulo apresenta a definição de microrredes, sua aplicação nos sistemas de distribuição, formas de controle e modos de operação.

Capítulo 3 – Fluxo de Potência com Barra de Folga Distribuída: introduz o fluxo de potência utilizado neste trabalho para determinar o estado de operação da microrrede, considerando-se a potência ativa e reativa gerada pelos geradores distribuídos e a frequência de operação da microrrede como variáveis do problema.

Capítulo 4 – Fluxo de Potência Probabilístico: este capítulo apresenta o método de propagação de incertezas utilizado neste trabalho para obtenção das estatísticas das variáveis

de estado da microrrede de distribuição. O fluxo probabilístico aliado a ferramentas de geração de distribuições de probabilidade é utilizado para calcular o valor da função objetivo do problema de minimização deste trabalho.

Capítulo 5 – Índices de Confiabilidade da Microrrede: este capítulo define quais índices serão usados para avaliar a confiabilidade da microrrede baseando-se nos desvios de tensão nas barras e de frequência.

Capítulo 6 – Pré-despacho de Microrredes no Modo de Operação Ilhado: apresenta a definição de pré-despacho, sua formulação matemática e caracterização do problema (não-linearidade, aleatoriedade, não-convexidade, etc.)

Capítulo 7 – Pré-despacho via Algoritmos Meta-heurísticos: apresenta a formulação dos algoritmos meta-heurísticos utilizados para solucionar o problema de minimização de riscos de violação através da obtenção de valores de referência ótimos para geração ativa, reativa e tensão nos geradores distribuídos.

Capítulo 8 – Resultados: este capítulo apresenta a descrição do sistema teste utilizado, a validação do fluxo de potência probabilístico em comparação com os métodos de simulação e os resultados da otimização do pré-despacho através dos algoritmos meta-heurísticos.

Capítulo 9 – Conclusões: este capítulo apresenta as conclusões da dissertação, bem como as principais contribuições, aplicações práticas da metodologia proposta e sugestões para trabalhos futuros.

## **1.7 Resumo do Capítulo**

Este capítulo introduziu aspectos relevantes relativos a esta dissertação, apresentando de forma geral o tema de otimização de microrredes através do pré-despacho da geração distribuída além da motivação e objetivos deste trabalho. Adicionalmente, uma extensa revisão bibliográfica sobre otimização de microrredes foi incluída, ressaltando as contribuições que esta dissertação busca oferecer à literatura de otimização de sistemas de energia.

## 2 MICRORREDES

Redes de distribuição que operam de forma desconectada da rede das concessionárias de energia existem já há algumas décadas, pois há comunidades que se encontram geograficamente isoladas do restante da civilização, impossibilitando o fornecimento de energia de forma convencional por questões técnicas e econômicas. Devido à sua flexibilidade, baixo custo e escalabilidade, os geradores alimentados a combustíveis fósseis (diesel, gás, etc.) têm sido mais comumente utilizados para suprir energia para essas redes remotas (OLIVARES et al., 2014). Entretanto, como mencionado na introdução deste trabalho, a preocupação com a preservação do meio ambiente tem levado à adoção de políticas de incentivo para a geração de energia através de fontes alternativas. Além disso, a experiência demonstrou que a energia alternativa é viável técnica e economicamente, alcançando níveis de penetração no sistema elétrico que antes se pensavam impraticáveis. Países como a Dinamarca, por exemplo, planejam obter 50% de toda sua eletricidade por meio de energia eólica até 2020 (BLOOM et al., 2017).

Entretanto, a integração da geração distribuída alternativa na rede de distribuição traz desafios que precisam ser superados de modo que a confiabilidade e qualidade da energia fornecida não sejam afetadas pela intermitência das fontes primárias de energia (irradiação solar, ventos, marés, etc.). Nesse sentido, as principais questões envolvendo a operação de redes de distribuição com fontes alternativas são (OLIVARES et al., 2014, p. 1906):

- Planejamento e despacho de unidades geradoras submetidas a incertezas na produção e na demanda e determinação dos níveis apropriados de reserva;
- Operação econômica, segura e confiável das redes quando operando de forma desconectada da concessionária;
- Projeto de novos modelos de mercado;
- Reengenharia dos esquemas de proteção;
- Desenvolvimento de mecanismos de controle que permitam a operação *plug-and-play* de unidades geradoras, cargas, dispositivos de armazenamento, etc.

Assim, novas tecnologias precisam ser incorporadas à rede elétrica existente para que se possam integrar de forma automática as fontes de geração alternativas, mantendo níveis adequados de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia. As redes inteligentes, conforme mencionado na introdução deste trabalho, oferecem uma alternativa para a inclusão dessas fontes, pois integram tecnologias de informação e comunicação que permitem o

gerenciamento da carga e geração em tempo real, possibilitando o atendimento da demanda total dos consumidores em diversos cenários (BLOOM et al., 2017).

## 2.1 O Conceito de Microrrede

O conceito do que é uma microrrede foi inicialmente introduzido na literatura técnica como uma solução para a integração confiável de geração distribuída, incluindo-se dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis. Apesar de não haver consenso sobre o que é uma microrrede, algumas definições encontradas na literatura sugerem que:

Microrrede é essencialmente uma rede de distribuição ativa porque consiste em um conglomerado de geração distribuída e cargas de diversos tipos em nível de distribuição. (CHOWDHURY, 2009, p.3).

(...) uma microrrede pode ser considerada como um agrupamento de cargas, unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia operados em coordenação para fornecer energia confiável conectada à rede da concessionária em nível de distribuição em um único ponto de ligação, chamado ponto de acoplamento comum. (OLIVARES et al., 2014, p.1906).

Microrredes compreendem sistemas de distribuição de baixa tensão com fontes de energia distribuídas (geradores a gás, módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, etc.), dispositivos de armazenamento de energia (*flywheels*, capacitores de armazenamento e baterias) e cargas flexíveis. Tais sistemas podem ser operados em modo não-autônomo, se conectados a rede da concessionária, ou em modo autônomo, se desconectada da rede da concessionária. A operação das fontes de geração distribuídas podem trazer benefícios distintos para o desempenho do sistema como um todo, se coordenada e gerenciada eficientemente. (HATZIARGYRIOU, 2014, p.4).

Assim, algumas características básicas das microrredes podem ser extraídas dessas definições (HATZIARGYRIOU, 2014):

- a) No conceito das microrredes a geração e carga são elementos integrados, o que significa dizer que eles estão geograficamente próximos, não existindo, portanto, microrredes em que a carga e a geração estão separadas por grandes distâncias;
- b) A microrrede está localizada no subsistema de distribuição e sua geração distribuída está abaixo do nível de megawatts (podendo haver exceções);
- c) A microrrede deve operar em dois modos: conectada à concessionária (exceto no caso de microrredes isoladas) e desconectada. Em condições normais, a microrrede opera a maior parte do tempo no modo conectado. Apenas em

casos emergenciais, ela é desconectada da concessionária e passa a operar de forma ilhada;

- d) A diferença de uma microrrede para uma rede de distribuição ativa com penetração de geração distribuída reside principalmente no gerenciamento e coordenação dos recursos disponíveis. Esta distinção é devido ao operador da microrrede ser mais do que um agregador de pequenos geradores, ou um provedor de serviços de rede, ou controlador de carga ou emissão de carbono – ele executa todas essas funcionalidades e serve a múltiplos objetivos (técnicos, econômicos e ambientais).

Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009, p.4) destacam as principais diferenças entre uma microrrede e uma usina de geração convencional:

- (1) A geração distribuída na microrrede tem capacidade muito menor em relação aos grandes geradores das usinas de geração convencionais;
- (2) A potência gerada em tensão de distribuição pode ser diretamente alimentada para a rede da concessionária de energia;
- (3) A geração distribuída da microrrede é normalmente instalada próxima aos consumidores de modo que as cargas são alimentadas com perfis de tensão e frequência adequados e perdas mínimas.

Nesse contexto, podem-se dividir as microrredes em dois tipos: isoladas e não-isoladas. As microrredes isoladas são aquelas que atendem a comunidades geograficamente distantes dos centros urbanos onde o fornecimento de energia por meios convencionais é impraticável por razões técnicas e econômicas (como no caso de comunidades de pescadores e pequenos agricultores localizadas em ilhas). As microrredes não-isoladas são aquelas que tem possibilidade de operar conectadas à rede da concessionária de energia e desconectam-se desta apenas em situações emergenciais (falhas, desastres, instabilidade, etc.), aumentando assim a confiabilidade das cargas localizadas na microrrede.

Assim, as microrredes podem oferecer uma alternativa para o fornecimento ininterrupto de energia, melhoria da confiabilidade local, redução de perdas nos alimentadores e melhoria do perfil de tensão. Além disso, as microrredes ajudam a reduzir a poluição ambiental e o aquecimento global através da utilização de tecnologias de geração alternativas.

## **2.2 Tipos de Operação de uma Microrrede**

Conforme mencionado previamente, uma microrrede pode operar em dois modos: conectada à rede da concessionária ou desconectada desta (OLIVARES et al., 2014). Além

disso, a microrrede deve ter a capacidade de alternar entre esses dois modos de forma automática e imperceptível ao consumidor.

No modo conectado, qualquer déficit de energia entre carga e geração pode ser suprido pela rede da concessionária e a energia produzida em excesso pode ser vendida para esta ou prover serviços ancilares (controle var/volt, reserva operativa, *black-start*, etc.). No modo desconectado (comumente chamado de modo ilhado), a potência ativa e reativa gerada dentro da microrrede, incluindo a transferência de potência temporária para dispositivos de armazenamento, precisa estar balanceada com a demanda das cargas locais (OLIVARES et al., 2014).

O ilhamento (i.e., a desconexão da rede da concessionária) pode ocorrer de forma intencional ou não intencional. O ilhamento intencional ocorre em situações como manutenção ou quando a qualidade da energia da rede da concessionária está degradada a ponto de comprometer a operação da microrrede (OLIVARES et al., 2014). O ilhamento não intencional pode ocorrer devido a falhas ou outros eventos não programados que são desconhecidos pela microrrede. A detecção adequada desses eventos é fundamental para a segurança das equipes de campo da concessionária, para a operação segura da microrrede e implementação de estratégias de controle necessárias (OLIVARES et al, 2014).

### 2.3 Controle da Microrrede

A operação das microrredes constitui um desafio em termos operacionais em virtude de fatores como a penetração de fontes alternativas, capacidade de geração limitada e proximidade com as cargas. Desses desafios, os mais relevantes em termos de controle e proteção são (OLIVARES et al., 2014):

- **Fluxos bidirecionais** – diferentemente dos alimentadores de distribuição convencionais, projetados para operar de forma radial, em uma microrrede a presença de geração distribuída resulta na existência de fluxo de potência reverso o que leva a complicações na coordenação das proteções, nas correntes de falta e no controle de tensão. A habilidade de operar de forma radial ou malhada precisa ser uma das funcionalidades do controle e proteção da microrrede;
- **Modelagem** – os modelos utilizados nos fluxos de potência convencionais que consideram a existência de uma barra de folga com capacidade suficiente para suprir o déficit de potência e perdas não são válidos para uma microrrede onde os geradores distribuídos em geral possuem capacidade limitada;

- **Baixa inércia** – diferentemente dos grandes sistemas de potência, onde o alto número de geradores síncronos garante uma grande inércia para o sistema, as microrredes quando operam de forma ilhada ou isolada estão submetidas a problemas de desvios de frequência oriundos da baixa capacidade de seus geradores distribuídos, o que torna sua inércia pequena.
- **Incertezas** – a operação confiável da microrrede exige a coordenação de diferentes geradores distribuídos. Essa coordenação se torna ainda mais desafiante em microrredes ilhadas ou isoladas onde o equilíbrio entre geração e carga precisa ser mantido em um cenário onde a flutuação de demanda possui pouca previsibilidade (em função da dimensão reduzida das microrredes) e a elevada intermitência das fontes alternativas.

Dessa forma, na operação ilhada ou isolada da microrrede, questões relativas à continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia são mais relevantes, pois nesse modo de operação o controle da microrrede torna-se mais complexo e sofisticado, devendo atender a diversos requisitos, por exemplo: controle de tensão, controle de frequência, controle de potência ativa e reativa de saída de cada gerador distribuído, controle de carga e descarga de dispositivos de armazenamento de energia, controle de estabilidade, despacho de unidades geradoras além da própria transição entre os modos de operação.

A presença de fontes alternativas adiciona maior complexidade ao controle da microrrede uma vez que estes geradores necessitam de interfaces conversoras para poderem ser conectadas à rede de distribuição. Painéis solares, baterias e células de carga, por exemplo, são equipamentos de corrente contínua (CC) que precisam de inversores baseados em eletrônica de potência para realização da conversão para corrente alternada (CC-CA). As turbinas eólicas, de forma semelhante, precisam ser conectadas a microrrede através de conversores CA-CA, pois a intermitência da geração eólica faz com que a frequência e tensão de saída da turbina variem, não permitindo sua conexão direta com a rede de distribuição (OLIVARES et al., 2014).

Não obstante, a geração distribuída alternativa em geral não pode ser despachada, pois a intermitência da fonte primária não permite que se tenha controle sobre sua potência de saída. Entretanto, a combinação com dispositivos de armazenamento de energia pode tornar a geração distribuída alternativa despachável.

De forma resumida, o controle da microrrede precisa ser capaz de realizar as seguintes funções: a) controlar a potência de saída dos diversos geradores distribuídos; b) realizar o balanço de potência ativa e reativa de forma a manter tensões e frequência dentro



dos níveis operacionais; c) controlar parte da carga para melhorar o gerenciamento de tensão e frequência; d) realizar o despacho de potência que pode ter como objetivo a redução de custos, aumento de lucro ou aumento de confiabilidade.

## 2.4 Níveis Hierárquicos de Controle da Microrrede

Há duas abordagens essencialmente distintas no que diz respeito à arquitetura de controle dos sistemas elétricos de potência: centralizada e descentralizada. A abordagem centralizada se baseia na informação coletada por um controlador central dedicado que realiza todos os cálculos necessários e determina as ações de controle para todas as unidades simultaneamente. Esta abordagem exige comunicação intensiva do controle central com as unidades controladas. A abordagem descentralizada, por outro lado, defende que cada unidade seja controlada por seu próprio controlador local e não possui conhecimento das variáveis de controle do sistema ou de outras unidades (OLIVARES et al., 2014).

Ambas as abordagens são pouco factíveis na realidade dos sistemas de potência contemporâneos em que as grandes distâncias cobertas pelo sistema elétrico tornam impraticável a abordagem centralizada (devido à extensa malha de comunicação que seria necessária) e também a descentralizada (devido ao forte acoplamento entre as operações das diversas unidades, requerendo para tal um nível mínimo de coordenação que não é possível de ser alcançada com o uso de variáveis locais apenas) (OLIVARES et al., 2014).

Em uma microrrede, um meio termo entre essas duas abordagens é alcançado através da adoção de três níveis hierárquicos de controle: primário, secundário e terciário. Esses níveis de controle diferem em tempo de resposta e infraestrutura requerida para operação. Este modo de controle se mostra útil na realidade das microrredes, pois estas apesar de não serem geograficamente extensas como os sistemas de potência convencionais, possuem uma grande quantidade de variáveis a serem incorporadas na infraestrutura de controle.

Os níveis de controle hierárquicos são apresentados a seguir:

- Controle local (Controle Primário) – funcionalidades que exigem a participação de apenas um agente da rede (geração distribuída, carga controlável, dispositivo de armazenamento, etc.). É um controle de resposta rápida baseado exclusivamente em medições locais e não requer comunicação. Alguns exemplos de controle local são: detecção de ilhamento, proteção, controle de tensão e frequência primárias, gestão de potência ativa e reativa, etc. A interface com a rede se dá através de inversores que possuem dois estágios: controle de divisão de carga e controle de saída (OLIVARES

et al., 2014). O controle de divisão de carga é responsável pela divisão adequada do desbalanço de carga na microrrede através da relação potência ativa-frequência e potência reativa-tensão emulando assim, um gerador síncrono. Neste nível hierárquico há o maior número de métodos de controle desenvolvidos, adaptados para o tipo de geração: eólica, diesel, solar, entre outras.

- Controle interno da microrrede (Controle Secundário) – funcionalidades internas à microrrede que exigem a participação de mais de um agente (previsão de carga, monitoramento da segurança, controle de tensão e frequência, etc.). O controle secundário é também chamado de Sistema de Gerenciamento de Energia e é responsável pela operação segura e confiável da microrrede tanto em modo conectado quando em modo desconectado da rede da concessionária. O controle secundário também realiza o despacho ótimo e controle dos desvios de tensão e frequência das unidades geradoras. Constitui o nível mais alto das microrredes que operam de forma ilhada (ou isolada) e trabalha a uma velocidade de comunicação mais lenta que o controle local (primário). Este nível hierárquico exerce função de coordenação nos controles primários numa escala de tempo de minutos.
- Interface com a rede à montante (Controle Terciário) – relacionado à participação no mercado (ações de importação e exportação de energia). É o nível mais alto de controle e estabelece pontos ótimos de operação dependendo dos requisitos da rede concessionária. O sistema terciário também coordena a operação de múltiplas microrredes operando em conjunto, interagindo entre elas e com a rede externa. Este nível de controle tem tempo de operação na ordem de minutos e fornece sinais de controle para o controle secundário e outros sistemas das microrredes. O controle terciário é considerado parte da rede concessionária e não está presente quando uma microrrede opera em modo ilhado.

A Figura 1 ilustra a hierarquização desses três níveis de controle com setas indicando o fluxo de comunicação entre os diversos agentes das microrredes. Observa-se nessa figura a existência de comunicação entre os três níveis, com o controle primário atuando diretamente sobre as unidades geradoras. O controle secundário fornece parâmetros operacionais para o controle primário e ao mesmo tempo recebe parâmetros operacionais do controle terciário, que por sua vez, faz interface com outras microrredes e com a concessionária de energia. Em virtude de este nível de controle não existir em microrredes que operam de forma ilhada, que constitui o escopo deste trabalho, ele não será detalhado nas seções seguintes.

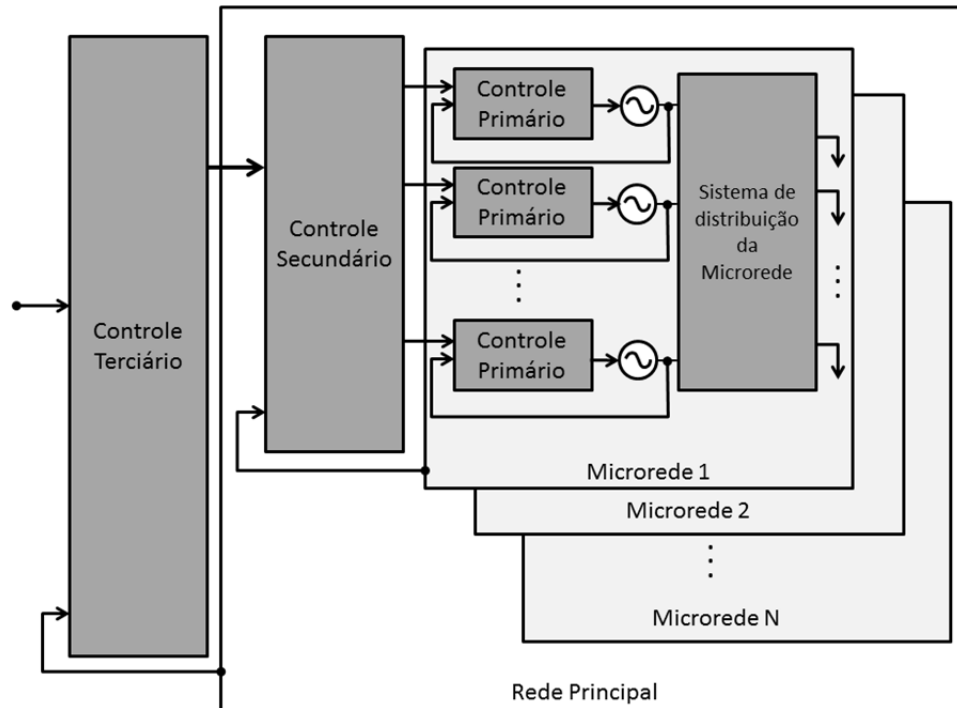


Figura 1 – Níveis hierárquicos de controle de uma microrrede.  
Fonte: adaptado de Olivares et al. (2014).

## 2.5 Estratégias de Controle Primário

As principais variáveis usadas no controle primário de uma microrrede são tensão, frequência, potência ativa e reativa (OLIVARES et al., 2014). No modo conectado, frequência e tensão são determinadas pela rede da concessionária. Contrariamente, no modo de operação ilhado, essas variáveis precisam ser controladas pelas diferentes unidades de geração.

Nesse sentido, a principal função do controle inteligente local é permitir a distribuição de potência entre as diferentes fontes em diferentes locais distintos e a coordenação dos níveis de tensão e corrente de saída, agindo nos dispositivos eletrônicos que fazem a interface entre os geradores distribuídos e a rede (inversores, conversores, etc.). Os dois tipos principais de controle que executam essas funções são descritos a seguir (HATZIARGYRIOU, 2014).

### 2.5.1 Controle de Saída do Inversor

Este controle consiste em um *loop* externo para controle de tensão e um *loop* interno para regulação de corrente. Os controladores são categorizados pelo seu plano de referência:

síncrono  $dq$ , estacionário ( $\alpha\beta$ ) e natural ( $abc$ ) (OLIVARES et al., 2014). Uma abordagem comum é usar PI's (controladores proporcionais integrais) com compensação de realimentação para melhorar o desempenho dos reguladores de corrente.

### 2.5.2 Controle da Partilha de Potência

Compreende o segundo estágio do controle primário de microrredes. Este tipo de controle pode ser classificado pelo uso ou não do conceito de *droop*<sup>1</sup>, explicado a seguir.

a) Controle por método *droop* – Neste tipo de controle os próprios inversores estabelecem seus valores instantâneos de potência ativa e reativa, ou seja, não há necessidade de estrutura de comunicação. Os inversores emulam o comportamento dos geradores síncronos por meio de seus sistemas eletrônicos de controle, variando potência ativa para controlar a frequência e variando potência reativa para controlar o nível de tensão. Essa prática é denominada “controle de *droop*” ou “controle primário”. Na prática, o controle *droop* pode ser usado também para fornecer serviços auxiliares à rede de distribuição principal. Por exemplo, em uma queda de tensão da concessionária, o controle primário da microrrede é acionado para aumentar a injeção de reativos pelos geradores distribuídos e manter a tensão de terminal dos consumidores em um patamar aceitável. As equações de *droop* são descritas a seguir (VIEIRA FILHO, 1984):

$$(P_g^{ref} - P_g) + \frac{1}{K^P} (f^{ref} - f) = 0 \quad (1)$$

$$(Q_g^{ref} - Q_g) + \frac{1}{K^Q} (V^{ref} - V) = 0 \quad (2)$$

Onde:  $P_g$  ( $Q_g$ ) é a potência ativa (reativa) gerada;  $P_g^{ref}$  ( $Q_g^{ref}$ ) é o valor de referência de  $P_g$  ( $Q_g$ );  $f$  é a frequência;  $V$  é a magnitude da tensão;  $f^{ref}$  ( $V^{ref}$ ) é o valor de referência de  $f$  ( $V$ ) e  $K^P$  ( $K^Q$ ) é a constante para o controle *droop*  $P/f$  ( $Q/V$ ). As equações (1) e (2) são conhecidas por “controle *droop*”. Na realidade dos geradores distribuídos em que a relação  $R/X$  é alta, são usadas técnicas de redução para que se possa usar o controle *droop* conforme equacionado em (1) e (2).

b) Método da Impedância Virtual – utiliza o *feedback* de corrente para impor uma queda de tensão na saída do inversor com o objetivo de desacoplar os parâmetros

---

<sup>1</sup> Em português, “inclinação”.

potência ativa/frequência e potência reativa/tensão, que na baixa tensão, estão fortemente acoplados devido à alta razão  $R/X$ . Essa impedância pode assumir um valor resistivo, capacitivo ou indutivo, a depender do resultado que se deseja (HATZIARGYRIOU, 2014). A impedância fictícia pode alterar a predominância resistiva da rede de baixa tensão e melhorar a estabilidade do sistema, anulando os efeitos do acoplamento resistivo existente entre inversores conectados paralelamente em microrredes ilhadas de baixa tensão ( $R/X \gg 1$ ). Outras considerações em relação ao modelo de controle de distribuição de potência podem surgir com a inclusão de outros tipos de geração distribuída na análise. Dependendo da quantidade de energia disponível em dispositivos de armazenamento e das restrições de cada fonte geradora, a distribuição de potência entre as unidades inversoras pode ser diferente para diferentes escalas de tempo (OLIVARES et al., 2014).

c) Controles não baseados em *droop* – A maioria dos controles que não usa *droop* aborda uma estratégia mestre-escravo. Neste tipo de controle, que por definição pertence ao nível de controle secundário, um inversor regula a tensão da microrrede, e a corrente resultante dessa unidade define as referências de corrente para as outras unidades. O mesmo inversor pode também controlar a frequência em laço aberto através de um oscilador interno. Devido à alta comunicação requerida e a necessidade de um controle supervisor e cabeamento extra, mesmo em sistemas pequenos este tipo de controle mostra-se desvantajoso (HATZIARGYRIOU, 2014).

## 2.6 Estratégias de Controle Secundário

### 2.6.1 Controle Secundário Centralizado

Nesta abordagem, o Controle Central da Microrrede (CCM) contém toda informação acerca de cada unidade de geração distribuída, sobre a microrrede em si (topologia, modos de operação, funções de custo, características e limitações técnicas, etc.) bem como informações sobre os sistemas de previsão (demanda e capacidade) de modo a determinar a alocação e o despacho ótimos das unidades geradoras para atender a objetivos específicos (OLIVARES et al., 2014). Em microrredes com um relativamente baixo número de fontes geradoras e conseqüentemente de cenários de geração, o cálculo de despacho ótimo pode ser feito *off-line* e tem por objetivo principalmente maximizar o lucro da microrrede na operação conectada e minimizar o custo operacional na operação ilhada. Entretanto, quando se consideram cenários

de falta, o número de possíveis cenários aumenta e se torna um problema, dificultado ainda pela presença de dispositivos de armazenamento de energia e restrições operacionais. Para tentar resolver esse problema, têm sido aplicadas técnicas meta-heurísticas de otimização, incluindo algoritmos genéticos, enxame de partículas e colônia de formigas (OLIVARES et al., 2014). A estrutura de um sistema de controle secundário centralizado inclui:

- Previsão de capacidade das fontes de geração distribuída;
- Previsão de demanda de eletricidade;
- Níveis de carga dos sistemas de armazenamento;
- Limites operacionais, segurança e restrições de confiabilidade;
- Status de conexão com a rede externa e preço da energia;
- Modelo da microrrede, configurações e políticas.

Como saídas temos comandos para as cargas controláveis (deslocamento ou corte) e referências de pontos de operação para o sistema de controle primário (em termos de potência de saída e nível de tensão). O controle secundário centralizado demanda um rápido e confiável sistema de comunicação além da coordenação entre os sistemas de proteção e controle.

### 2.6.2 Controle Secundário Descentralizado

Esta abordagem de controle busca resolver o problema de gerenciamento de energia na microrrede dando o maior nível de autonomia possível às unidades de geração e carga, que tomarão decisões nas variáveis de controle de forma local (OLIVARES et al., 2014). Esse sistema é composto de uma estrutura hierárquica de três níveis: Operador da Rede de Distribuição (ORD), CCM e Controladores de Microfontes (CM). A responsabilidade do ORD é fazer a interface com a rede de distribuição. O CCM coordena a operação conjunta das unidades de geração distribuída e das cargas e sua interação com a microrrede. Por fim, os CM, por sua vez, controlam os geradores distribuídos (microfontes) em si, buscando atender objetivos locais, podendo haver comunicação entre eles com troca de informações relevantes para a operação da microrrede. Nessa abordagem, cada nível hierárquico apresenta inteligência própria e capacidade de tomada de decisões com base em informações locais para atingir múltiplos objetivos.

## 2.7 Resumo do Capítulo

As microrredes são sistemas de distribuição que contém geração distribuída integrada e geograficamente próxima às cargas capazes de operar em modo conectado ou desconectado da rede da concessionária. Possuem três níveis de controle: primário, secundário e terciário. Ao operar em modo ilhado, o mais alto nível de controle é o secundário e a microrrede é responsável pelo controle do nível de tensão nas barras, frequência elétrica de operação, despacho de unidades geradoras e transição entre modos de operação.

O controle primário é responsável pelas ações de partilha de potência demandada entre os geradores distribuídos e é um controle de resposta rápida, fornecendo resposta local na casa de segundos. Entre as estratégias de controle primário mais utilizadas está o controle *droop* que emula nos geradores distribuídos o comportamento dos grandes geradores síncronos, baseando-se nas relações de potência ativa/frequência e potência reativa/tensão. O controle secundário é o estágio responsável pelas ações de previsão de carga, controle de tensão e frequência, despacho ótimo, controle de desvios de tensão e frequência, etc. e pode ser de dois tipos: centralizado ou descentralizado.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA COM BARRA DE FOLGA DISTRIBUÍDA

O fluxo de potência é o método usado para determinação do estado do sistema elétrico (magnitude e ângulo das tensões nodais complexas) em regime permanente senoidal. Ele é baseado nas relações de tensão, corrente e potência inerentes a qualquer circuito elétrico que resulta em um sistema de equações algébricas não-lineares. Este sistema é solucionado aplicando-se métodos numéricos iterativos, tais como: Newton-Raphson ou Gauss-Zbus. Uma das premissas do fluxo de potência usado nas redes de transmissão (que aqui será referido como fluxo de potência convencional) é a existência de uma barra de folga. Ou seja, existe um gerador que é capaz de suprir todo o desbalanço entre geração e carga da rede bem como as perdas. Isso permite que o balanço de potência seja sempre fechado (carga mais perdas sempre igual à geração), não sendo necessária nesse caso, nenhuma modificação na frequência de operação do sistema elétrico (MONTICELLI, 1983).

Contudo, essa premissa não é de todo válida na prática, pois é impossível que o sistema elétrico tenha sempre um nível de geração idêntico ao nível de consumo mais as perdas. Isso se deve às constantes flutuações de carga que ocorrem devido à variação de demanda dos consumidores conectados à rede elétrica. Esse comportamento resulta em um desbalanço entre carga e geração que é compensado automaticamente pelos grandes geradores síncronos através da redução ou aumento da frequência de operação (VIEIRA FILHO, 1984). Os sistemas de controle, entretanto, impedem que esse desvio alcance valores significativos que venham a comprometer a estabilidade da rede. Desta forma, a frequência permanece dentro de uma faixa de variação mínima. Uma vez que grandes geradores possuem potência de reserva, o controle age rapidamente no sentido de aumentar ou reduzir o nível de geração, impedindo que aja um severo distúrbio de frequência (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

Nas microrredes por outro lado, não existe o conceito de um gerador de folga, nem tampouco os geradores distribuídos possuem potência suficiente para realizar ações de controle eficazes como nos geradores dos grandes sistemas elétricos. Isso significa dizer que os desbalanços de carga e geração serão compensados através de desvios na frequência de operação da microrrede, fazendo com que os geradores assumam um novo ponto de operação em que não haja desbalanço de potência (ABDELAZIZ, 2014).

Esta ação de controle ocorre no nível local (controle primário), que possui resposta rápida e é realizado pelos controladores locais da microrrede. No controle primário, as potências ativas e reativas de cada gerador, bem como a frequência do sistema passam a ser variáveis do problema (OLIVARES et al., 2014, ABDELAZIZ et al, 2013).



### 3.1 Modelo Clássico de Fluxo de Potência

As equações de balanço de potência utilizadas no fluxo de potência clássico (aplicado a sistemas de transmissão) consideram que a frequência de operação não varia e se baseiam na relação de igualdade entre a potência injetada em uma barra e a soma dos fluxos que entram ou saem desta, através de linhas de transmissão, transformadores, etc. (MONTICELLI, 1983). Matematicamente, essas equações podem ser escritas como:

$$P_k^{esp} = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad \text{para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{PQ}) \quad (3)$$

$$\theta_k - \theta_k^{esp} = 0 \quad \text{para } k \in \Omega_{V\theta} \quad (4)$$

$$Q_k^{esp} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad \text{para } k \in \Omega_{PQ} \quad (5)$$

$$V_k - V_k^{esp} = 0 \quad \text{para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta}) \quad (6)$$

Onde:

$P_k^{esp} = P_{gk}^{esp} - P_{ck}^{esp}$  ( $Q_k^{esp} = Q_{gk}^{esp} - Q_{ck}^{esp}$ ) é a potência ativa (reativa) líquida especificada na barra  $k$  (geração menos a carga);

$P_{gk}^{esp}$  ( $Q_{gk}^{esp}$ ) e  $P_{ck}^{esp}$  ( $Q_{ck}^{esp}$ ) são os valores especificados da potência ativa (reativa) gerada e consumida (potência da carga) na barra  $k$ , respectivamente;

$\Omega_k$  é o conjunto de barras que estão ligadas à barra  $k$  por algum elemento da rede (linha de transmissão, transformador, reator, etc.);

$V_k$  e  $V_m$  são as magnitudes das tensões nas barras  $k$  e  $m$ ;

$\theta_k$  e  $\theta_m$  são os ângulos das tensões nas barras  $k$  e  $m$ ;

$P_{km}$  ( $Q_{km}$ ) é o fluxo de potência ativa (reativa) da barra  $k$  para a barra  $m$ ;

$\theta_k^{esp}$  ( $V_k^{esp}$ ) é o valor especificado para o ângulo (a magnitude) da tensão na barra  $k$ ;

$\Omega_{PQ}$ ,  $\Omega_{PV}$  e  $\Omega_{V\theta}$  são os conjuntos de barras do tipo PQ, PV e  $V\theta$ , respectivamente.

Na formulação das equações (3)-(6), as linhas e colunas da matriz jacobiana associadas com barras do tipo PV e  $V\theta$  não são eliminadas da matriz jacobiana. Ao invés disso, equações de balanço de potência são substituídas por restrições de igualdade associadas com as quantidades fixadas nestas barras. Por exemplo, em uma barra PV a equação de balanço de potência reativa é substituída pela restrição  $V_k - V_k^{esp} = 0$ . Nas barras  $V\theta$  as restrições de balanço de potência ativa e reativa são substituídas pelas restrições  $\theta_k - \theta_k^{esp} =$

0 e  $V_k - V_k^{esp} = 0$ , respectivamente. É importante observar que os módulos e fases das tensões nas barras  $V\theta$  e os módulos das tensões nas barras PV são calculados em cada iteração, mas estas variáveis convergirão para os seus valores especificados devido as restrições (4) e (6). Esta técnica se baseia na modelagem de dispositivos de controle no fluxo de potência proposta por Passos Filho (2005) e Passos Filho et al (2009). A escolha desta formulação para o fluxo de potência convencional tem como objetivo permitir uma comparação mais direta entre as formulações dos fluxos de potência convencional e de barra de folga distribuída com relação a dimensão da matriz jacobiana, visto que no fluxo de potência com barra de folga distribuída não há os tipos convencionais de barras (PQ, PV e  $V\theta$ ). Conseqüentemente, evita-se que a dimensão da matriz jacobiana do fluxo de potência convencional fique em função dos números de barras de cada tipo.

Utilizando-se as leis de Kirchhoff e de Ohm, podem-se reescrever as equações (3)-(6) como:

$$P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{PQ}) \quad (7)$$

$$\theta_k - \theta_k^{esp} = 0 \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \quad (8)$$

$$Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \text{ para } k \in \Omega_{PQ} \quad (9)$$

$$V_k - V_k^{esp} = 0 \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta}) \quad (10)$$

Em que:

$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$  é o valor calculado da potência ativa injetada na rede pela barra  $k$ ;

$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$  é o valor calculado da potência reativa injetada na rede pela barra  $k$ ;

$K$  é o conjunto formado pelos elementos do conjunto  $\Omega_k$  mais a própria barra  $k$ ;

$G_{km}(B_{km})$  é o elemento da matriz de condutância (susceptância) nodal associado ao ramo entre os nós  $k$  e  $m$ ;

$\theta_{km}$  é a diferença angular entre as barras  $k$  e  $m$  ( $\theta_k - \theta_m$ ).

Pode-se agrupar matricialmente o sistema de equações (7)-(10) como:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{F}^{P\theta}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{F}^{QV}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{F}^{P\theta}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \\ \mathbf{F}^{QV}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \end{bmatrix} = 0 \quad (11)$$

Onde:

$\boldsymbol{\theta}$  é o vetor de ângulos das tensões nas barras com dimensão  $N_b$ .

$N_b$  é o número de barras do sistema.

$V$  é o vetor de magnitude das tensões nas barras com dimensão  $N_b$ .

$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}$  é o vetor de incógnitas do problema<sup>2</sup> com dimensão  $2 \times N_b$ .

$\mathbf{F}(\mathbf{x})$  é a função vetorial associada com as equações não-lineares do problema de fluxo de potência.

$\mathbf{F}^{P\theta}(\mathbf{x})$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{F}(\mathbf{x})$  associado com o resíduo de potência ativa em barras PQ e PV e com os resíduos dos ângulos das tensões nas barras  $V\theta$ . Os elementos de  $\mathbf{F}^{P\theta}(\mathbf{x})$  são definidos como se segue:

$$F_k^{P\theta} = \begin{cases} P_k^{esp} - P_k(V, \theta), & \text{para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{PQ}) \\ \theta_k - \theta_k^{esp}, & \text{para } k \in \Omega_{V\theta} \end{cases} \quad \text{para } k = 1, \dots, N_b \quad (12)$$

$\mathbf{F}^{QV}(\mathbf{x})$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{F}(\mathbf{x})$  associado com o resíduo de potência reativa nas barras PQ e com os resíduos dos módulos das tensões nas barras  $V\theta$  e PV. Os elementos de  $\mathbf{F}^{QV}(\mathbf{x})$  são definidos como se segue:

$$F_k^{QV} = \begin{cases} Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta), & \text{para } k \in \Omega_{PQ} \\ V_k - V_k^{esp}, & \text{para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta}) \end{cases} \quad \text{para } k = 1, \dots, N_b \quad (13)$$

A sistema (11) constitui um sistema de equações algébricas não-lineares e pode ser solucionado pelo método de Newton-Raphson e suas variações (métodos desacoplados). É importante notar que número de incógnitas e equações no sistema (11) é igual a  $2 \times N_b$ .

A expansão de Taylor da equação (11) resulta na função de iteração vetorial do método de Newton-Raphson, ou seja:

$$\Delta \mathbf{x}^v = -[\mathbf{J}_F(\mathbf{x}^v)]^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}^v) \quad (14)$$

Onde  $v$  denota a  $v$ -ésima iteração do problema e a matriz  $\mathbf{J}_F(\mathbf{x}^v)$  é conhecida como matriz Jacobiana do vetor  $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ , sendo dada por:

$$\mathbf{J}_F(\mathbf{x}^v) = \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}^{P\theta}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{F}^{P\theta}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{F}^{QV}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{F}^{QV}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (15)$$

A lei de formação da matriz Jacobiana  $\mathbf{J}_F(\mathbf{x})$  é dada por:

- Para a submatriz H:

$$H_{kk} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad \text{para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta})$$

<sup>2</sup> Os termos em negrito em equações neste trabalho referem-se a vetores e/ou matrizes.

$$H_{kk} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial \theta_k} = 1 \text{ para } k \in \Omega_{V\theta}$$

$$H_{km} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta})$$

$$H_{km} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial \theta_m} = 0 \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \text{ e } m = 1, \dots, N_b$$

- Para a submatriz  $\mathbf{N}$ :

$$N_{kk} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta})$$

$$N_{kk} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial V_k} = 0 \text{ para } k \in \Omega_{V\theta}$$

$$N_{km} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta})$$

$$N_{km} = \frac{\partial F_k^{P\theta}}{\partial V_m} = 0 \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \text{ e } m = 1, \dots, N_b$$

- Para a submatriz  $\mathbf{M}$ :

$$M_{kk} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_{PQ}$$

$$M_{kk} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial \theta_k} = 0 \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta})$$

$$M_{km} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_{PQ}$$

$$M_{km} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial \theta_m} = 0 \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta}) \text{ e } m = 1, \dots, N_b$$

- Para a submatriz  $\mathbf{L}$ :

$$L_{kk} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial V_k} = -V_k^2 B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_{PQ}$$

$$L_{kk} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial V_k} = 1 \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta})$$

$$L_{km} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_{PQ}$$

$$L_{km} = \frac{\partial F_k^{QV}}{\partial V_m} = 0 \text{ para } k \in (\Omega_{PV} \cup \Omega_{V\theta}) \text{ e } m = 1, \dots, N_b$$

Portanto, o sistema linear a ser resolvido iterativamente é dado por:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{F}^{P\theta}(\mathbf{x}^v) \\ \mathbf{F}^{QV}(\mathbf{x}^v) \end{bmatrix} \quad (16)$$

A Equação (14) é deduzida considerando-se a existência de uma ou mais barras de folga (barras do tipo  $V\theta$ ) que, ao final do processo, serão usadas para compensar eventuais desequilíbrios entre a potência gerada e a consumida mais as perdas. Deve-se enfatizar que o desbalanço de potência reativa é compensado pelas barras do tipo  $PV$  e  $V\theta$ . Todavia, o desbalanço de potência ativa é somente compensado pelas barras do tipo  $V\theta$ . Entretanto, como mencionado anteriormente, a existência de uma barra de folga não é uma hipótese aceitável em se tratando da operação real do sistema elétrico, tampouco da realidade das microrredes. A seguir será introduzido um fluxo de potência modificado, que expande a equação (14) para considerar desvios de frequência oriundos da inexistência de uma barra de folga (LA GATTA, 2012).

### 3.2 Modelo de Fluxo de Potência com Barra de Folga Distribuída

Neste trabalho é utilizado o fluxo de potência com barra de folga distribuída que utiliza as equações de regulação primária dadas em (1) e (2). A distribuição da barra de folga adiciona novas equações ao sistema das equações (7)-(10). Como não se pode mais atribuir o desbalanço de potência apenas a uma barra, as potências geradas em cada barra de geração passam também a ser variáveis do problema, juntamente com a frequência (LA GATTA, 2012; ABDELAZIZ et al, 2014; ARAÚJO, 2015). Dessa forma, o conjunto de equações a ser usado no modelo de fluxo de potência com barra de folga distribuída para fins de controle primário é dado nas equações de (17)-(21).

$$[P_{gk} - P_{ck}(V_k, f)] - P_k(V, \theta) = 0 \text{ para } k = 1, \dots, N_b \quad (17)$$

$$[Q_{gk} - Q_{ck}(V_k, f)] - Q_k(V, \theta) = 0 \text{ para } k = 1, \dots, N_b \quad (18)$$

$$(P_{gi}^{ref} - P_{gi}) + \frac{1}{K_i^P} (f^{ref} - f) = 0 \text{ para } i \in \Omega_G \quad (19)$$

$$(Q_{gi}^{ref} - Q_{gi}) + \frac{1}{K_i^Q} (V_i^{ref} - V_i) = 0 \text{ para } i \in \Omega_G \quad (20)$$

$$\theta_s^{esp} - \theta_s = 0 \quad (21)$$

Onde:

$P_{g_k}(Q_{g_k})$  é a geração de potência ativa (reativa) calculada na barra  $k$ ;

$P_{c_k}(V_k, f) = P_{c_k}^{nom} V_k^a (1 + K^{pf} \Delta f)$  ( $Q_{c_k}(V_k, f) = Q_{c_k}^{nom} V_k^a (1 + K^{qf} \Delta f)$ ) é a carga ativa (reativa) na barra  $k$ , em função da frequência  $f$  e da magnitude da tensão na barra  $k$  ( $V_k$ ), definida de acordo com o modelo de ABDELAZIZ et al (2013);

$a$  e  $b$  são expoentes que dependem do tipo de carga (residencial, comercial, industrial, etc.);

$K^{pf}$  e  $K^{qf}$  são fatores que variam de 0 a 3 e de -2 a 0, respectivamente (KUNDUR, 1994);

$\Delta f = f^{ref} - f$ ;

$P_{g_i}^{ref}(Q_{g_i}^{ref})$  é o valor de referência da geração de potência ativa (reativa) associado com o gerador  $i$ ;

$K_i^P$  e  $K_i^Q$  são os coeficientes “droop” para o gerador  $i$ ;

$\Omega_G$  é o conjunto de barras de geração;

$\theta_s^{esp}$  é o valor especificado do ângulo da tensão na barra de referência  $s$  ( $\theta_s$ );

$f^{ref}$  é o valor de referência para a frequência do sistema  $f$ ;

$V(\theta)$  é o vetor do módulo (fase) das tensões nodais com dimensão igual a  $N_b$ .

Pode-se agrupar matricialmente o sistema de equações (17)-(21) como:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{H}^{PB}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{H}^{QB}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{H}^{PG}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{H}^{QG}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{H}^{\theta}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = 0 \quad (22)$$

$\mathbf{H}(\mathbf{x})$  é a função vetorial associada com as equações não-lineares do problema de fluxo de potência com barra de folga distribuída.

$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ P_g \\ Q_g \\ f \end{bmatrix}$  é o vetor de incógnitas do problema com dimensão  $2 \times N_b + 2 \times |\Omega_G| + 1$ .

$P_g(Q_g)$  é o vetor de potência ativa (reativa) gerada com dimensão  $|\Omega_G|$ .

$H_k^{PB}(\mathbf{x}) = [P_{g_k} - P_{c_k}(V_k, f)] - P_k(V, \theta)$  para  $k = 1, \dots, N_b$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  associado com o resíduo de potência ativa nas barras.

$H_k^{QB}(\mathbf{x}) = [Q_{g_k} - Q_{c_k}(V_k, f)] - Q_k(V, \theta)$  para  $k = 1, \dots, N_b$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  associado com o resíduo de potência reativa nas barras.

$H_i^{PG}(x) = (P_{gi}^{ref} - P_{gi}) + \frac{1}{K_i^P} (f^{ref} - f)$  para  $i \in \Omega_G$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{H}(x)$  associado com o resíduo de potência ativa do controle droop nas barras de geração.

$H_i^{QG}(x) = (Q_{gi}^{ref} - Q_{gi}) + \frac{1}{K_i^Q} (V_i^{ref} - V_i)$  para  $i \in \Omega_G$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{H}(x)$  associado com o resíduo de potência reativa do controle droop nas barras de geração.

$H^\theta(x) = \theta_s^{esp} - \theta_s$  é um subvetor do vetor  $\mathbf{H}(x)$  associado com o resíduo de ângulo na barra de referência angular.

A expansão de Taylor da equação (20) resulta na função de iteração vetorial do método de Newton-Raphson, ou seja:

$$\Delta \mathbf{x}^v = -[\mathbf{J}_H(\mathbf{x}^v)]^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^v) \quad (23)$$

Onde  $\mathbf{J}_H(\mathbf{x}^v)$  é a matriz jacobiana associada com o vetor  $\mathbf{H}(x)$ .

Expandindo-se a equação (21) de acordo com os subvetores de  $\mathbf{H}(x)$  resulta em:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial H^{PB}}{\partial \theta} & \frac{\partial H^{PB}}{\partial V} & \frac{\partial H^{PB}}{\partial P_g} & \frac{\partial H^{PB}}{\partial Q_g} & \frac{\partial H^{PB}}{\partial f} \\ \frac{\partial H^{QB}}{\partial \theta} & \frac{\partial H^{QB}}{\partial V} & \frac{\partial H^{QB}}{\partial P_g} & \frac{\partial H^{QB}}{\partial Q_g} & \frac{\partial H^{QB}}{\partial f} \\ \frac{\partial H^{PG}}{\partial \theta} & \frac{\partial H^{PG}}{\partial V} & \frac{\partial H^{PG}}{\partial P_g} & \frac{\partial H^{PG}}{\partial Q_g} & \frac{\partial H^{PG}}{\partial f} \\ \frac{\partial H^{QG}}{\partial \theta} & \frac{\partial H^{QG}}{\partial V} & \frac{\partial H^{QG}}{\partial P_g} & \frac{\partial H^{QG}}{\partial Q_g} & \frac{\partial H^{QG}}{\partial f} \\ \frac{\partial H^\theta}{\partial \theta} & \frac{\partial H^\theta}{\partial V} & \frac{\partial H^\theta}{\partial P_g} & \frac{\partial H^\theta}{\partial Q_g} & \frac{\partial H^\theta}{\partial f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta P_g \\ \Delta Q_g \\ \Delta f \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H^{PB}(x) \\ H^{QB}(x) \\ H^{PG}(x) \\ H^{QG}(x) \\ H^\theta(x) \end{bmatrix} \quad (24)$$

Com base nas equações (17)-(21), a lei de formação da matriz Jacobiana  $\mathbf{J}_H(x)$  é dada por (onde são mostrados apenas os elementos não-nulos de  $\mathbf{J}_H(x)$ ):

- Para as derivadas de  $H^{PB}$ :

$$\begin{aligned} \frac{\partial H_k^{PB}(x)}{\partial \theta_k} &= -\frac{\partial P_k(V, \theta)}{\partial \theta_k} \\ &= V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}), \text{ para } m = 1, \dots, N_b. \end{aligned}$$

$$\frac{\partial H_k^{PB}(x)}{\partial \theta_k} = -\frac{\partial P_k(V, \theta)}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$$

$$\frac{\partial H_k^{PB}(x)}{\partial V_k} = \frac{\partial [P_{ck}^{nom} V_k^a (1 + K^{pf} \Delta f)]}{\partial V_k} - \frac{\partial P_k(V, \theta)}{\partial V_m}$$

$$= aP_{ck}^{nom}V_k^{a-1}(1 + K^{pf}\Delta f) - V_kG_{kk} - \sum_{m \in K} V_m(G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}),$$

para  $m = 1, \dots, N_b$ .

$$\frac{\partial H_k^{PB}(x)}{\partial V_m} = -\frac{\partial P_k(V, \theta)}{\partial \theta_m} = -V_k(G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$$

$$\frac{\partial H_k^{PB}(x)}{\partial P_{g_k}} = 1$$

$$\frac{\partial H_k^{PB}(x)}{\partial f} = -K^{pf}P_{ck}^{nom}V_k^a f$$

- Para as derivadas de  $\mathbf{H}^{QB}$ :

$$\frac{\partial H_k^{QB}(x)}{\partial \theta_k} = -\frac{\partial Q_k(V, \theta)}{\partial \theta_k} = V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m(G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$$

$$\frac{\partial H_k^{QB}(x)}{\partial \theta_m} = -\frac{\partial Q_k(V, \theta)}{\partial \theta_m} = V_k V_m(G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$$

$$\frac{\partial H_k^{QB}(x)}{\partial \theta_k} = aQ_{ck}^{nom}V_k^{a-1}(1 + K^{qf}\Delta f) + V_k B_{kk} - \sum_{m \in K} V_m(G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}),$$

para  $m = 1, \dots, N_b$ .

$$\frac{\partial H_k^{QB}(x)}{\partial V_m} = -\frac{\partial Q_k(V, \theta)}{\partial \theta_m} = -V_k(G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$$

$$\frac{\partial H_k^{QB}(x)}{\partial Q_{g_k}} = 1$$

$$\frac{\partial H_k^{QB}(x)}{\partial f} = -K^{qf}Q_{ck}^{nom}V_k^a f$$

- Para as derivadas de  $\mathbf{H}^{PG}$ :

$$\frac{\partial H_i^{PG}(x)}{\partial P_{g_i}} = -1$$

$$\frac{\partial H_i^{PG}(x)}{\partial f} = -\frac{1}{K_i^P}$$

- Para as derivadas de  $\mathbf{H}^{QG}$ :

$$\frac{\partial H_i^{QG}(x)}{\partial Q_{g_i}} = -1$$



$$\frac{\partial H_i^{QG}(x)}{\partial V_i} = -\frac{1}{K_i^Q}$$

- Para as derivadas de  $\mathbf{H}^\theta$ :

$$\frac{\partial H_i^\theta(x)}{\partial \theta_i} = -1$$

É importante enfatizar que a dimensão do sistema de equações definido em (24) é  $2 \times N_b + 2 \times |\Omega_G| + 1$ . Ou seja, no fluxo de potência com barra de folga distribuída há  $2 \times |\Omega_G| + 1$  equações/incógnitas a mais com relação ao sistema do fluxo de potência convencional cuja dimensão é  $2 \times N_b$ . As variáveis adicionais introduzidas no fluxo de potência com barra de folga distribuída são:  $P_g$ ,  $Q_g$  e  $f$ . É também importante observar que não há cálculo da potência ativa e reativa geradas após a solução ser obtida no fluxo de carga com barra de folga distribuída, pois a geração de potência ativa e reativa são incluídas no vetor de estado.

### 3.3 Resumo do Capítulo

O fluxo de potência convencional desconsidera que em um sistema elétrico de potência há constantes variações entre geração e carga e atribui o desbalanço de potência e perdas a um único gerador, chamado gerador de folga. O fluxo de potência com barra de folga distribuída atribui o déficit de potência e as perdas a todos os geradores e para tal, utiliza as equações do modelo de controle *droop* para efetuar a partilha de potência entre os geradores e obter o desvio de frequência resultante. Nesse fluxo, as potências ativa e reativa gerada em cada gerador e a frequência de operação são variáveis do problema e, portanto, este fluxo é mais adequado para simular o controle primário de microrredes de distribuição.

## **4 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO**

O fluxo de potência é usado para obtenção do estado do sistema elétrico, caracterizado pelos valores da magnitude e do ângulo da tensão em cada uma das barras que o compõe. Sabendo-se o valor de tensão e ângulo em cada barra, é possível determinar-se correntes, fluxos ativo e reativo, perdas e uma série de outras variáveis pertinentes à operação do sistema de potência (CHEN, CHEN e BAK-JENSEN, 2008).

No entanto, o fluxo de potência determinístico não retrata de forma realista a operação do sistema elétrico, que está sujeito a incertezas relativas à geração e a demanda, que variam aleatoriamente com o tempo. Portanto, as variáveis de estado do sistema elétrico (magnitude e fase da tensão) não assumem valores determinísticos e também se comportam de forma aleatória em função dessas incertezas. Nesse contexto, a técnica mais adequada para modelar as incertezas são os métodos probabilísticos. A opção pelos métodos probabilísticos é devido à disponibilidade de dados estatísticos para caracterizar as incertezas do sistema elétrico via distribuições de probabilidade.

De modo a se considerar essas incertezas no fluxo de potência são utilizadas técnicas conhecidas como propagação de incertezas. Estas técnicas calculam como as incertezas presentes nos dados de entrada (injeções de potência) afetam as variáveis de saída (tensões nodais) após serem manipuladas por meio de operações algébricas que definem a relação entre as variáveis de entrada e saída. No caso do fluxo de potência estas operações algébricas estão associadas com um sistema de equações não lineares. O método de fluxo de potência, que leva em consideração as incertezas do sistema elétrico, é conhecido como fluxo de potência probabilístico. Proposto inicialmente em 1974, este tipo de fluxo de potência tem sido desenvolvido e aplicado na operação normal dos sistemas de potência, no planejamento de curto e longo prazo e outras áreas (CHEN, CHEN e BAK-JENSEN, 2008).

### **4.1 Tipos de Fluxo de Potência Probabilístico**

O fluxo de potência probabilístico pode ser resolvido de duas formas: por meio de técnicas de seleção de estados ou por meio de técnicas analíticas (FAN et al, 2012). Existem dois tipos de métodos de seleção de estados: a enumeração e a Simulação Monte Carlo (SMC). Na enumeração os estados do sistema são selecionados de acordo com um critério específico, por exemplo: ordem de contingência ou um valor limiar para a probabilidade de ocorrência dos estados. Uma dificuldade associada com a enumeração é a representação de

variáveis aleatórias contínuas, por exemplo, erros de previsão de carga via distribuição normal. Neste caso, é necessário discretizar a distribuição de probabilidade associada com a variável aleatória contínua. Contudo, este procedimento resulta em um alto custo computacional devido ao elevado número de intervalos requerido para obter uma aproximação discreta para uma distribuição de probabilidade contínua e pelo elevado número de estados do sistema resultante da convolução discreta entre diversas variáveis aleatórias discretizadas associadas com os parâmetros de entrada do sistema. Por outro lado, na SMC os estados do sistema são selecionados sorteando-se as variáveis de entrada através de geradores de números aleatórios com distribuições de probabilidade adequadas para representar as incertezas nas entradas do sistema. A SMC também tem um alto custo computacional devido ao elevado número de amostras do sistema requerido para estimar índices probabilísticos com precisão aceitável. Esta situação se torna mais crítica na estimação de índices associados com variâncias elevadas e eventos raros (baixa probabilidade de ocorrência) (CHEN, CHEN e BAK-JENSEN, 2008).

Por outro lado, os métodos analíticos fazem a representação matemática explícita das variáveis aleatórias conhecidas do problema para obter diretamente as estatísticas das variáveis de estado usando técnicas de propagação de incertezas. A vantagem dos métodos analíticos (em comparação com os métodos de simulação) é a velocidade com que a análise é realizada, uma vez que estes métodos consistem basicamente na resolução de equações matemáticas. Por outro lado, quanto mais complexas as variáveis a serem modeladas, mais complicada se torna a tarefa de se explicitar equações para elas. Consequentemente, a dificuldade de se implementar o método analítico será maior (FAN et al, 2012).

Para representação das distribuições de probabilidade das variáveis de estado, faz-se ainda necessário o uso de expansões em séries de funções ortogonais ou transformações algébricas dos momentos em somas de misturas gaussianas, o que permite a extração de dados referentes aos riscos desejados (WANG, SONG e IRVING, 2008, FAN et al, 2012).

## **4.2 Fluxo Probabilístico na Microrrede**

No âmbito das microrredes, o fluxo de potência probabilístico é ainda mais importante, uma vez que nesse cenário encontram-se diversas incertezas que afetam de forma muito mais severa a operação da rede. Na geração, por exemplo, há incertezas relacionadas com as fontes alternativas (em especial a eólica e a fotovoltaica) e com o próprio estado dos geradores, que podem estar em falha ou em operação (ABDELAZIZ et al, 2013). A previsão

de carga também está imbuída de erros que podem ser modelados através de distribuições de probabilidade conhecidas. Assim, essas variáveis são modeladas no fluxo de potência probabilístico de modo a se obter o estado da microrrede, que neste trabalho é composto não apenas de magnitude e ângulo da tensão, mas também de geração ativa e reativa nos geradores distribuídos e frequência de operação. Esses modelos de incertezas serão descritos em detalhes na seção a seguir.

#### 4.2.1 Modelos de Incertezas da Microrrede

Como mencionado, uma microrrede possui incertezas relacionadas com a previsão de carga, estado e capacidade de geração que precisam ser adequadamente modelados para fornecer um resultado que se aproxime da realidade. Nesse contexto, nas subseções a seguir será estudado como são modeladas as principais incertezas nas variáveis de entrada do problema, ou seja, carga e geração (ARAÚJO, 2015).

a) *Modelo Probabilístico das Cargas* – As duas principais causas de incertezas no valor das cargas do sistema elétrico são: erros de previsão de carga e variações cronológicas de demanda. Neste trabalho, considerar-se-á o erro de previsão associado com o pico de carga, que pode ser modelado através de uma distribuição contínua normal. Dessa forma, podemos escrever:

$$L_{pico} = \tilde{L}_{pico} + z\tilde{L}_{pico} \left( \frac{\tilde{\sigma}}{100} \right) \quad (25)$$

Na qual  $L_{pico}$  é o pico de carga da microrrede,  $z$  é um número aleatório normalmente distribuído,  $\tilde{L}_{pico}$  é o valor previsto do pico de carga da microrrede e  $\tilde{\sigma}_{pico}$  é o erro de previsão de carga expresso como um percentual de  $\tilde{L}_{pico}$ . A equação (25) será usada tanto para carga ativa quanto carga reativa, considerando fator de potência constante, ou seja, o mesmo número aleatório  $z_i$  será usado para o cálculo do patamar de potência ativa e para o patamar de potência reativa.

b) *Modelo Probabilístico dos Geradores Convencionais a Gás* – Os geradores convencionais a gás podem ser modelados através de uma distribuição discreta de Bernoulli que considera que o gerador pode assumir apenas dois estados: funcionando, com probabilidade  $p$  e em falha, com probabilidade  $q$ , portanto,  $p + q = 1$ . As falhas nos geradores são consideradas eventos independentes e uma distribuição uniforme no intervalo  $[0, 1]$  é usada para se identificar em qual estado o gerador se encontra durante a etapa de simulação. Desta forma, pode-se

representar a probabilidade de falha de um grupo de geradores com  $N_g$  unidades através da distribuição binomial definida na equação (26).

$$Prob[k] = {}_{N_g}C_k (1 - FOR)^k FOR^{N_g - k} \quad (26)$$

Na qual  $Prob[k]$  é a probabilidade de haver  $k$  geradores em operação e  ${}_{N_g}C_k$  é o número de combinações de  $k$  geradores selecionadas a partir  $N_g$  geradores.

c) *Modelo Probabilístico do Vento e do Gerador Eólico* – A variabilidade na potência de saída de um gerador eólico é devido ao comportamento aleatório da velocidade do vento. Dados coletados em estações de medição anemométricas mostram que a distribuição de probabilidade que melhor descreve a velocidade do vento é a Weibull bivariada ou trivariada. A função densidade de probabilidade Weibull de três parâmetros é dada por:

$$f(v) = \left(\frac{\beta}{\alpha}\right) \left(\frac{v - \tau}{\alpha}\right)^{\beta - 1} e^{-\left(\frac{v - \tau}{\alpha}\right)^\beta} \quad (27)$$

Na qual  $\beta$  é chamado de parâmetro de forma,  $\alpha$  é chamado parâmetro de escala e  $\tau$  é o parâmetro de localização (ARAÚJO, 2015). A forma bivariada da distribuição Weibull tem o parâmetro de localização igual a zero.

O gerador eólico, entretanto, tem sua curva de produção de potência de saída dependente da velocidade do vento. Essa curva é mostrada na Figura 2 para um gerador eólico do tipo DFIG<sup>3</sup> (o qual usaremos neste trabalho).

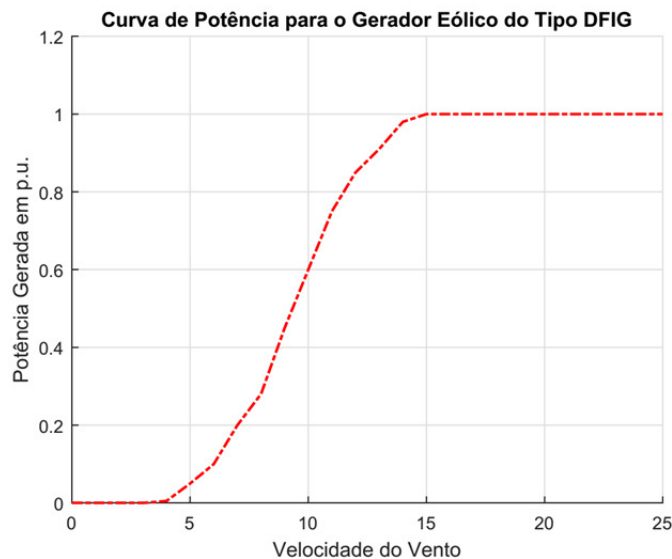


Figura 2 – Curva de potência do gerador eólico DFIG.  
Fonte: adaptado de ARAÚJO (2015).

<sup>3</sup> Do inglês *Double Fed Inductor Generator* ou Gerador de Indução Duplamente Alimentado, em Português.

- $V_{cut-in}$  – velocidade mínima do vento a partir da qual o gerador eólico tem capacidade de gerar potência útil na saída.
- $V_{cut-out}$  velocidade máxima do vento a partir da qual o gerador eólico trava seu funcionamento de forma a evitar danos.
- $V_{nom}$  – velocidade do vento para a qual o gerador eólico produz sua potência de saída nominal.

De forma a utilizar a curva de potência da Figura 2 para fins analíticos e de simulação, utiliza-se uma aproximação polinomial de sexta ordem dos dados, cujo resultado é mostrado na Figura 3. Uma descrição detalhada desta técnica pode ser encontrada em Araújo (2015).

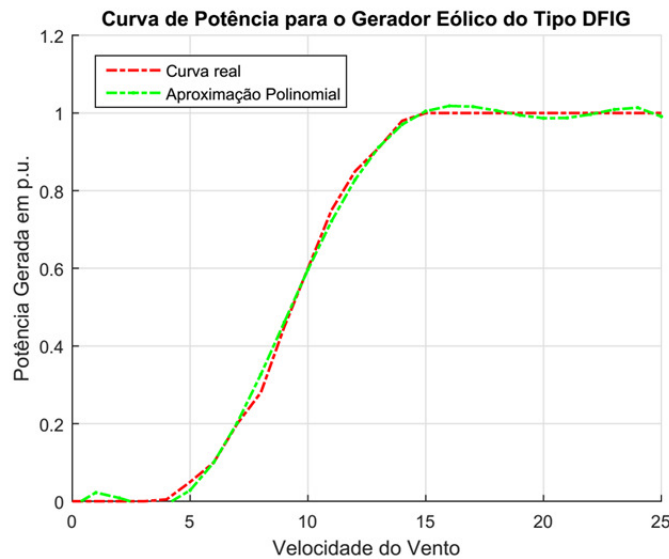


Figura 3 – Curva de potência do gerador eólico DFIG aproximada por um polinômio.  
Fonte: adaptado de ARAÚJO (2015).

d) *Modelo Probabilístico do Gerador Fotovoltaico* – A produção de energia em um painel fotovoltaico depende de diversos fatores, entre os quais: a área do painel, a irradiância da luz solar, a umidade do ar, a temperatura ambiente e a eficiência do painel. Desses fatores, a irradiância é o que possui a maior influência no nível de geração do painel. Geralmente, a incerteza na irradiação solar em um gerador fotovoltaico é modelada através da distribuição beta definida na equação (28).

$$f(r) = \frac{\Gamma(a+b)}{\Gamma(a)\Gamma(b)} \left(\frac{r}{r_{max}}\right)^{a-1} \left(1 - \frac{r}{r_{max}}\right)^{b-1} \quad (28)$$

Na qual:  $r$  é a irradiância solar,  $r_{max}$  é a irradiância solar máxima medida no período de coleta de dados e  $\Gamma$  é a função gama. Os parâmetros  $a$  e  $b$  são definidos de acordo com (11) e (12).

$$a = \mu \left[ \frac{\mu(1 - \mu)}{\sigma^2 - 1} \right] \quad (29)$$

$$b = (1 - \mu) \left[ \frac{\mu(1 - \mu)}{\sigma^2 - 1} \right] \quad (30)$$

Nas quais  $\mu$  e  $\sigma$  são a média e o desvio padrão da distribuição gama da irradiância solar, respectivamente (FAN et al, 2012).

### 4.3 Métodos de Fluxo de Potência Probabilístico

Há diversas técnicas utilizadas para resolução do fluxo de potência probabilístico. Entre os métodos de seleção de estados, a SMC é uma das mais comuns. Entre os métodos analíticos, a Soma de Cumulantes e a Estimação por Pontos constam como principais técnicas. Na SMC sorteia-se uma amostra de valores para variáveis e parâmetros estocásticos do modelo do sistema e realiza-se uma análise determinística de fluxo de potência para cada elemento da amostra de forma que se obtém o mesmo número de amostras de estados do sistema (ABDELAZIZ et al, 2013). A capacidade de se usar as equações não lineares do fluxo de carga sem aproximação é a razão pela qual os resultados obtidos com o fluxo de potência probabilístico via SMC são usados como referência para validar os resultados obtidos através de outros algoritmos de fluxo de potência probabilístico com equações de fluxo de potência simplificadas.

A ideia básica da abordagem analítica é utilizar técnicas de convolução com as distribuições de probabilidade das variáveis estocásticas das injeções de potência de modo que as distribuições de probabilidade das variáveis estocásticas do estado do sistema e fluxos nas linhas possam ser obtidas. Entretanto, as dificuldades em se resolver as equações de FCP através da convolução das distribuições de probabilidade das variáveis de injeção de potência são principalmente duas:

- a) As equações de FC são não lineares;
- b) As variáveis de injeção de potência em barras diferentes geralmente não são totalmente independentes ou linearmente correlacionadas.

Para lidar com o fluxo de potência probabilístico facilmente usando a abordagem analítica, algumas premissas são consideradas (FAN et al, 2012, WANG, SONG e IRVING, 2008): a) linearização das equações de fluxo de potência; b) independência ou correlação linear entre as variáveis de potência injetada; c) Distribuições normais e discretas para carga e geração respectivamente; e) Configuração e parâmetros da rede constantes.

Neste trabalho, será utilizado o método analítico de Estimação por Pontos combinado com a Expansão em Mistura Gaussiana (utilizada para geração de distribuições cumulativa e de densidade de probabilidade) para realização do fluxo de potência probabilístico. Este método foi implementado juntamente com o método de SMC, que permitiu sua validação. Na otimização que será apresentada no Capítulo 8, apenas o método analítico foi utilizado em virtude de o tempo computacional da SMC não permitir sua incorporação a um problema de otimização.

Além disso, ao longo desta pesquisa foi verificado que as expansões em séries de funções ortogonais (Gram-Charlier, Edgeworth e Cornish-Fisher) não são adequadas para representação de funções de distribuição que dependem de variáveis aleatórias multimodais. Como será visto, a representação gerada por essas expansões é muito discrepante com relação ao resultado obtido pela SMC, que é utilizada como método de validação.

#### 4.3.1 Simulação Monte Carlo (SMC)

Diferentemente dos procedimentos analíticos, os métodos de simulação estocástica usados em cálculo de confiabilidade estimam os índices replicando o comportamento aleatório dos sistemas através de simulações (BILLINTON e LI, 1994). Assim, é executada uma série de experimentos reais que estimam probabilidades e outros índices pela contagem do número de vezes que um dado evento ocorre. Existem vantagens e desvantagens dos métodos de simulação que podem ser elencados a seguir:

- a) O tempo de solução para as técnicas analíticas é relativamente curto, enquanto as técnicas de simulação demandam bastante tempo computacional na maioria dos casos;
- b) O método analítico dará sempre o mesmo resultado com a mesma exatidão, enquanto que os resultados dos métodos de simulação dependem fortemente do gerador de números aleatórios usado e do número de simulações, podendo apresentar variações nos resultados de uma simulação para outra;
- c) O modelo analítico muitas vezes simplifica a representação do sistema de modo que possa ser calculado, enquanto o método de simulação pode levar em conta qualquer característica do sistema que se reconheça;
- d) As técnicas de simulação podem fornecer uma ampla faixa de parâmetros de saída incluindo momentos e distribuições de probabilidades, o que também é possível



com métodos analíticos, mas apenas através do uso de ferramentas matemáticas complexas.

As simulações estocásticas podem ser usadas de duas formas: não-sequencial ou sequencial. No primeiro caso, os estados do sistema são escolhidos aleatoriamente sem considerar qualquer dependência temporal e na abordagem sequencial a ordem cronológica de cada estado é levada em consideração (BILLINTON e LI, 1994). A escolha de um método ou outro depende basicamente no efeito que um estado tem sobre o outro e se esse efeito tem um impacto significativo nos índices de confiabilidade sendo calculados. O termo Simulação Monte Carlo é usado para descrever o conjunto de processos de simulação estocástica que são aleatórios em todos os seus aspectos (BILLINTON e LI, 1994).

O fluxo de potência probabilístico via SMC não-sequencial pode resumido através do seguinte algoritmo conceitual:

- i) Ler dados de entrada do sistema: dados das barras, dados das linhas e parâmetros das distribuições de probabilidade usadas para modelar as incertezas na carga e na geração;
- ii) Executar um pré-despacho econômico da microrrede através um fluxo de potência ótimo utilizando-se funções nativas do MATLAB (`fmincon`) e obter como saída referências para a potência de saída e tensão nos geradores;
- iii) Repetir os passos de (iii)-(xi) para  $i = 1, \dots, N_A$ , onde  $N_A$  é o tamanho da amostra de estados do sistema;
- iv) Sortear o pico de carga do sistema usando-se um gerador de números aleatórios com distribuição normal;
- v) Alocar o pico de carga do sistema nos pontos de demanda usando-se fatores de alocação de carga baseados na potência nominal das cargas;
- vi) Repetir os passos de (vi)-(viii) para o conjunto de barras de geração;
- vii) Sortear o número de geradores disponíveis usando-se um gerador de números aleatórios com distribuição binomial;
- viii) Repetir o passo (viii) para o número de geradores disponíveis sorteado no passo (v);
- ix) Sortear a geração de potência do gerador de acordo com a fonte de energia primária. Se a fonte for eólica, então usa-se um gerador de números aleatórios com distribuição Weibull. Se o gerador for fotovoltaico, então usa-se um gerador de números aleatórios com distribuição beta;
- x) Executar o fluxo de potência determinístico;

- xi) Atualização da amostra de estados do sistema;
- xii) Se o critério de parada é satisfeito, então o algoritmo é finalizado. Caso contrário, retornar para o passo (ii).
- xiii) Calcular as estatísticas das variáveis de estado do sistema a partir da amostra obtida na simulação.

O principal critério de parada usado na SMC não-sequencial é a tolerância para a incerteza relativa ou coeficiente de variação. Este coeficiente é definido como se segue:

$$\beta[F] = \frac{\tilde{\sigma}[F]}{\tilde{E}[F]} \quad (31)$$

Onde:

$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NA} \sum_{j=1}^{NA} F(x^j)$  é a estimativa do valor esperado da função-teste associada com um índice probabilístico. Por exemplo, se o índice estimado é a probabilidade de perda de carga (“*Loss of Load Probability – LOLP*”), então a função-teste é definida como se segue:

$$F(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se há corte de carga no estado } x^j \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$\tilde{\sigma}[F] = \sqrt{\frac{\tilde{var}[F]}{NA}}$  é desvio padrão estimado da função-teste.

$\tilde{var}[F] = \frac{1}{NA} \sum_{j=1}^{NA} [F(x^j) - \tilde{E}[F]]^2$  é a variância estimada da função-teste.

O algoritmo conceitual da SMC definido acima se baseia nas seguintes considerações:

- i) Não há correlação entre a irradiância solar e a velocidade do vento.
- ii) As demandas nos pontos de carga são correlacionadas.
- iii) Todos os geradores localizados em uma barra são do mesmo tipo (solar, eólico ou térmico)
- iv) Aspectos cronológicos e conexão temporal entre os estados do sistema não são considerados.

Todos os números aleatórios são gerados usando-se funções nativas do software MATLAB. Por exemplo, `randn`, `wblrnd` e `betarnd` para gerar números aleatórios com distribuições Normal, Weibull e Beta, respectivamente.

### 4.3.2 Estimação por Pontos

A estimação por pontos é uma forma de se encontrar os momentos de uma variável aleatória  $Z$  que se relaciona com uma ou mais variáveis aleatórias  $p_l$  através de uma função  $F$  (HONG, 1998, GALLEGO, ECHEVERRI e FELTRIN, 2012). Isso é feito usando-se as chamadas concentrações em  $K$  pontos por variável, obtidas através dos momentos das variáveis aleatórias  $p_l$ . A  $k$ -ésima concentração  $(p_{l,k}, w_{l,k})$  de uma variável aleatória  $p_l$  é definida como um par composto por um local  $p_{l,k}$  e um peso  $w_{l,k}$ . O local  $p_{l,k}$  é o  $k$ -ésimo valor da variável  $p_l$  no qual a função  $F$  é calculada. Dessa forma, calcula-se a função  $F$  um total de  $K$  vezes para cada uma das  $m$  variáveis aleatórias de entrada, substituindo-se a variável  $p_l$  pelos seus locais  $p_{l,k}$  e mantendo-se as demais  $m - 1$  variáveis em seu valor médio (SU, 2005, HONG, 1998). Ou seja, o fluxo de carga determinístico deve ser calculado  $K \times m$  vezes para que os momentos das variáveis de saída possam ser estimados. O número de locais  $K$  para cada variável aleatória de entrada depende do esquema usado. O local  $p_{l,k}$  é determinado como:

$$p_{l,k} = \mu_{p_l} + \xi_{l,k} \sigma_{p_l} \quad (32)$$

onde  $\xi_{l,k}$  é o local padrão,  $\mu_{p_l}$  e  $\sigma_{p_l}$  são a média e desvio padrão da variável de entrada  $p_l$ . O local padrão  $\xi_{l,k}$  e o peso  $w_{l,k}$  são obtidos pela resolução do sistema de equações lineares:

$$\sum_{k=1}^K w_{l,k} = \frac{1}{m} \quad (33)$$

$$\sum_{k=1}^K w_{l,k} (\xi_{l,k})^i = \lambda_{l,i} \quad i = 1, 2, 3, \dots, 2K - 1 \quad (34)$$

Onde  $\lambda_{l,i}$  representa o  $i$ -ésimo momento central da variável de entrada  $p_l$  com função de densidade de probabilidade  $f_{p_l}$ , isto é:

$$\lambda_{l,i} = \frac{M_j(p_l)}{(\sigma_{p_l})^i} \quad (35)$$

onde  $\lambda_{l,1} = 0$ ,  $\lambda_{l,2} = 1$ ,  $\lambda_{l,3}$  é o coeficiente de assimetria e  $\lambda_{l,4}$  é o coeficiente de curtose. Esse sistema pode ser resolvido pelos procedimentos propostos em (MILLER e RICE, 1983). Uma vez que todas as concentrações  $(p_{l,k}, w_{l,k})$  forem encontradas, a função  $F$  é calculada nos valores  $(\mu_{p_1}, \mu_{p_2}, \mu_{p_3}, \dots, p_{l,k}, \dots, \mu_{p_m})$ , resultando em  $Z(l, k)$  que o vetor de variáveis aleatórias de saída (HONG, 1998). Finalmente, usando os pesos  $w_{l,k}$  e os valores de  $Z(l, k)$

calculados em cada local  $p_{l,k}$  podemos estimar o  $j$ -ésimo momento da  $i$ -ésima variável de saída como:

$$\mu_i^j = E[Z_i^j] \cong \sum_{l=1}^m \sum_{k=1}^K w_{l,k} (Z(l,k))^j \quad (36)$$

Neste trabalho será implementado o esquema  $2m + 1$  que usa 3 pontos, sendo um localizado na média das variáveis de entrada, para estimar as estatísticas das variáveis de saída. Nesse esquema, são efetuados  $2m + 1$  cálculos da função  $F$ , uma vez que define-se  $\xi_{l,3} = 0, \forall l$ . Os demais são definidos por:

$$\xi_{l,k} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + (-1)^{3-k} \sqrt{\lambda_{l,4} - \frac{3}{4} \lambda_{l,3}^2} \quad k = 1, 2. \quad (37)$$

Os pesos  $w_{l,k}$  são definidos por:

$$w_{l,k} = \frac{(-1)^{3-k}}{\xi_{l,k}(\xi_{l,1} - \xi_{l,2})} \quad k = 1, 2. \quad (38)$$

$$w_{l,3} = \frac{1}{m} - \frac{1}{\lambda_{l,4} - \lambda_{l,3}^2} \quad (39)$$

Nota-se que o fato de um dos locais padrão ser zero ( $\xi_{l,3} = 0$ ), não é necessário calcular-se  $m \times 1$  pontos da distribuição, sendo necessário apenas calcular uma vez e atualizar o peso:

$$w_0 = \sum_{l=1}^m w_{l,3} \quad (40)$$

Então é necessário apenas calcular a função  $F$  um total de  $2m + 1$  vezes (MORALES e PÉREZ-RUIZ, 2007).

#### 4.3.3 Expansão em Soma de Gaussianas

De posse dos momentos das variáveis aleatórias de saída  $Z_i$  obtidas via método de Estimação por Pontos, é possível usá-los para obter uma representação de sua distribuição de probabilidades utilizando-se misturas gaussianas (PRUSTY e JENA, 2016).

Uma distribuição de probabilidades não gaussiana  $F(y)$  pode ser aproximada pela soma de  $n$  distribuições de probabilidades gaussianas ponderadas por um peso  $w_k$  de forma que:

$$F(y) \cong \sum_{k=1}^n f_k(y) = \sum_{k=1}^n w_k f_{N(\mu_k, \sigma_k)}(y) \quad (41)$$

$$\sum_{k=1}^n w_k = 1 \quad (42)$$

Em que  $f_k(y) = w_k f_{N(\mu_k, \sigma_k)}(y)$  e  $N(\mu_k, \sigma_k)$  é uma distribuição gaussiana com parâmetros de média  $\mu_k$  e desvio padrão  $\sigma_k$ . Quanto maior for o número  $n$  de gaussianas usadas na soma, melhor a aproximação da função (SINGH, PAL e JABR, 2010). Pelo princípio da linearidade dos momentos, pode-se estabelecer que:

$$\mu_j[F(y)] = \sum_{k=1}^n w_k \mu_j[f_k(y)] \quad (43)$$

Assim, conclui-se que o momento da soma ponderada de gaussianas é a soma dos momentos individuais ponderados de cada gaussiana (PRUSTY e JENA, 2016). Conhecendo-se  $n$  momentos de uma distribuição  $F$  cuja forma é desconhecida, pode-se aproximá-la por uma soma de  $(n + 1)/3$  gaussianas através de uma equação de  $n$  variáveis. Essas equações incluem os pesos  $w$  de cada gaussiana, suas médias e desvios padrões. Como exemplo, considere que são conhecidos os 8 primeiros momentos  $m_i$  de uma distribuição  $f$  cuja forma ainda é desconhecida. A partir destes momentos, pode-se obter uma representação usando-se uma soma de 3 gaussianas a partir do seguinte sistema não-linear:

$$\begin{cases} w_1 M_1(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_1(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_1(\mu_3, \sigma_3) - m_1 = 0 \\ w_1 M_2(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_2(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_2(\mu_3, \sigma_3) - m_2 = 0 \\ w_1 M_3(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_3(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_3(\mu_3, \sigma_3) - m_3 = 0 \\ w_1 M_4(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_4(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_4(\mu_3, \sigma_3) - m_4 = 0 \\ w_1 M_5(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_5(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_5(\mu_3, \sigma_3) - m_4 = 0 \\ w_1 M_6(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_6(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_6(\mu_3, \sigma_3) - m_4 = 0 \\ w_1 M_7(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_7(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_7(\mu_3, \sigma_3) - m_4 = 0 \\ w_1 M_8(\mu_1, \sigma_1) + w_2 M_8(\mu_2, \sigma_2) + w_3 M_8(\mu_3, \sigma_3) - m_4 = 0 \\ w_1 + w_2 + w_3 = 1 \end{cases} \quad (44)$$

Onde:

$$M_i(\mu, \sigma) = \begin{cases} \mu, & \text{para } i = 1 \\ \mu^2 + \sigma^2, & \text{para } i = 2 \\ \mu^3 + 3\mu\sigma^2, & \text{para } i = 3 \\ \mu^4 + 6\mu^2\sigma^2 + 3\sigma^4, & \text{para } i = 4 \\ \mu^5 + 10\mu^3\sigma^2 + 15\mu\sigma^4, & \text{para } i = 5 \\ \mu^6 + 15\mu^4\sigma^2 + 45\mu^2\sigma^4 + 15\sigma^6, & \text{para } i = 6 \\ \mu^7 + 21\mu^5\sigma^2 + 105\mu^3\sigma^4 + 105\mu\sigma^6, & \text{para } i = 7 \\ \mu^8 + 28\mu^6\sigma^2 + 210\mu^4\sigma^4 + 420\mu^2\sigma^6 + 105\sigma^8, & \text{para } i = 8 \end{cases}$$

Nas quais  $w_1$ ,  $w_2$  e  $w_3$  são os pesos das 3 distribuições gaussianas usadas na aproximação e  $\mu_1$ ,  $\mu_2$  e  $\mu_3$  ( $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$ ) são as médias (desvios padrões) das distribuições gaussianas. Esse sistema de 9 variáveis ( $w_1, w_2, w_3, \mu_1, \mu_2, \mu_3, \sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ ) e 9 equações não lineares pode ser resolvido através de métodos como Newton-Raphson, Gauss-Seidel, bissecção, gradiente, entre outros.

Finalmente, a Figura 4 ilustra a aplicação das técnicas propostas neste capítulo para a solução do problema de fluxo de potência probabilístico.

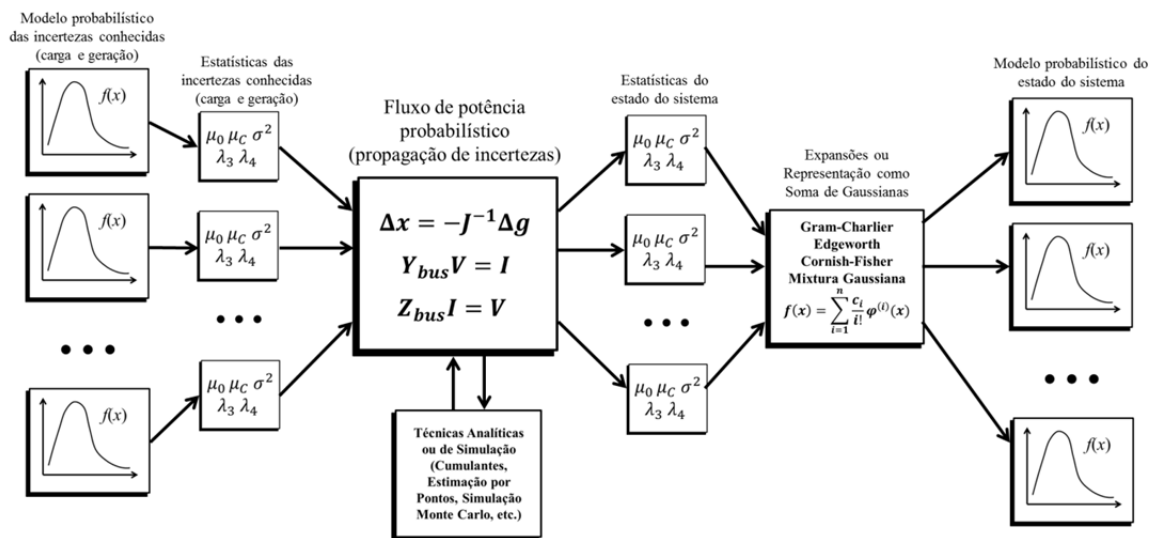


Figura 4 – Fluxograma do Fluxo de Potência Probabilístico utilizado nesta dissertação.  
Fonte: elaborado pelo autor.

#### 4.4 Resumo do Capítulo

O fluxo de potência determinístico desconsidera que há incertezas inerentes à carga e geração que tornam o problema de determinação do estado do sistema elétrico probabilístico e, portanto, não retrata de forma realista sua operação. O fluxo de potência probabilístico leva em conta essas incertezas e pode ser resolvido através de técnicas de propagação de incertezas que podem ser resolvidas de duas formas: através de métodos de seleção de estados ou métodos analíticos. Entre os métodos de seleção de estados estão a enumeração de estados e a simulação Monte Carlo. Entre os métodos analíticos constam a soma de cumulantes e a estimação por pontos. Neste trabalho é utilizado o método de fluxo de potência probabilístico analítico resolvido por meio de estimação por pontos combinado com a expansão em soma de gaussianas para visualização das curvas de densidade de probabilidade e probabilidade cumulativa das variáveis de estado.

## 5 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DA MICRORREDE

### 5.1 Introdução

Um dos principais benefícios fornecidos por uma microrrede é o melhoramento dos índices de confiabilidade (HATZIARGYRIOU, 2014). Devido a isso, diversas metodologias têm sido desenvolvidas para quantificar o impacto do modo de operação ilhado na confiabilidade da microrrede.

Atualmente, os estudos de confiabilidade da microrrede se baseiam tanto em modelos dinâmicos (ISSICABA et al 2012; FARAG et al 2013; ROCHA et al 2017) como em modelos estáticos (ATWA e EL-SAADANY 2011; WANG et al 2013; CHEN et al 2015; ARAUJO et al 2017).

ISSICABA et al (2012), FARAG et al (2013), ATWA e EL-SAADANY (2011), WANG et al (2013), CHEN et al (2015), ROCHA et al (2017) e ARAUJO et al (2017) calculam índices de confiabilidade considerando as seguintes incertezas: flutuações de carga, erros de previsão de carga, disponibilidade dos equipamentos e variabilidade das fontes de energia alternativas. Estas incertezas foram modeladas usando-se as seguintes técnicas probabilísticas (BILLINTON e LI, 1994): SMC não sequencial, SMC sequencial e enumeração de estados. Estes métodos foram usados para estimar os seguintes índices de confiabilidade: FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), Probabilidade de Perda de Carga (“*Loss of Load Probability-LOLP*”), Energia Não-fornecida Esperada (“*Expected Energy Not Supplied*”), etc. No paradigma dinâmico (ISSICABA et al. 2012; FARAG et al. 2013; ROCHA et al 2017), estes índices são calculados considerando-se dois tipos de corte de carga:

- i) Total: quando a operação da ilha é instável ou incompatível devido a déficit de geração;
- ii) Parcial (Nodal): quando a tensão em um ponto de carga está fora de um intervalo especificado e a carga é desconectada devido a operação de proteção local ou pela própria sensibilidade da carga devido a variações de tensão.

Por outro lado, a análise da confiabilidade da microrrede no domínio estático realizada por ATWA e EL-SAADANY (2011), WANG et al (2013) e por CHEN et al (2015) considera apenas um modelo de barra única na qual todas as unidades geradoras e cargas estão conectadas. Conseqüentemente, a análise de adequação realizada nestas referências é

capaz de reconhecer somente eventos de corte de carga associados com déficit de geração. Em outras palavras, restrições de tensão e frequência foram ignoradas durante a análise da operação ilhada realizada nestas referências. Somente ARAÚJO et al (2017) consideram restrições de tensão/frequência e os controles primário/secundário na análise de confiabilidade da microrrede no domínio estático. Nesta referência, foi demonstrado que a probabilidade de perda de carga total devido a eventos de subfrequência é muito elevada. Ou seja, não houve tempo de realizar o controle secundário, pois as proteções de subfrequência dos geradores desconectaram os mesmos da microrrede para evitar danos mecânicos nos seus componentes.

A ocorrência de desvios severos de frequência está diretamente associada com o ajuste dos parâmetros dos geradores da microrrede através do pré-despacho da microrrede. ARAÚJO et al (2017) utilizaram um pré-despacho que tinha como objetivo minimizar os custos de operação dos geradores térmicos sujeito as seguintes restrições: equações de balanço de potência, limites nas tensões e valores máximos e mínimos para as potências de saída dos geradores. Portanto, pode-se concluir que o pré-despacho proposto por ARAÚJO et al (2017) não considerou incertezas na carga, fontes alternativas e nem nas falhas dos geradores. Desta forma, não se pode garantir que não ocorreram desvios de frequência e tensão significativos quando a microrrede operar no modo ilhado e estiver sujeita a incertezas. Esta análise revela que é possível melhorar a confiabilidade da microrrede no modo ilhado através do ajuste de parâmetros dos geradores da microrrede através do pré-despacho.

Muitos eventos de corte de carga na microrrede podem ser evitados com um pré-despacho robusto sem exigir sequer a atuação do controle secundário para realizar ações corretivas para mitigar violações de tensão e frequência. Neste contexto, o termo robusto indica que o pré-despacho é imune as incertezas na microrrede, isto é, que o risco de violações de tensão e frequência será minimizado. O principal pré-requisito para se obter um pré-despacho robusto é definir analiticamente índices de desempenho para a microrrede que reflitam a probabilidade de ocorrência de eventos de perda de carga total e parcial devido as violações de tensão e frequência. Estes índices serão definidos na próxima seção.

## **5.2 Índices de Confiabilidade para a Microrrede Ilhada**

Um dos principais problemas associados com a operação ilhada das microrredes são as violações de tensão. Ou seja, a situação em que a tensão em uma barra fica fora de um intervalo admissível (abaixo do valor mínimo ou acima do valor máximo). Essa violação pode resultar em corte de carga nodal, uma vez que ela pode ser danosa para os equipamentos



elétricos do consumidor (em especial os equipamentos eletrônicos) que não podem operar fora da faixa recomendável de magnitude de tensão. Além disso, as subtensões e sobretensões também podem resultar em eventos de corte de carga nodal devido a atuação de dispositivos de proteção locais.

Adicionalmente, desvios significativos na frequência de operação da microrrede podem ocasionar perda de carga total nesta, pois os geradores distribuídos em geral são equipados com proteções de sub e sobrefrequência que atuam no sentido de evitar que o equipamento seja danificado. Um desvio de frequência acima daquele permitido nos parâmetros dos geradores faz com que eles se desconectem automaticamente da microrrede, ocasionando corte de carga total (ARAÚJO, 2015).

O impacto das incertezas intrínsecas a microrrede nas violações de tensão e frequência pode ser quantificado usando-se técnicas probabilísticas. Essa avaliação quantitativa é realizada baseando-se nos resultados do fluxo de potência probabilístico que, considerando as incertezas inerentes à operação da microrrede, fornece como resultado as estatísticas e distribuições de probabilidade das variáveis de estado da microrrede (tensão e frequência). Nesta dissertação são definidos dois índices de confiabilidade para avaliar o risco de corte de carga devido à violação de tensão e frequência na microrrede. Estes índices são definidos nas seções seguintes.

### 5.2.1 Probabilidade de Corte de Carga Nodal na Microrrede

Pode-se calcular a probabilidade de violação de tensão por barra da microrrede que resulte em corte de carga através do seguinte índice probabilístico:

$$P_{CCN_i} = Prob(V_i > V_i^{max}) + Prob(V_i < V_i^{min}) \quad i = 1, 2, \dots, N_b \quad (45)$$

Onde:

$V_{max}$  e  $V_{min}$  são os valores máximo e mínimo de tensão admissíveis nas barras da microrrede, respectivamente, definidos de acordo com procedimentos regulatórios (ANEEL, 2010);

$V_i$  é a tensão na  $i$ -ésima barra da microrrede.

O índice probabilístico definido em (45) é chamado de Probabilidade de Corte de Carga Nodal na barra  $i$  da Microrrede ( $P_{CCN_i}$ ). Conhecendo-se a expressão da função densidade de probabilidade da tensão em cada barra, obtida através da representação em mistura gaussiana, é possível reescrever-se a equação (45) como:

$$P_{CCN_i} = 1 - \int_{V_{min}}^{V_{max}} \left[ \sum_{k=1}^n w_k f_{N(\mu_k, \sigma_k)}(V_i) \right] dV_i \quad i = 1, 2, \dots, N_b \quad (46)$$

Em que a integral representa a área da função densidade de probabilidade que compreende a factibilidade da tensão. A média do corte de carga em kW também pode ser calculada usando-se a probabilidade da equação (45) multiplicada pela carga total em kW conectada a cada uma das barras:

$$\mu_{CCN_i} = P_{c_i}^{nom} [Prob(V_i > V_i^{max}) + Prob(V_i < V_i^{min})] \quad i = 1, 2, \dots, N_b \quad (47)$$

Onde  $P_{c_i}^{nom}$  é a potência ativa nominal (em kW) da carga conectada na barra  $i$ . Em função da densidade de probabilidade, tem-se:

$$\mu_{CCN_i} = P_{c_i}^{nom} \left\{ 1 - \int_{V_{min}}^{V_{max}} \left[ \sum_{k=1}^n w_k f_{N(\mu_k, \sigma_k)}(V_i) \right] dV_i \right\} \quad i = 1, 2, \dots, N_b \quad (48)$$

A probabilidade e o valor esperado do corte de carga devido à violação de tensão nodal na microrrede são, portanto, índices de confiabilidade probabilísticos que fornecem uma medida do quão confiável é a operação ilhada da microrrede.

### 5.2.2 Probabilidade de Corte de Carga Total na Microrrede

De forma semelhante, pode-se computar a probabilidade de haver corte de carga total na microrrede em virtude de a frequência de operação desviar-se da faixa aceitável. Essa probabilidade é atribuída ao índice chamado Probabilidade de Corte de Carga Total na Microrrede ( $P_{CCT_f}$ ), definido como:

$$P_{CCT_f} = Prob(f > f^{max}) + Prob(f < f^{min}) \quad (49)$$

Onde  $f_{max}$  e  $f_{min}$  são estabelecidos com base em limites para operação segura dos geradores da microrrede. Por exemplo, as lâminas de turbinas a vapor e a combustão podem ser danificadas por ressonância mecânica devido a grandes desvios de frequência (REIMERT, 2005). Desta forma, o IEEE Standard 1547 (IEEE, 2003) estabelece que recursos de geração distribuída devem ser desconectados se a frequência da rede elétrica for inferior a 59,8 Hz ou superior a 60,5 Hz. Desta forma, os limites do IEEE Standard 1547 serão adotados neste trabalho.

Conhecendo-se ainda a expressão da função densidade de probabilidade da frequência da microrrede obtida através da representação em mistura gaussiana, é possível reescrever-se a equação (49) como:

$$P_{CCT_f} = 1 - \int_{f_{min}}^{f_{max}} \left[ \sum_{k=1}^n w_k f_{N(\mu_k, \sigma_k)}(f) \right] df \quad (50)$$

O corte de carga total médio devido aos desvios de frequência pode ser calculado multiplicando-se a carga total aparente em kW alimentada pela microrrede:

$$\mu_{CCT_f} = P_{c_{tot}}^{nom} \times [Prob(f > f^{max}) + Prob(f < f^{min})] \quad (51)$$

Onde  $P_{c_{tot}}^{nom} = \sum_{i=1}^{N_b} P_{c_i}^{nom}$  é a potência ativa nominal total associada com as cargas da microrrede. Em função da densidade de probabilidade, tem-se:

$$\mu_{CCT_f} = P_{c_{tot}}^{nom} \times \left\{ 1 - \int_{f_{min}}^{f_{max}} \left[ \sum_{k=1}^n w_k f_{N(\mu_k, \sigma_k)}(f) \right] df \right\} \quad (52)$$

Assim, as informações de probabilidade de violação podem ser extraídas diretamente das funções de distribuição cumulativa que são fornecidas como saídas do fluxo de potência probabilístico.

Finalmente, é importante enfatizar que a estimação de índices de confiabilidade da microrrede no modo ilhado realizada nesta dissertação assume que um ponto de operação estável com relação à estabilidade de ângulo é obtido após a transição do modo interconectado para o modo ilhado. Ou seja, problemas de instabilidade transitória que impediriam a operação ilhada, tais como aqueles considerados por ROCHA et al (2017) não são considerados no modelo proposto nesta dissertação.

### 5.3 Resumo do Capítulo

As violações de tensão e frequência são resultado da presença de incertezas nas cargas e geração da microrrede e podem ocasionar corte de carga nodal ou corte de carga total na microrrede. Portanto, é necessário que se definam índices capazes de se mensurar a probabilidade de violação de tensão em cada barra da rede e a probabilidade de violação de frequência na microrrede. São definidos quatro índices:  $P_{CCN_i}$  que totaliza a probabilidade de ocorrência de violação de tensão nodal;  $\mu_{CCN_i}$  que totaliza o corte de carga esperado em cada barra em função de desvios de tensão nodal;  $P_{CCT_f}$  que corresponde à probabilidade de ocorrência de violação de frequência na microrrede e  $\mu_{CCT_f}$  que corresponde ao corte de carga total esperado devido à violação de frequência na microrrede. Assume-se que a operação e a transição entre modos de operação na microrrede é sempre estável.

## 6 PRÉ-DESPACHO DA MICRORREDE NO MODO DE OPERAÇÃO ILHADO

O pré-despacho de unidades geradoras consiste em modelo de planejamento cujo objetivo é obter-se uma política de operação para as unidades geradoras de um sistema de energia, geralmente para o próximo dia e em base horária. O cálculo dessa política em geral é realizado com o objetivo de otimizar critérios de operação (por exemplo: minimização de perdas, melhoria do perfil de tensão, redução de custos, etc.) e satisfazer restrições operativas (tais como: tensão nas barras, fluxo nas linhas, geração de ativos e reativos, etc.) (BORGES, 2010).

Classicamente, o problema de pré-despacho está relacionado com a operação econômica do sistema elétrico, ou seja, encontrar um conjunto de valores especificados (de referência) para as potências de saída dos geradores de tal modo a atender a demanda de carga e minimizar os custos operacionais (LOFTALIAN, SCHLUETER e IDIZIOR, 1985; WOOD e WOLLENBERG, 1996). Entretanto, o despacho pode ser utilizado para obter diversos outros objetivos, sendo um deles o atendimento de requisitos técnicos de operação como: melhorar o perfil de tensão, minimizar desvios de frequência, melhorar a estabilidade, etc.

No contexto das microrredes, sempre que houver desconexão com a rede da concessionária, a microrrede passa a operar no nível hierárquico de controle primário. O principal pré-requisito para a operação no controle primário é a definição de valores de referências para a magnitude da tensão ( $V^{ref}$ ) e para as potências de saída ativa e reativa dos geradores distribuídos ( $P_g^{ref}$  e  $Q_g^{ref}$ ). Estes valores de referência são determinados resolvendo-se um problema de fluxo de potência ótimo. A função objetivo deste fluxo de potência ótimo é minimização dos custos de produção de energia dos geradores sujeito a: restrições de igualdade do fluxo de potência e desigualdades associadas com intervalos para as magnitudes das tensões e limites para as potências de saída ativa e reativa dos geradores distribuídos. A solução deste problema de otimização é denominada de pré-despacho da microrrede (ARAUJO et al, 2017). Os valores de referência fornecidos pelo pré-despacho servirão de entrada para as ações de controle primário – equações (1) e (2) – e podem ser otimizados de modo a reduzir o risco de violação de limites operacionais da microrrede.

Os valores de referência fornecidos pelo pré-despacho da microrrede possuem influência direta nos valores de tensão nas barras e frequência da microrrede obtido após a solução do sistema não-linear (15)-(19). Portanto, pode-se considerar o pré-despacho como uma estratégia para otimizar a operação da microrrede, uma vez que para cada pré-despacho

haverá uma solução do fluxo de potência probabilístico. Cada solução fornecerá como resultado probabilidades distintas de violação de tensão em cada barra e frequência da microrrede. Portanto, essa otimização servirá como uma técnica de mitigação de eventos de perda de carga total e parcial após a transição da microrrede do modo conectado à rede da concessionária para o modo ilhado. Esta abordagem do problema de pré-despacho resulta em um problema de fluxo de potência ótimo probabilístico (devido às incertezas) multi-objetivo (por causa da minimização dos riscos de violação da frequência e da tensão). A formulação e a solução deste problema será apresentada nas seções seguintes.

## 6.2 Formulação Matemática do Pré-despacho Ótimo da Microrrede Ilhada

A utilização do pré-despacho como forma de otimizar a operação da microrrede neste trabalho se dá através da resolução do seguinte problema: quais os valores de  $P_g^{ref}$ ,  $Q_g^{ref}$  e  $V^{ref}$  que resultam nos menores índices probabilísticos  $P_{CCN_i}$  e  $P_{CCT_f}$ ? Uma vez que esses índices, pela formulação proposta no fluxo de potência com barra de folga distribuída probabilístico, são dependentes dos valores do pré-despacho, pode-se definir o seguinte modelo de fluxo de potência ótimo probabilístico:

$$\text{Minimizar } P_{risco}(\mathbf{X}) = P_{CCT_f}(\mathbf{X}) + \sum_{i=1}^{N_{barras}} P_{CCN_i}(\mathbf{X}) \quad (53)$$

Onde:

$$\mathbf{X} = \{\mathbf{V}^{ref}, \mathbf{P}_g^{ref}, \mathbf{Q}_g^{ref}\} = \{V_1^{ref}, \dots, V_{N_g}^{ref}, P_{g_1}^{ref}, \dots, P_{g_{N_g}}^{ref}, Q_{g_1}^{ref}, \dots, Q_{g_{N_g}}^{ref}\} \quad (54)$$

Sujeito a:

$$\left\{ \begin{array}{l} [P_{g_k} - P_{c_k}(V_k, f)] - P_k(V, \theta) = 0 \quad \text{para } k = 1, \dots, N_b \\ [Q_{g_k} - Q_{c_k}(V_k, f)] - Q_k(V, \theta) = 0 \quad \text{para } k = 1, \dots, N_b \\ (P_{g_i}^{ref} - P_{g_i}) + \frac{1}{K_i^P} (f^{ref} - f) = 0 \quad \text{para } i \in \Omega_G \\ (Q_{g_i}^{ref} - Q_{g_i}) + \frac{1}{K_i^Q} (V_i^{ref} - V_i) = 0 \quad \text{para } i \in \Omega_G \\ \theta_s^{esp} - \theta_s = 0 \\ V_{min} \leq V_{g_i}^{ref} \leq V_{max} \quad \text{para } i \in \Omega_G \\ P_{g_i}^{max} \leq P_{g_i}^{ref} \leq P_{g_i}^{min} \quad \text{para } i \in \Omega_G \\ Q_{g_i}^{max} \leq Q_{g_i}^{ref} \leq Q_{g_i}^{min} \quad \text{para } i \in \Omega_G \end{array} \right. \quad (55)$$

Onde:  $\mathbf{X}$  é o vetor de referências obtidas através do pré-despacho das unidades geradoras;  $P_{g_k}(Q_{g_k})$  é a potência ativa (reativa) gerada na barra  $k$ ;  $P_{c_k}(V_k, f) (Q_{c_k}(V_k, f))$  é a demanda de potência ativa (reativa) na barra  $k$  como função da tensão  $V_k$  e da frequência  $f$ ;  $P_k(V, \theta) (Q_k(V, \theta))$  é a potência ativa (reativa) injetada na barra  $k$  como uma função das tensões  $V$  e dos ângulos  $\theta$  nas barras que se conectam a ela.

A função objetivo (53) corresponde aos índices probabilísticos usados para avaliar a confiabilidade da microrrede e o conjunto de restrições definidas em (55) está associado com o sistema não linear do fluxo de potência com barra de folga distribuída.

Além disso, é importante notar que o modelo de otimização (53)-(55) possui dois objetivos: minimizar violações de tensão e de frequência. A magnitude da tensão e a frequência são grandezas elétricas com dimensões distintas. Em princípio este fato exigiria a aplicação explícita de técnicas de otimização multi-objetivo, tais como a teoria Pareto. Todavia, o mapeamento das grandezas elétricas para o domínio das probabilidades de violação (que são adimensionais), através da definição dos índices de confiabilidade da microrrede, permitiu combinar as duas metas (minimizar as violações de tensão e de frequência) em uma única função objetivo sem a necessidade de utilizar técnicas de otimização multi-objetivo. É importante enfatizar que pode-se utilizar pesos na função objetivo para priorizar um risco de violação com relação a outro. Todavia, nesta dissertação será assumido que os pesos para os riscos de violação de tensão e frequência são unitários. Em outras palavras, ambos os tipos de violação tem a mesma importância relativa entre si.

### 6.2.1 Otimização do Pré-despacho da Microrrede Ilhada

O problema de otimização da microrrede operando de modo ilhado formulado anteriormente envolve os seguintes fatores:

- Aleatoriedade: a microrrede possui incertezas relativas à carga e geração que estão incluídas na formulação do pré-despacho;
- Não linearidade: os modelos de carga, geração, fluxo de potência e propagação de incertezas descritos no problema de otimização, bem como o uso de funções de densidade de probabilidade para o cálculo de índices tornam o problema não-linear e não diferenciável aumentando, dessa forma, a complexidade de se solucionar a otimização através de métodos de programação matemática, tais como: pontos interiores e programação quadrática sequencial.

- **Canalização:** as soluções estão restritas a um espaço de busca limitado, além do qual os valores de tensão e frequência não são factíveis.

Assim, a partir das questões levantadas acima, pode-se concluir que um algoritmo para otimização dos índices de confiabilidade de uma microrrede no modo ilhado deve possuir as seguintes características:

- **Estocasticidade:** para considerar incertezas na carga, na potência de saída da geração distribuída alternativa e na indisponibilidade dos componentes.
- **Robustez:** a solução ótima gerada pelo algoritmo deve ser imune as incertezas presentes no modelo, isto, é os benefícios obtidos com a otimização não podem ser cancelados pelas incertezas intrínsecas ao modelo.
- **Flexibilidade para modelar funções objetivo não diferenciáveis:** a necessidade de soluções robustas exige que a função objetivo do problema de otimização da microrrede seja expressa através dos riscos de violação de limites para os índices de desempenho. Estes riscos requerem a estimação das distribuições de probabilidade dos índices de desempenho. As distribuições dos índices não podem ser expressas matematicamente através de funções analíticas fechadas das variáveis de decisão do modelo. Portanto, a função objetivo não será diferenciável.
- **Qualidade e Eficiência:** o algoritmo de solução deve fornecer soluções ótimas que estabeleçam um compromisso aceitável entre precisão, qualidade e custo computacional.

Dito isto, os algoritmos mais adequados para a resolução deste problema robusto, não linear e não diferenciável são as meta-heurísticas. Uma meta-heurística é uma estratégia em um nível superior que orienta e modifica a operação de heurísticas subordinadas na exploração de espaços de busca pelo uso de técnicas de aprendizado para tentar produzir soluções de alta qualidade (ARENALES et al, 2015). Esses algoritmos são uma contraparte aos algoritmos determinísticos (baseados em gradiente ou não) que necessitam de operações matemáticas complexas com derivadas para resolver o problema de otimização.

Por outro lado, a escolha da técnica probabilística de fluxo de potência deve ser realizada de forma criteriosa para não inviabilizar a solução do problema de otimização da microrrede via meta-heurísticas. Esta preocupação é devido ao fato de que a solução de um problema de otimização via meta-heurísticas requer a avaliação de um grande número de soluções candidatas para identificar a solução ótima. Uma alternativa para tornar mais eficiente a aplicação de métodos probabilísticos na estimação índices de desempenho da

microrrede com incertezas é usar técnicas de fluxo de potência probabilístico, por exemplo: convolução discreta, cumulantes e estimação por pontos. Estas técnicas obtêm formulas analíticas fechadas para os índices de desempenho da microrrede com um custo computacional significativamente menor do que os métodos de seleção de estados.

Dessa forma, a otimização da operação da microrrede operando em modo ilhado através da redução dos índices de violação será solucionada neste trabalho por meio do uso de técnicas meta-heurísticas combinadas com fluxo de potência probabilístico analítico.

### 6.3 Resumo do Capítulo

O pré-despacho consiste em uma estratégia de planejamento cujo objetivo é obter uma política de operação para as unidades geradoras de um sistema de energia, em geral para o próximo dia e em base horária. Tem por objetivo principalmente atender a requisitos operacionais como perdas, perfil de tensão, custos, etc. No contexto das microrredes o pré-despacho é realizado sempre que a microrrede passa a operar em modo ilhado e estabelece valores de referência para tensão, potência ativa e reativa geradas nas barras de geração ( $V_{g_i}^{ref}$ ,  $P_{g_i}^{ref}$  e  $Q_{g_i}^{ref}$ , respectivamente). Esses valores possuem influência direta na determinação das variáveis de estado do sistema durante o controle primário, portanto, o pré-despacho é utilizado neste trabalho para otimizar os índices de confiabilidade  $P_{CCN_i}$  e  $P_{CCT_f}$  da microrrede. Para resolução deste problema são utilizadas técnicas meta-heurísticas, uma vez que estas não necessitam de operações matemáticas complexas para o alcance de um resultado que, mesmo não sendo o mínimo ou máximo globais, apresentam um bom meio termo entre a qualidade da solução e o tempo computacional.



## 7 OTIMIZAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO DA MICRORREDE NO MODO DE OPERAÇÃO ILHADO VIA ALGORITMOS META-HEURÍSTICOS

Pode-se entender uma meta-heurística como uma arquitetura geral de regras que pode servir de base para uma ampla gama de heurísticas<sup>4</sup> computacionais (GOLDBARG et al, 2016). Em geral, todos os algoritmos baseados em meta-heurísticas utilizam de alguma forma métodos de busca local e randomização. A randomização serve como uma forma de transformar a busca local em busca global. O objetivo da meta-heurística é encontrar soluções boas e factíveis um espaço de tempo aceitável. Todavia, não há garantia de que uma solução ótima global será encontrada, no entanto, uma solução de boa qualidade na maioria dos casos já será de grande utilidade.

Dois componentes principais de qualquer meta-heurística são: intensificação e diversificação (YANG, 2014). Diversificação significa gerar diversas soluções de forma a explorar o espaço de busca em uma escala global. Intensificação significa focar na busca em uma região explorando a informação da melhor solução atual encontrada nessa região. Durante esse processo, a melhor solução é selecionada. Essa seleção garante que o algoritmo irá convergir para um ponto ótimo, enquanto a diversificação e a exploração evitam que as soluções fiquem presas a um ótimo local. A combinação adequada desses dois elementos pode garantir que o algoritmo alcance uma solução ótima global.

As meta-heurísticas podem ser classificadas de diversas formas. Uma delas considera que estas podem ser baseadas em população ou baseadas em trajetória. As meta-heurísticas baseadas em população utilizam múltiplos agentes ou partículas para percorrer o espaço de busca aleatoriamente em busca de uma solução ótima. Já as meta-heurísticas baseadas em trajetória utilizam apenas um agente ou solução que se move através do espaço de busca em uma trajetória definida pelo valor da função objetivo e pelas propriedades do algoritmo. Outra classificação sugere que as meta-heurísticas sejam classificadas de acordo com a analogia utilizada para seu desenvolvimento (XING e GAO, 2014): inspirados em fenômenos biológicos, inspirados em fenômenos físicos, inspirados em fenômenos químicos, etc.

Dentre as meta-heurísticas baseadas em população, uma das mais amplamente utilizadas é a Otimização por Enxame de Partículas (PSO<sup>5</sup>), que é inspirada no fenômeno biológico dos enxames de aves e peixes (e também, no comportamento social do ser humano).

---

<sup>4</sup> Heurística significa “encontrar” ou “descobrir por tentativa e erro” (YANG, 2014).

<sup>5</sup> Do inglês *Particle Swarm Optimization*.

Neste trabalho, o PSO foi implementado para solução do problema de otimização de microrredes em modo ilhado e, para fins de verificação, foi comparado com outra meta-heurística (de desenvolvimento mais recente) denominada Algoritmo de Busca Gravitacional (GSA<sup>6</sup>). Este algoritmo baseia-se na lei da gravitação universal de Isaac Newton e tem se mostrado superior ao PSO em diversos casos (XING e GAO, 2014). Os subcapítulos seguintes tratam destas duas heurísticas, primeiramente introduzindo-as de forma genérica e, em seguida, aplicando-as ao problema de otimização de microrredes em modo ilhado.

### 7.1 Otimização por Enxame de Partículas (PSO)

Diversas espécies de animais na natureza comportam-se como enxames. Bandos de aves, cardumes de peixes, nuvens de gafanhotos são exemplos de grupos de animais que se comportam com as propriedades de um enxame e seguem alguns padrões de comportamento que podem ser traduzidos em analogias matemáticas simples. De fato, muitas espécies de animais agem na natureza de maneira mais inteligente em grupo do que individualmente. Isto ocorre porque os grupos trabalham coletivamente para melhorar não apenas seu desempenho coletivo, mas também seu desempenho individual (SIMON, 2013). Dessa forma, Simon (2013, p. 266) conclui que “os princípios do PSO são vistos claramente não apenas no comportamento animal, mas também no comportamento humano”. Ainda segundo este autor, ao tentarmos melhorar nosso desempenho em alguma tarefa, nós ajustamos nossa abordagem com base em algumas ideias básicas:

- Inércia: nós tendemos a nos ater a velhos hábitos que provaram ser bem sucedidos no passado.
- Influência da sociedade: nós ouvimos sobre outras pessoas que tem tido sucesso e tentamos imitar seu comportamento.
- Influência da vizinhança: nós aprendemos muito mais daqueles que são pessoalmente próximos a nós, sendo mais influenciados por amigos e familiares do que pela sociedade.

Com base nesses princípios, Kennedy e Eberhart desenvolveram em 1995 um algoritmo de otimização baseado na chamada inteligência de enxame que tem sido amplamente utilizado em função de sua simplicidade e flexibilidade (YANG, 2014). Diversos outros algoritmos tem sido desenvolvidos desde então com base na inteligência de enxames,

---

<sup>6</sup> Do inglês *Gravitational Search Algorithm*.

mas todos eles guardam similaridades com os componentes básicos do PSO. Nesse sentido, Yang (2014, p. 99) conclui que “[...] o PSO foi pioneiro nas ideias básicas da computação baseada em inteligência de enxames”.

### 7.1.1 Algoritmo Básico de Otimização por Enxame de Partículas

No PSO, cada indivíduo do enxame é chamado de partícula e o tamanho do enxame varia de acordo com o espaço de busca do problema. O algoritmo de enxame de partículas básico parte do princípio de que cada partícula tem sua trajetória no espaço ajustada de acordo com duas componentes: uma determinística e uma estocástica (LEE e EL-SHARKAWI, 2008). Dessa forma, as partículas são atraídas em direção à posição da melhor partícula  $g_{best}$  (aquela com melhor valor da função objetivo, máximo ou mínimo) e em direção à sua própria melhor posição histórica  $x_{best}^i$  (o melhor valor alcançado pela partícula em sua trajetória, máximo ou mínimo). Ao mesmo tempo, todas as partículas possuem uma tendência em se mover aleatoriamente.

Quando uma partícula encontra uma posição que possui valor da função objetivo melhor que qualquer outra posição já encontrada por essa partícula, ela atualiza sua melhor posição histórica  $x_{best}^i$  para esse valor. Há também uma melhor posição atual para todas as  $n$  partículas durante todas as iterações (ou gerações)  $t$ . Conforme citado em Yang (2014, p. 100), “[...] o objetivo é encontrar a melhor solução entre as melhores posições atuais de todas as partículas até que a função objetivo não melhore mais após certo número de iterações”. A Figura 5 ilustra esquematicamente o movimento das partículas no espaço de busca de acordo com o algoritmo de PSO.

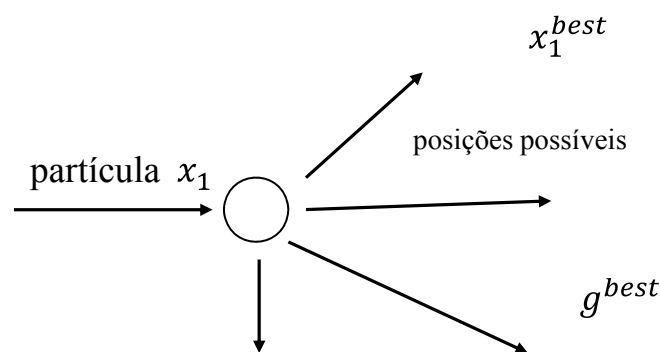


Figura 5 – Representação esquemática do movimento das partículas no PSO em direção ao melhor global e ao seu melhor atual.

Fonte: adaptado de Yang (2014).

Cada partícula é definida por um vetor posição  $\mathbf{x}_i^{(t)}$  e um vetor velocidade  $\mathbf{v}_i^{(t)}$  em uma iteração  $t$ . Em uma iteração posterior  $t + 1$  a nova velocidade da partícula é dada por:

$$\mathbf{v}_i^{(t+1)} = \gamma \mathbf{v}_i^{(t)} + \alpha \epsilon_1 (\mathbf{g}^{best} - \mathbf{x}_i^{(t)}) + \beta \epsilon_2 (\mathbf{x}_i^{best(t)} - \mathbf{x}_i^{(t)}) \quad (56)$$

Onde  $\gamma$  é a função de inércia da partícula (LEE e EL-SHARKAWI, 2008);  $\epsilon_1$  e  $\epsilon_2$  são dois vetores aleatórios cujos elementos assumem valores entre 0 e 1;  $\alpha$  e  $\beta$  são os parâmetros de aprendizado ou de aceleração, cujos valores tipicamente estão na ordem de  $\alpha \approx \beta \approx 2$ . Em geral, os locais iniciais são distribuídos uniformemente de modo que possam cobrir de forma mais abrangente o espaço de busca, o que é importante em se tratando de problemas multimodais (YANG, 2014). As velocidades iniciais das partículas podem ser consideradas nulas, ou seja,  $\mathbf{v}_i^{(0)} = 0$ .

Dessa forma, após a atualização da velocidade, a nova posição da partícula no espaço de busca é dada por:

$$\mathbf{x}_i^{(t+1)} = \mathbf{x}_i^{(t)} + \mathbf{v}_i^{(t+1)} \quad (57)$$

Apesar de  $\mathbf{x}_i$  poder assumir qualquer valor, em geral este vetor tem seus elementos limitados em um intervalo  $[v_{min}, v_{max}]$ . Um algoritmo básico de PSO está ilustrado na Figura 6.

### Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas

---

Função Objetivo  $f(\mathbf{x})$ ,  $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_d)^T$ .

Inicializar locais  $\mathbf{x}_i$  e vetor de velocidades  $\mathbf{v}_i$  das  $n$  partículas.

Encontrar  $\mathbf{g}^{best}$  a partir de  $\{f(\mathbf{x}_1), f(\mathbf{x}_2), \dots, f(\mathbf{x}_n)\}$ .

**Enquanto** (critério de parada)

**Para** (todas as  $n$  partículas de dimensão  $d$ )

        Gerar uma nova velocidade  $\mathbf{v}_i^{(t+1)}$  a partir da Equação (49).

        Calcular as novas posições  $\mathbf{x}_i^{(t+1)}$  a partir da Equação (50).

        Calcular as novas funções objetivo nas posições  $\mathbf{x}_i^{(t+1)}$ .

        Encontrar a melhor posição histórica atual  $\mathbf{x}_i^{best(t)}$  para cada partícula.

**Fim do Para**

    Encontrar a melhor posição global atual  $\mathbf{g}^{best}$ .

    Atualizar  $t = t + 1$  (iteração ou geração).

**Fim do Enquanto**

Escrever resultados de saída  $\mathbf{x}_i^{best(t)}$  e  $\mathbf{g}^{best}$ .

---

Figura 6 – Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas genérico.  
Fonte: traduzido e adaptado de Yang (2014).

### 7.1.2 Otimização do Pré-Despacho da Microrrede Ilhada via PSO

A otimização da microrrede através da aplicação do algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas se dá a partir das seguintes considerações:

- Cada partícula é composta por um conjunto de valores de referência do pré-despacho, conforme equação (54), ou seja:

$$\mathbf{x}_i^{(t)} = \{\mathbf{V}^{ref}, \mathbf{P}_g^{ref}, \mathbf{Q}_g^{ref}\}_i^{(t)} = \{V_1^{ref}, \dots, V_{N_{barras}}^{ref}, P_{g_1}^{ref}, \dots, P_{g_{N_g}}^{ref}, Q_{g_1}^{ref}, \dots, Q_{g_{N_g}}^{ref}\}_i^{(t)} \quad (58)$$

- A função objetivo  $f(x_i)$  é o valor da função de risco de violação dado na equação (53), ou seja:

$$f(\mathbf{x}_i^{(t)}) = P_{risco}(\mathbf{x}_i^{(t)}) = P_{CCT_f}(\mathbf{x}_i^{(t)}) + \sum_{i=1}^{N_{barras}} P_{CCN_i}(\mathbf{x}_i^{(t)}) \quad (59)$$

- Uma vez que o objetivo da otimização é minimizar o risco de violação, trata-se de um problema de minimização. Assim, o melhor valor global da função objetivo do problema de otimização de microrredes que operam em modo ilhado é dada, a cada iteração ou geração, por:

$$\mathbf{g}^{best} = \min \{f(\mathbf{x}_1^{(t)}), f(\mathbf{x}_2^{(t)}), \dots, f(\mathbf{x}_n^{(t)})\} \quad (60)$$

Dessa forma, o algoritmo de PSO apresentado na Figura 6 pode ser aplicado ao caso de otimização de microrredes de acordo com o fluxograma da Figura 7.

## 7.2 Algoritmo de Busca Gravitacional (GSA)

As leis da física são a base através da qual muitos dos fenômenos que acontecem à nossa volta são explicados. Em se tratando dos movimentos dos corpos celestes, estes são regidos por uma série de postulados que possuem validade até mesmo microscópica. Nesse contexto, a principal lei que rege o comportamento das massas espaciais (ou de qualquer outro corpo físico que possua massa diferente de zero) é a lei da gravitação universal proposta por Isaac Newton em sua obra *Philosophiae Naturallis Principia Mathematica* de 1687. Rashedi et al. (2009), utilizaram esta teoria como uma analogia para propor o Algoritmo de Busca Gravitacional (GSA) utilizado neste trabalho para solucionar o problema de otimização de microrredes ilhadas. As seções a seguir detalham o GSA, partindo dos princípios básicos da teoria gravitacional, discorrendo sobre sua forma genérica até sua aplicação ao problema de otimização deste trabalho.

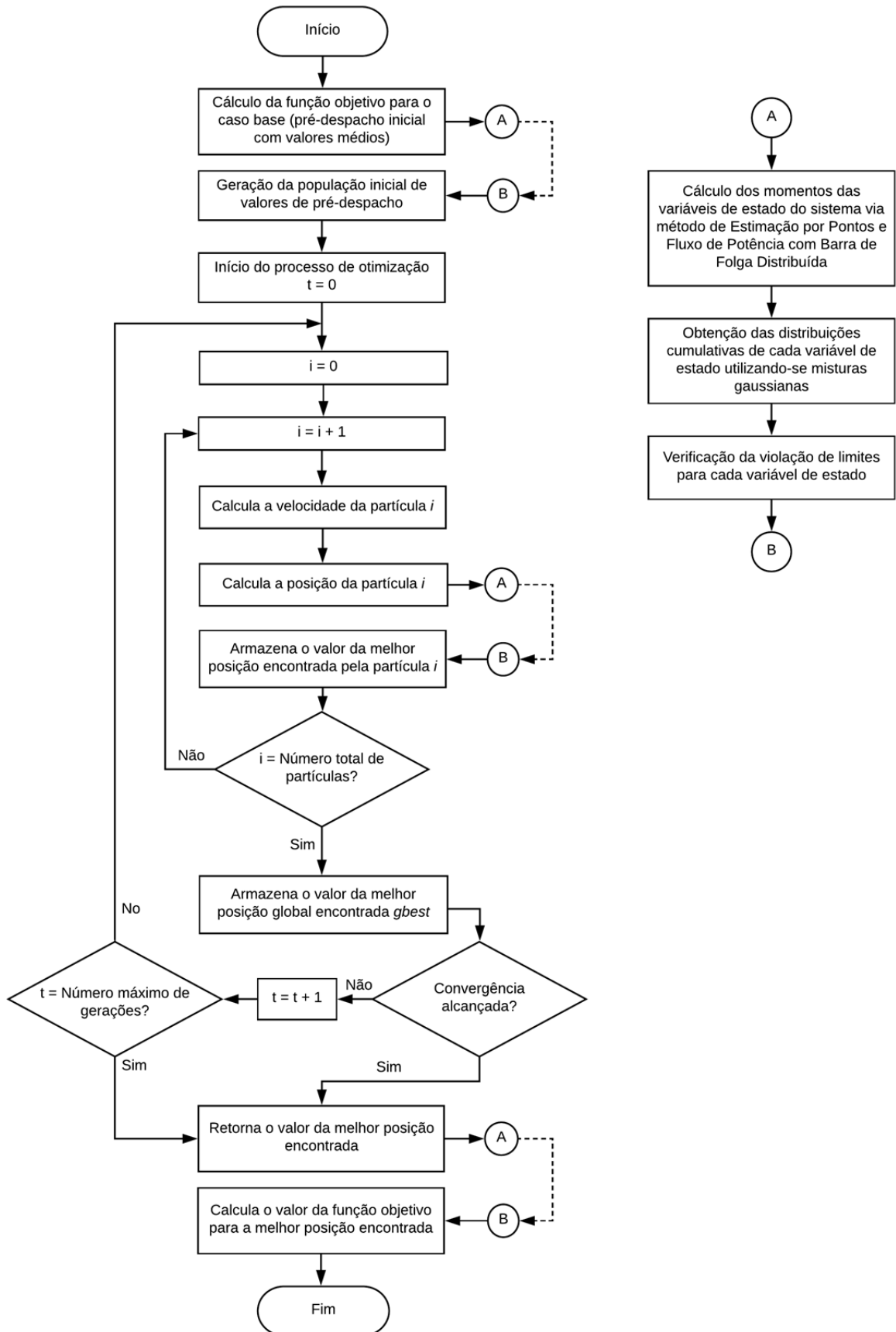


Figura 7 – Fluxograma da aplicação do PSO ao problema de otimização da operação de microrredes ilhadas.  
Fonte: elaborado pelo autor.

### 7.2.1 Noções sobre a Lei da Gravidade Universal

A lei da gravidade de Newton estabelece que duas massas possuem uma tendência de atraírem-se uma em direção à outra devido à ação de uma força que age instantaneamente e é chamada de força gravitacional. Esta força é diretamente proporcional ao produto das massas e inversamente proporcional ao quadrado da distância entre elas:

$$F = G \times \left( \frac{M_1 M_2}{R^2} \right) \quad (61)$$

Onde  $M_1$  e  $M_2$  é o valor das massas dos corpos (kg),  $R$  é a distância entre as massas (m) e  $G$  é uma constante chamada de constante gravitacional. A segunda lei de Newton estabelece que quando sob a ação de uma força  $F$  uma partícula desenvolve uma aceleração  $a$  que se relaciona com sua massa através da seguinte equação:

$$a = \frac{F}{m} \quad (62)$$

Dessa forma, uma força gravitacional age sobre todos os corpos do universo, sejam eles partículas ou planetas, sendo seu efeito maior quanto maiores forem as massas dos corpos e menor a distância entre eles. Estudos recentes mostram que, na verdade, a constante  $G$  possui dependência temporal que depende da idade real do universo, logo:

$$G = G(t_0) \times \left( \frac{t_0}{t} \right)^\beta, \quad \beta < 1 \quad (63)$$

Onde  $G(t_0)$  é o valor da constante gravitacional na origem do universo,  $t$  é a idade do universo e  $\beta$  é uma constante que depende de características constitucionais do próprio universo.

A física teórica define ainda três tipos de massas (XING e GAO, 2014):

- a) Massa gravitacional ativa:  $M_a$  é uma medida da força do campo gravitacional pertencente a um determinado corpo. O campo gravitacional de um corpo com grande massa gravitacional ativa é mais forte que o campo de um corpo com menor massa gravitacional ativa.
- b) Massa gravitacional passiva:  $M_p$  é uma medida da força da interação de um corpo com o campo gravitacional. Dentro de um mesmo campo gravitacional, um corpo com maior massa gravitacional passiva experimenta uma força maior que um corpo com menor massa gravitacional passiva.
- c) Massa inercial:  $M_i$  é uma medida da resistência de um corpo em modificar seu estado de inércia (parado ou em movimento) quando uma força é aplicada. Um

corpo com menor massa inercial muda seu estado mais facilmente que um corpo com grande massa inercial.

Com base nessas definições, a lei de Newton pode ser reescrita, considerando-se que a força gravitacional  $F_{ij}$  exercida por uma massa  $j$  sobre uma massa  $i$ , é proporcional ao produto da massa gravitacional ativa de  $j$  pela massa gravitacional passiva de  $i$ , e inversamente proporcional ao quadrado da distância entre elas. A aceleração  $a_i$  é proporcional a  $F_{ij}$  e inversamente proporcional à massa inercial  $M_{ii}$  de  $i$ .

Teoricamente, a massa inercial, a massa gravitacional ativa e a massa gravitacional passiva são grandezas distintas, no entanto, nenhum experimento físico até hoje demonstrou a diferença entre elas.

### 7.2.2 Algoritmo Básico de Busca Gravitacional

Baseado nas leis de atração gravitacional, Rashedi et al. (2009) desenvolveram um algoritmo de otimização chamado Algoritmo de Busca Gravitacional (GSA). Neste algoritmo, todos os indivíduos da população podem ser considerados como massas e, pela lei de Newton da gravitação universal, todos os corpos se atraem mutuamente, sendo que a atração maior é exercida por aqueles corpos que possuem maior massa gravitacional ativa (XING e GAO, 2014).

Cada massa no GSA possui quatro características: posição, massa gravitacional ativa, massa gravitacional passiva e massa inercial. A posição da massa corresponde a uma solução do problema, enquanto as demais grandezas correspondem ao valor da função *fitness* da otimização. Ou seja, se  $x_i$  representa a posição, então  $f(x_i)$  corresponde ao valor da *fitness* de  $x_i$ . Um resumo do GSA pode ser descrito como segue:

- i) Define-se um número  $N$  de massas com posições respectivas  $X_i$  dadas por:

$$X_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id}, \dots, x_{in}), \quad i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (64)$$

Onde  $n$  é o número de dimensões do problema (número de variáveis),  $d$  é uma dimensão qualquer e  $x_{id}$  é a posição de  $X_i$  na dimensão particular  $d$ .

- ii) A força gravitacional  $F_{ij_d}(t)$  que age na massa  $j$  devido à massa  $i$  na dimensão  $d$  e no tempo  $t$  pode ser definida como:

$$F_{ij_d}(t) = G(t) \frac{M_{pi}(t) \cdot M_{aj}(t)}{R_{ij}(t) + \varepsilon} [x_{jd}(t) - x_{id}(t)] \quad (65)$$



Onde  $M_{pi}(t)$  é a massa gravitacional passiva relacionada ao corpo  $i$ ,  $M_{aj}$  é a massa gravitacional ativa relacionada ao corpo  $j$ ,  $G(t)$  é o valor da constante gravitacional no instante de tempo  $t$ ,  $\varepsilon$  é uma pequena constante e  $R_{ij}(t)$  é a distância euclidiana entre os corpos  $i$  e  $j$ , definida como:

$$R_{ij}(t) = \|X_i(t), X_j(t)\|^2 \quad (66)$$

- iii) Para calcular a aceleração de um corpo  $i$  no instante de tempo  $t$ , na dimensão  $d$ , a força total exercida por um grupo de massas com as  $k$  maiores massas pode ser definido como:

$$F_{id}(t) = \sum_{j=1, j \neq i}^N rand_j F_{ij_d}(t) \quad (67)$$

Onde  $rand_j$  é um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo  $[0,1]$ .

- iv) Baseado nas forças totais, a aceleração da massa  $i$  no tempo  $t$  e na dimensão  $d$ , é dada por:

$$a_{id}(t) = \frac{F_{id}(t)}{M_{ii}(t)} \quad (68)$$

Onde  $M_{ii}$  é a massa inercial do corpo  $i$ .

- v) A nova velocidade do corpo pode ser calculada como uma fração de sua velocidade atual somada à sua aceleração. Tanto a velocidade quanto a posição do agente são dadas respectivamente por:

$$v_{id}(t+1) = rand_i \times v_{id}(t) + a_{id}(t) \quad (69)$$

$$x_{id}(t+1) = x_{id}(t) + v_{id}(t+1) \quad (70)$$

Onde  $x_{id}(t)$  e  $v_{id}(t)$  são a posição e a velocidade do corpo  $i$  no tempo  $t$  e na dimensão  $d$ , respectivamente, e  $rand_i$  é um número aleatório uniformemente distribuído no intervalo  $[0, 1]$ , o que atribui maior aleatoriedade à busca.

- vi) Após calcular-se a função *fitness* para cada corpo da população atual, as massas gravitacional e inercial podem ser atualizadas, respectivamente, usando-se:

$$m_i(t) = \frac{fitness_i(t) - pior_i(t)}{melhor_i(t) - pior_i(t)} \quad (71)$$

$$M_i(t) = \frac{m_i(t)}{\sum_{j=1}^N m_j(t)} \quad (72)$$

Onde  $fitness_i(t)$  representa o valor da função objetivo para a massa  $i$  no tempo  $t$  e  $melhor_i(t)$  e  $pior_i(t)$  representam o melhor e pior valor da *fitness* entre todas

as massas da população. Esses valores são definidos em função do tipo de problema sendo tratado:

$$\text{Para um problema de minimização: } \begin{cases} \text{melhor}_i(t) = \min_{j \in \{1, \dots, N\}} \text{fitness}_j(t) \\ \text{pior}_i(t) = \max_{j \in \{1, \dots, N\}} \text{fitness}_j(t) \end{cases}$$

$$\text{Para um problema de maximização: } \begin{cases} \text{melhor}_i(t) = \max_{j \in \{1, \dots, N\}} \text{fitness}_j(t) \\ \text{pior}_i(t) = \min_{j \in \{1, \dots, N\}} \text{fitness}_j(t) \end{cases}$$

Além disso, de modo a refinar a exploração do GSA, um agente chamado  $k_{best}$  é empregado. É uma função do tempo que possui valor inicial  $k_0 = N$  e seu valor decresce com o tempo linearmente. Assim, a equação da força total pode ser reescrita como:

$$F_{id}(t) = \sum_{j \in k_{best}, j \neq i}^N \text{rand}_j F_{ij_d}(t) \quad (73)$$

Ou seja, menos corpos exercerão força sobre os demais com o tempo, apenas aqueles com os melhores valores da *fitness* e maiores massas, até que apenas um corpo exerça força sobre os demais. O valor da constante  $G$  também é variado no tempo conforme a equação (63). A Figura 8 ilustra como ocorre o movimento dos corpos movido pela ação da força gravitacional no GSA. Observa-se que os corpos com maiores massas (melhores soluções) são os responsáveis por atrair os corpos com menores massas (piores soluções) (XING e GAO, 2014).

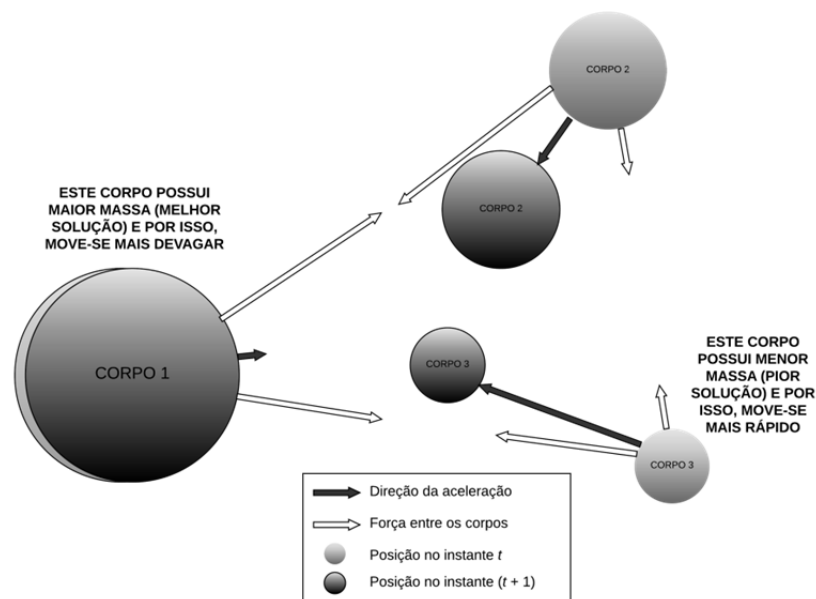


Figura 8 – Ilustração do movimento dos corpos sob a ação da força gravitacional no GSA. Fonte: adaptado de Rashedi et al, 2009.

### 7.2.3 Otimização do Pré-Despacho da Microrrede Ilhada via GSA

De forma semelhante à aplicação do PSO na otimização de microrredes, o GSA também pode ser utilizado com base nas seguintes considerações:

- Cada massa (ou corpo) é composta por um conjunto de valores de pré-despacho, conforme equação (47), ou seja:

$$\mathbf{x}_i^{(t)} = \{\mathbf{V}^{ref}, \mathbf{P}_g^{ref}, \mathbf{Q}_g^{ref}\}_i^{(t)} = \{V_1^{ref}, \dots, V_{N_{barras}}^{ref}, P_{g_1}^{ref}, \dots, P_{g_{N_g}}^{ref}, Q_{g_1}^{ref}, \dots, Q_{g_{N_g}}^{ref}\}_i^{(t)} \quad (74)$$

- A função objetivo  $f(\mathbf{x}_i)$  é o valor da função de risco de violação dado na Equação (46), ou seja:

$$f(\mathbf{x}_i^{(t)}) = P_{risco}(\mathbf{x}_i^{(t)}) = P_{CCT_f}(\mathbf{x}_i^{(t)}) + \sum_{i=1}^{N_{barras}} P_{CCN_i}(\mathbf{x}_i^{(t)}) \quad (75)$$

- A função fitness é usada para o cálculo da massa inercial e gravitacional da seguinte forma:

$$m_i^{(t)} = \frac{P_{risco}(\mathbf{x}_i^{(t)}) - pior_i(t)}{melhor_i(t) - pior_i(t)} \quad (76)$$

- E, uma vez que o problema de otimização de microrredes é um problema de minimização, então:

$$\begin{cases} melhor_i(t) = \min_{i \in \{1, 2, \dots, N\}} P_{risco}(\mathbf{x}_i^{(t)}) \\ pior_i(t) = \max_{i \in \{1, 2, \dots, N\}} P_{risco}(\mathbf{x}_i^{(t)}) \end{cases} \quad (77)$$

A Figura 9 apresenta o fluxograma do GSA aplicado ao problema e otimização de microrredes em operação ilhada. Ressalta-se que a resolução do fluxo de potência probabilístico analítico com barra de folga distribuída é realizada para cada massa a cada geração, portanto, o tempo computacional exigido caso fossem utilizados métodos de simulação seria impraticável.

## 7.3 Resumo do Capítulo

As duas meta-heurísticas utilizadas para resolução do problema de otimização do pré-despacho da microrrede foram o PSO e o GSA. A aplicação dessas heurísticas se dá de forma direta ao se considerar a função objetivo como a soma dos índices de violação e a posição das partículas ou massa como sendo um conjunto de valores de pré-despacho.

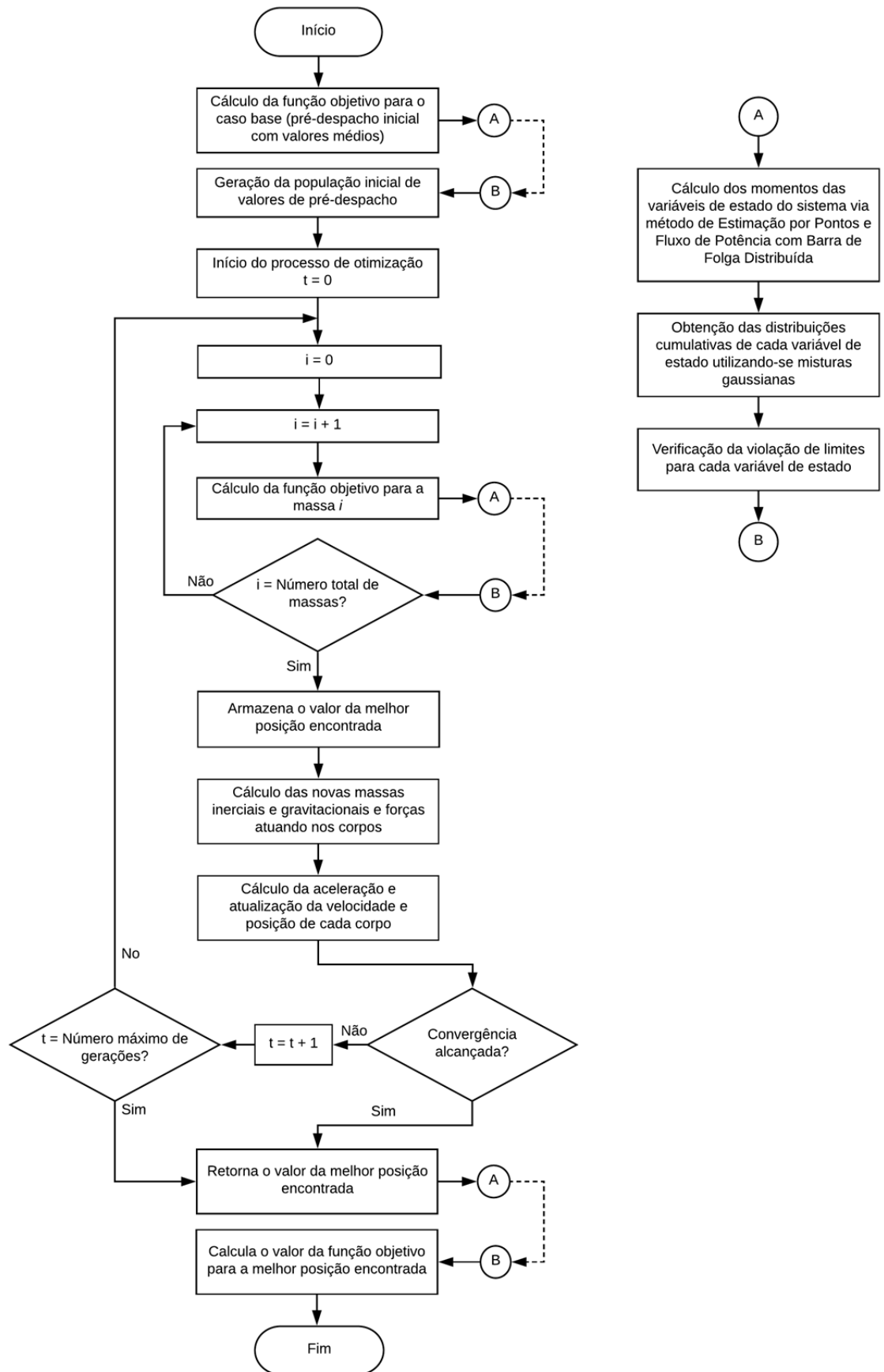


Figura 9 – Fluxograma da aplicação do GSA ao problema de otimização da operação de microrredes ilhadas.  
Fonte: elaborado pelo autor.

## 8 TESTES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta o resultado da aplicação da metodologia proposta a uma microrrede teste contendo fontes de geração convencionais (a gás) e alternativas. A implementação do modelo proposto foi realizada usando a linguagem de programação do MATLAB em um computador com sistema operacional Windows<sup>®</sup> 7 de 64 bits, com processador Intel<sup>®</sup> Core i5 de 3,20 GHz e 4GB de memória RAM.

### 8.1 Descrição do Sistema Teste

A metodologia descrita no capítulo anterior foi testada em um sistema de distribuição de 38 barras configurado como uma microrrede que opera em modo ilhado (ARAÚJO, 2015, ABDELAZIZ et al, 2014). Este sistema conta com cinco geradores distribuídos, sendo três geradores a gás, um gerador eólico e um gerador fotovoltaico e está ilustrado na Figura 10. A Tabela 1 apresenta as principais características da microrrede.

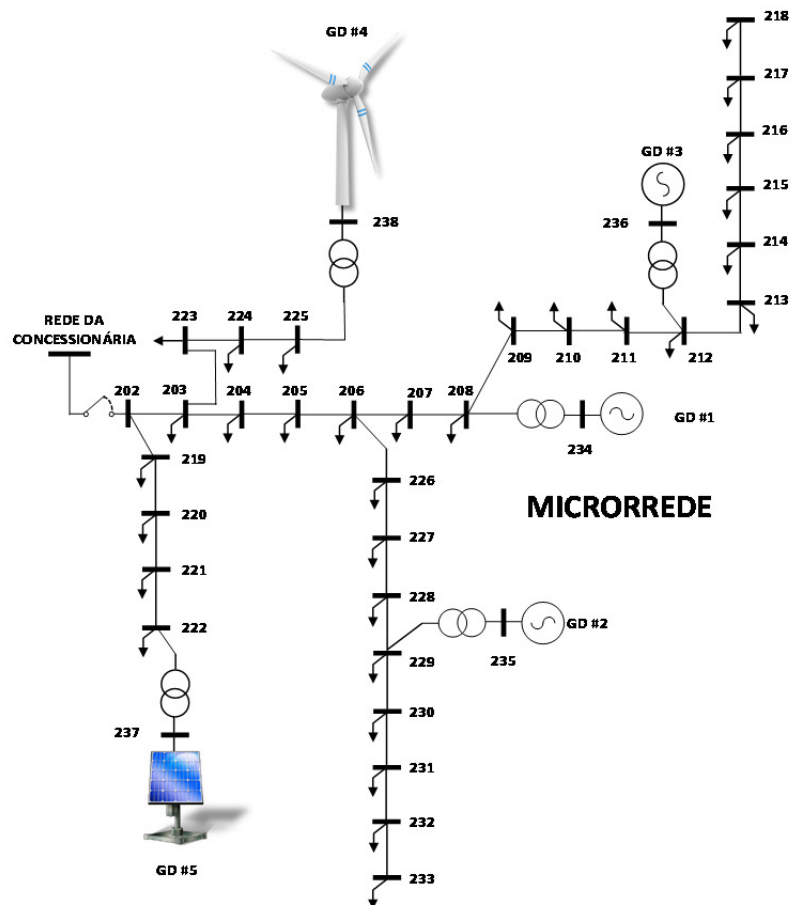


Figura 10 – Microrrede de 38 barras contendo duas fontes de geração alternativa de energia.  
Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 1 – Características do Sistema Teste de 38 barras

Quantidade de Barras	38
Tensão Base	12.660 V
Potência Base	1.000 kVA
Quantidade de Geradores	5
Carga Ativa Total	3.715 kW
Carga Reativa Total	2.300 kVar

As Tabela 2, 3 e 4 mostram os dados relativos aos geradores distribuídos, os dados do gerador eólico e os dados do painel fotovoltaico, respectivamente (ARAÚJO, 2015).

Tabela 2 – Dados dos geradores distribuídos em p.u.

GD	$K_p$	$K_q$	$P_{max}$	$Q_{max}$	FOR (%)
1	$0,751 \times 10^{-3}$	$1,667 \times 10^{-2}$	2,4	1,8	3
2	$1,501 \times 10^{-3}$	$3,333 \times 10^{-2}$	1,2	0,9	4
3	$4,504 \times 10^{-3}$	$1,000 \times 10^{-2}$	0,4	0,3	4
4	$2,252 \times 10^{-3}$	$5,000 \times 10^{-2}$	0,8	0,6	3
5	$4,504 \times 10^{-3}$	$1,000 \times 10^{-2}$	0,4	0,3	3

Tabela 3 – Dados do gerador eólico.

Potência Nominal	1000 kW
$K_p$	0,05 p.u.
Velocidade de <i>cut-in</i>	5 m/s
Velocidade de <i>cut-out</i>	25 m/s
Velocidade nominal	15 m/s
FOR	3%

Tabela 4 – Dados do gerador fotovoltaico.

Potência do Painel	100 kW
$r_\alpha$	2,2514
$r_\beta$	5,4709
$r_{max}$	$1,0445 \times 10^3$
Área do painel	10 m <sup>2</sup>
Eficiência do Painel	15%

As cargas foram modeladas conforme apresentado nas equações (17) e (18), ou seja, com dependência de tensão e frequência. Os expoentes  $a$  e  $b$  foram considerados de acordo com o tipo de carga: constante, industrial, residencial e comercial. Esses dados encontram-se na Tabela 5. Os coeficientes  $K^{pf}$  e  $K^{qf}$  assumem os valores de 1 e -1, respectivamente (KUNDUR, 1994).

Tabela 5 – Valores dos expoentes a e b por tipo de carga.

Tipo de Carga	A	b
Constante	0	0
Industrial	0,18	6,00
Residencial	0,92	4,04
Comercial	1,51	3,40

### 8.1.1 Aplicação e Comparação de Métodos de Simulação e Analíticos

Para fins de validação, a SMC e a Estimação Por Pontos, combinada com a Mistura Gaussiana, foram implementadas na microrrede teste. Conforme a modelagem de geração e carga da Seção 4.2.1, foram sorteados valores para velocidade do vento, nível de irradiância solar, estado dos geradores e erro de previsão de carga. Estes valores de carga e geração são usados como dados de entrada do fluxo de potência com barra de folga distribuída para gerar o estado sorteado da microrrede. Este processo é repetido diversas vezes compondo, portanto, uma amostra de vetores de estado da microrrede que são usadas para gerar as estatísticas de interesse.

De forma semelhante, utilizando-se o método de Estimação por Pontos, são calculados os momentos das variáveis de estado da microrrede com base no conhecimento das distribuições das incertezas na carga e geração. Esses momentos são então usados como entrada para a Expansão em Soma de Gaussianas que fornece como resultado as distribuições cumulativa e de densidade das variáveis de estado.

Como resultado, são comparadas as estatísticas das variáveis de estado obtidas com a SMC e o método analítico. A Figura 11 mostra a distribuição de probabilidade cumulativa da frequência da microrrede obtida via estimação por pontos combinada com a mistura gaussiana e via SMC. O tamanho da amostra usado na SMC foi de 10000 elementos. Adicionalmente, são também mostradas as distribuições cumulativas obtidas da combinação da estimação por pontos com outras técnicas em séries ortogonais para gerar a distribuição cumulativa a partir dos momentos: Gram-Charlier, Cornish-Fisher e Edgeworth. Esta comparação visa validar o método analítico proposto nesta dissertação com relação a outros métodos analíticos tradicionalmente usados em estudos de fluxo de potência probabilístico para gerar distribuições de probabilidade de variáveis de estado. A partir da Figura 11, pode-se concluir

que a única técnica que fornece uma aproximação adequada para a distribuição cumulativa da frequência obtida via SMC é a mistura gaussiana. Ou seja, as expansões em séries ortogonais (Gram-Charlier, Cornish-Fisher e Edgeworth) não fornecem boas aproximações para a distribuição cumulativa da frequência.

O valor do índice  $P_{CCT_f}$  estimado pela SMC, para um intervalo de frequência de  $0,9967 pu > f > 1,0083 pu$  ( $59,8 Hz > f > 60,5 Hz$ ), é igual a 76,20%. Este índice também pode ser calculado usando-se a distribuição de probabilidade cumulativa da frequência da microrrede mostrada na Figura 11 como se segue:

$$\begin{aligned} P_{CCT_f} &= P(0,9967 pu > f > 1,0083 pu) \Rightarrow \\ &= 100\% \times [(1 - 0,85433) + 0,61599] \Rightarrow \\ &= 76,17\% \end{aligned}$$

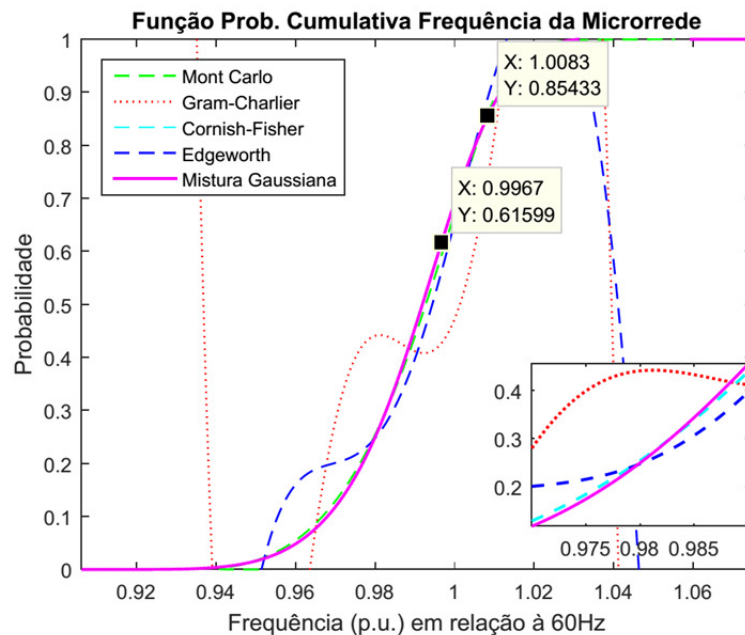


Figura 11 – Gráfico da função cumulativa de probabilidades da frequência da microrrede.

Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 12 são mostradas as distribuições de probabilidade cumulativas da magnitude da tensão na barra 22 da microrrede obtidas pela SMC e pela estimação por pontos combinada com mistura gaussiana e expansões em séries ortogonais (Gram-Charlier, Cornish-Fisher e Edgeworth). Esta figura mostra novamente que a técnica cuja distribuição cumulativa da tensão possui maior aderência aquela gerada pela SMC é a estimação por pontos com mistura gaussiana. Em outras palavras, as expansões ortogonais não fornecem boas aproximações para as distribuições de probabilidade das magnitudes das tensões nodais da microrrede.



O valor do índice  $P_{CCN_{22}}$  estimado pela SMC, para um intervalo de tensão  $0,95 pu > V_{22} > 1,05 pu$ , é igual a 25,77%. Este índice também pode ser calculado usando-se a distribuição de probabilidade cumulativa da magnitude da tensão na barra 22 mostrada na Figura 12 como se segue:

$$\begin{aligned} P_{CCN_{22}} &= P(0,95 pu > V_{22} > 1,05 pu) \Rightarrow \\ &= 100\% \times [(1 - 0,8716) + 0,1312] \Rightarrow \\ &= 25,96\% \end{aligned}$$

Os valores da magnitude da tensão  $V_{22}$  e das probabilidades usados na equação acima são destacados na Figura 12. O resultado acima comprova que o método analítico, composto pela estimação por pontos e pela mistura gaussiana, possui precisão comparável a SMC na estimação dos riscos de violação de tensão.

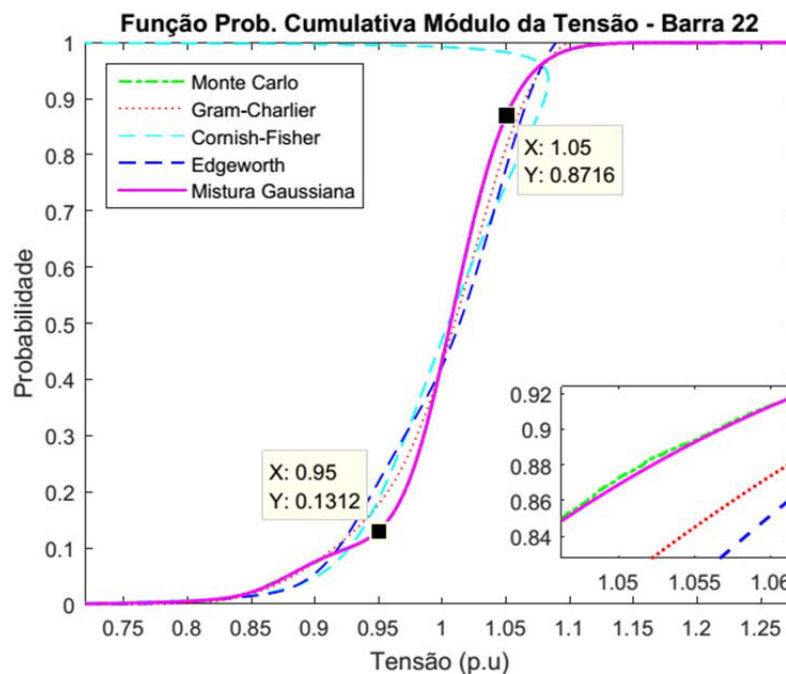


Figura 12 – Gráfico da função cumulativa de probabilidades da tensão na barra 22 da microrrede.  
Fonte: elaborado pelo autor.

## 8.2 Dados da Simulação

A otimização do pré-despacho da microrrede através do algoritmo de busca gravitacional foi realizada considerando-se os seguintes parâmetros:

$$a = 0,01$$

$$G_0 = 0,1$$

$$t_{max} = 100$$

$$\varepsilon = 0,002$$

$$N_{\text{gerações}} = 20$$

O número de corpos utilizado no GSA foi cinco e, de modo a refinar a busca por soluções ótimas, foi considerado o seguinte critério para obtenção do grupo de melhores soluções:

$$k_{\text{best}} = 0,1 \times \text{Número de Massas}$$

Para fins de comparação, o pré-despacho probabilístico ótimo foi comparado com o pré-despacho econômico determinístico da microrrede proposto por ARAÚJO et al (2017). Isto é, os valores de referência dos geradores são determinados resolvendo-se um problema de fluxo de potência ótimo cuja função objetivo é a minimização dos custos de produção de energia dos geradores sujeito a: restrições de igualdade do fluxo de potência e desigualdades associadas com intervalos para as magnitudes das tensões e limites para as potências de saída ativa e reativa dos geradores distribuídos. No pré-despacho econômico determinístico as potências de saída dos geradores alternativas e o pico de carga da microrrede são fixadas nos seus respectivos valores médios. Além disso, considera-se que todos os geradores estão no estado de operação.

Em se tratando dos índices de violação de tensão e frequência estabelecidos nas equações (45)-(52), foram feitas as seguintes considerações:

- As violações de frequência ocorrem sempre que o desvio for superior a 0,83% para mais ou 0,33% para menos em relação ao valor ideal de 60Hz. Ou seja, sempre que a frequência da microrrede estiver acima de 60,5 Hz ou abaixo de 59,8Hz, ocorrer um corte de carga total na microrrede. Estes limites de frequência são iguais aos estabelecidos no IEEE Standard 1547 (IEEE 2003).
- As violações de tensão nas barras ocorrem sempre que o desvio no valor medido for maior que 5% para mais ou para menos em relação ao valor ideal de 1 p.u. Isso significa que sempre que a tensão na barra for superior à 1,05 p.u. ou inferior à 0,95 p.u., haverá corte de carga nodal de modo a proteger os equipamentos conectados àquela barra de problemas oriundos de sub e sobretensão.

O PSO usado como referência para validar o GSA foi configurado com o número de partículas idêntico ao número de corpos do GSA e número de gerações também igual. De forma análoga, as violações foram consideradas também de acordo com o que se propôs nos tópicos acima, no intuito de realizar-se uma comparação justa entre os dois métodos de

otimização. Finalmente, foram realizadas 100 execuções do PSO e do GSA para se obter a distribuição de probabilidade dos índices de risco e avaliar a qualidade das soluções obtidas pelas duas meta-heurísticas.

### 8.3 Resultados Obtidos

Como mencionado, os resultados obtidos com a otimização do pré-despacho da microrrede foram obtidos para 100 simulações de cada algoritmo (GSA e PSO). Foram extraídas as médias das probabilidades de violação de tensão por barra das 100 simulações de cada método, obtendo-se assim as médias dos índices de violação.

A Figura 13 mostra as médias das probabilidades de violação de tensão nas barras, obtidas com o algoritmo de busca gravitacional e com a otimização por enxame de partículas. Observa-se que nas barras 8, 12 e 25, onde há geradores distribuídos conectados, as probabilidades médias de violação de tensão são menores que nas demais barras. Isso é resultado do suporte de tensão fornecido por esses geradores, que ajuda a manter a probabilidade de violação baixa.

A Figura 14 apresenta o resultado de média de corte de carga por barra devido a violações de tensão. Observa-se um comportamento semelhante ao da Figura 13, novamente deixando claro que a presença dos geradores distribuídos favorece a redução do corte de carga médio devido a problemas de tensão.

Além disso, em ambos os gráficos percebe-se que o algoritmo GSA obteve um pré-despacho que fornece os menores riscos. O PSO, apesar de também apresentar um resultado bom em relação ao caso inicial, não foi capaz de superar o GSA, que apresentou melhores resultados na quase totalidade das barras.

O gráfico de calor da Figura 15 ilustra os pontos em que o risco de violação de tensão por barra. Nota-se que quanto mais distante das fontes geradoras estiver a barra, maior será o risco de ela não atender aos limites de tensão especificados quando a microrrede operar de modo ilhado. Adicionalmente, pode-se visualizar os benefícios do pré-despacho da microrrede obtido via GSA comparando-se as figuras 15-a e 15-b. Por exemplo, a área de cor vermelha da Figura 15-a (barras onde o risco de violação está entre 30% e 40%) foi eliminada na Figura 15-b. Em outras palavras, os maiores riscos de violação após o pré-despacho via GSA estão na área azul da Figura 15-b (barras onde o risco de violação está entre 25% e 30%).

### Valores Esperados do Risco de Violação de Tensão por Barra - $E[P_{CCN_i}]$

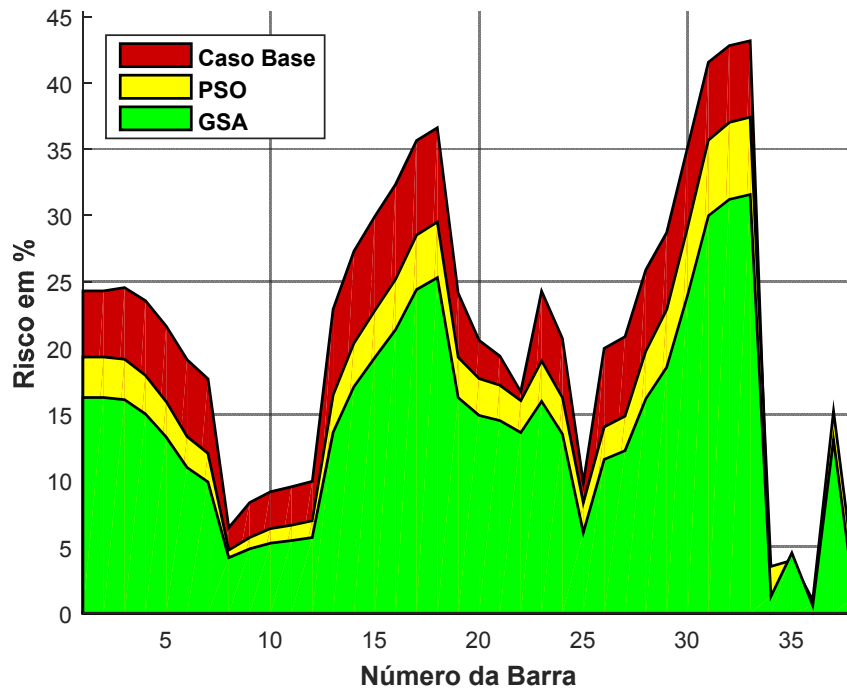


Figura 13 – Média do índice probabilístico  $P_{CCN_i}$ .

Fonte: elaborado pelo autor.

### Perda de Carga Esperada devido à Violação de Tensão por Barra

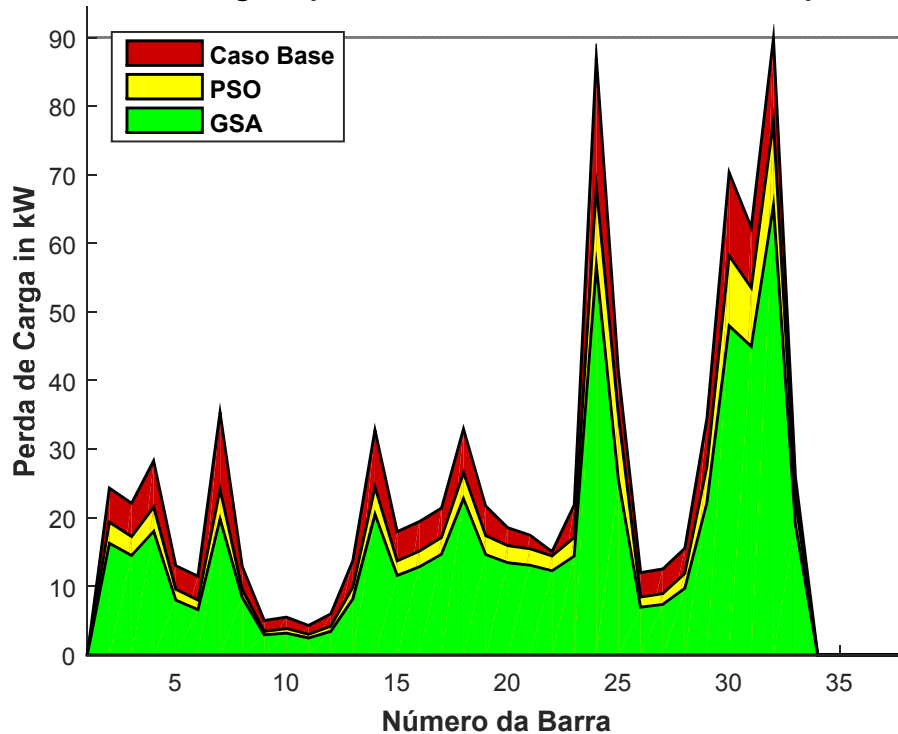
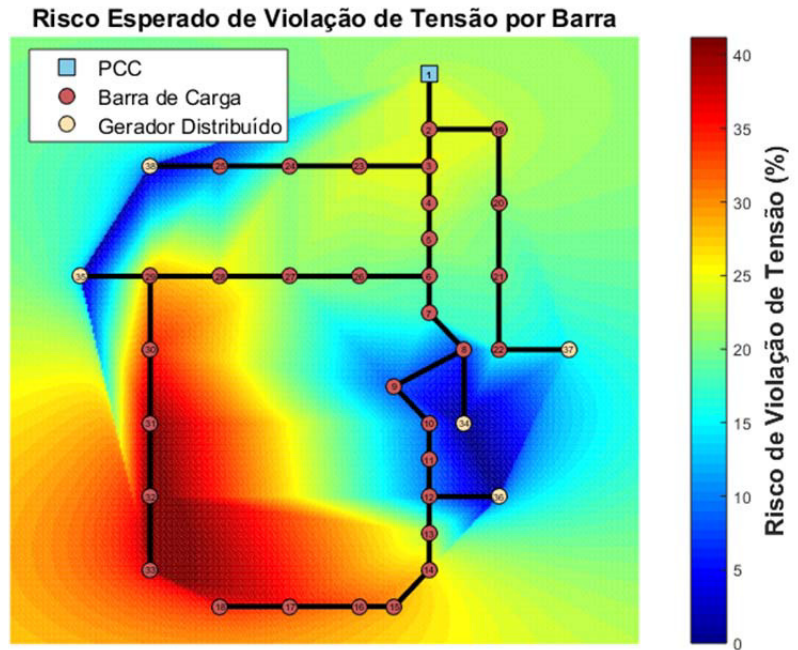
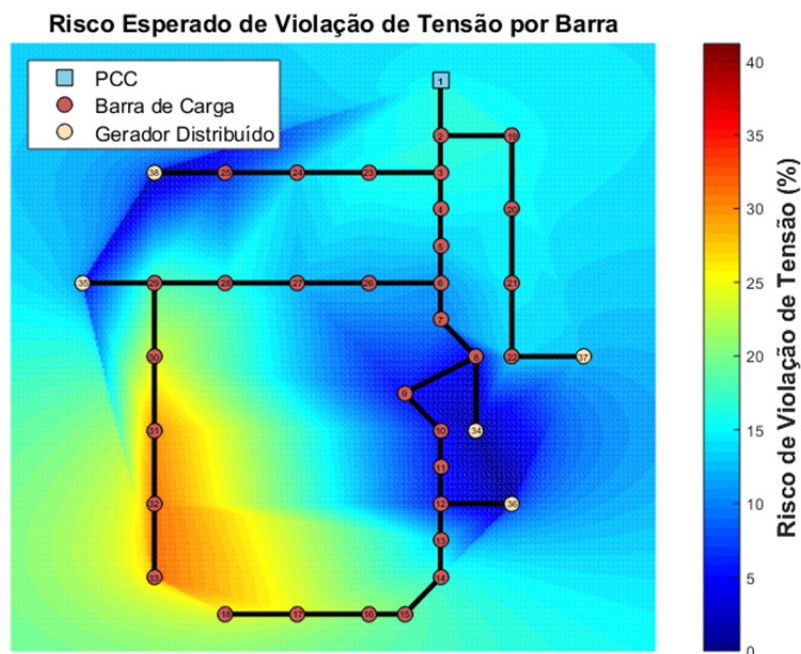


Figura 14 – Média da perda de carga nodal devido a desvios de tensão.

Fonte: elaborado pelo autor.



(a) Caso base (sem otimização)

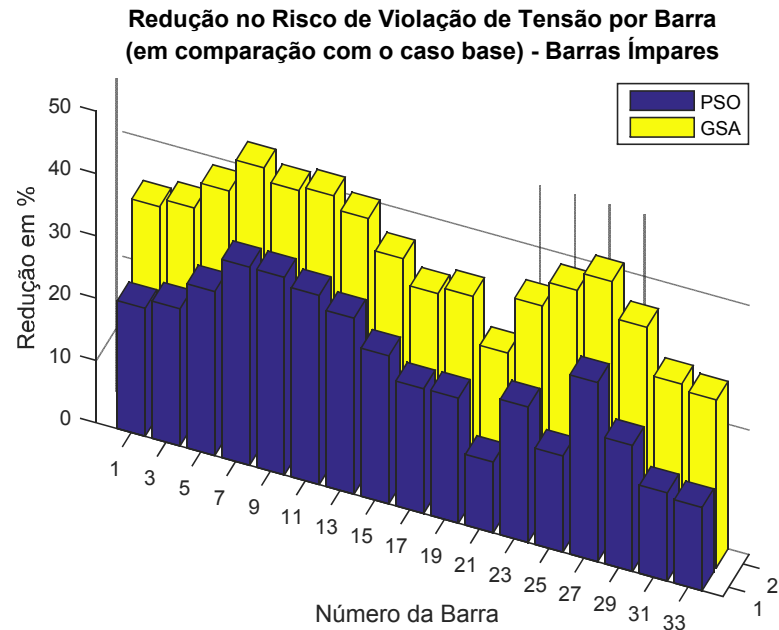


(b) Após otimização via GSA

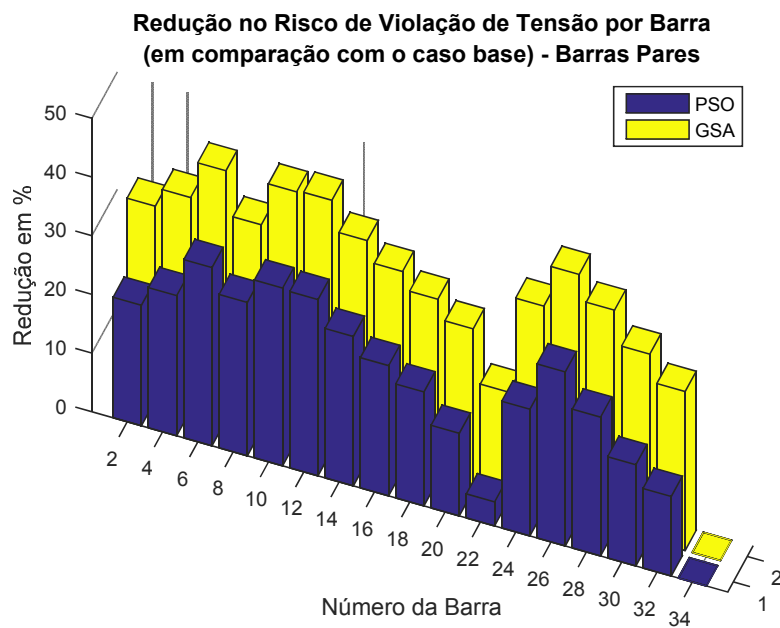
Figura 15 – Gráfico de calor mostrando a probabilidade esperada de violação de tensão nas barras após otimização via GSA.

Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 16 mostra as reduções nos riscos de violação de tensão com relação ao caso base. A partir desta figura, pode-se concluir que as reduções percentuais relativas no risco de violação de tensão nas barras foi menor nas soluções obtidas pelo PSO em relação às obtidas pelo GSA.



(a) Barras ímpares.



(b) Barras pares.

Figura 16 – Redução relativa no risco de violação de tensão nodal referente ao caso base (pré-despacho econômico).

Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 6 mostra as estatísticas do risco de violação de tensão por barra, colhidas a partir da amostra de 100 simulações. Verifica-se nesta tabela a superioridade do GSA em relação ao PSO, tendo apresentado melhores resultados em todas as barras em comparação com o caso base. Além disso, a média do risco (considerando as médias das barras) foi de 18,6% para o PSO e 15,6% para o GSA.

Tabela 6 – Estatísticas do risco de violação de tensão por barra para o GSA e o PSO (amostra de 100 simulações).

Barra	Caso Base	Algoritmo de Busca Gravitacional (GSA)			Otimização por Enxame de Partículas (PSO)		
		Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo
1	24,3%	16,3%	24,3%	15,1%	19,3%	24,3%	17,11%
2	24,3%	16,3%	24,3%	15,1%	19,3%	24,3%	17,11%
3	24,6%	16,1%	24,6%	14,8%	19,2%	24,6%	16,51%
4	23,6%	15,0%	23,6%	13,9%	17,9%	23,6%	15,41%
5	21,7%	13,3%	21,7%	12,2%	16,0%	21,7%	13,64%
6	19,1%	11,0%	19,1%	10,0%	13,3%	19,1%	11,25%
7	17,7%	9,9%	18,7%	8,7%	12,1%	18,7%	9,64%
8	6,5%	4,2%	9,8%	2,8%	4,8%	9,8%	2,75%
9	8,4%	4,9%	10,6%	3,4%	5,7%	10,6%	3,88%
10	9,2%	5,3%	13,9%	3,9%	6,4%	13,9%	4,30%
11	9,5%	5,5%	14,6%	4,1%	6,6%	14,6%	4,52%
12	10,0%	5,7%	15,6%	4,3%	7,0%	15,6%	4,78%
13	22,9%	13,6%	29,3%	12,4%	16,4%	29,3%	14,17%
14	27,3%	17,1%	33,5%	16,0%	20,4%	33,5%	17,84%
15	29,9%	19,3%	35,9%	18,2%	22,8%	35,9%	20,22%
16	32,4%	21,4%	38,1%	20,3%	25,2%	38,1%	22,48%
17	35,7%	24,4%	41,1%	23,1%	28,5%	41,1%	25,68%
18	36,6%	25,3%	41,9%	24,0%	29,5%	41,9%	26,65%
19	24,1%	16,3%	24,1%	15,1%	19,3%	24,1%	17,25%
20	20,6%	14,9%	23,7%	13,8%	17,7%	23,7%	15,62%
21	19,4%	14,5%	24,9%	13,3%	17,2%	24,9%	15,07%
22	16,7%	13,6%	27,6%	11,8%	16,0%	27,6%	13,35%
23	24,3%	16,0%	24,9%	14,6%	19,0%	24,9%	16,17%
24	20,7%	13,5%	25,7%	11,9%	16,2%	25,7%	13,27%
25	9,8%	6,1%	19,3%	4,5%	8,3%	19,3%	5,14%
26	20,0%	11,6%	20,0%	10,6%	14,0%	20,0%	11,95%
27	20,9%	12,3%	20,9%	11,4%	14,9%	20,9%	12,74%
28	25,9%	16,2%	27,5%	15,3%	19,8%	27,5%	17,09%
29	28,7%	18,5%	33,8%	17,6%	22,9%	33,8%	19,54%
30	35,2%	24,0%	39,8%	22,7%	29,1%	39,8%	25,30%
31	41,6%	30,0%	45,5%	28,3%	35,7%	45,5%	31,45%
32	42,8%	31,2%	46,7%	29,4%	37,0%	46,7%	32,68%
33	43,2%	31,6%	47,0%	29,8%	37,4%	47,0%	33,04%

A Figura 17 mostra a probabilidade de violação de frequência. A partir desta figura, pode-se concluir que o GSA novamente se mostrou superior ao PSO. Observa-se não apenas na curva de distribuição de probabilidades, mas também nas médias obtidas que o GSA obteve soluções melhores em relação ao PSO. Ou seja, em média, o GSA consegue obter um

pré-despacho que fornece menores riscos de violação de frequência (perda total de carga na microrrede) em comparação com o PSO.

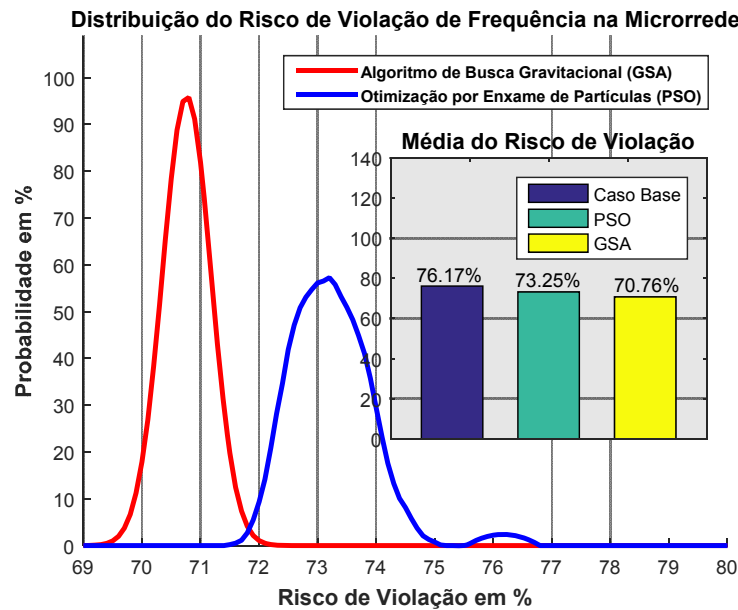


Figura 17 – Distribuição do risco de violação de frequência.

Fonte: elaborado pelo autor.

Em relação à convergência dos dois métodos testados (GSA e PSO), o gráfico da Figura 18 mostra que em média, o GSA converge mais rápido para uma solução melhor que o PSO, levando-se em conta a função *fitness*  $P_{risco}(X)$  do problema de pré-despacho definida na equação (53) deste trabalho.

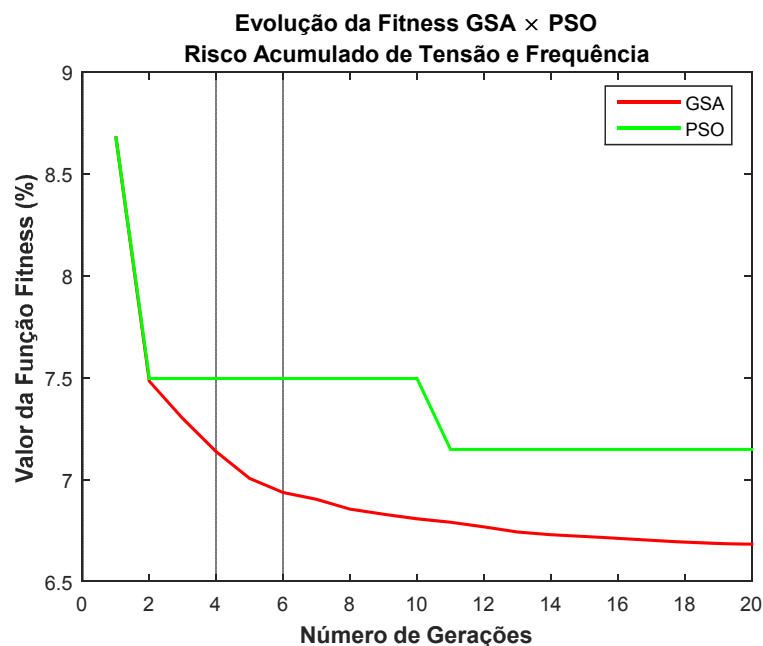


Figura 18 – Convergência dos métodos de GSA e PSO (média de 100 simulações).

Fonte: elaborado pelo autor.

Finalmente, a Tabela 6 ilustra o tempo computacional requerido por cada método de otimização para obtenção das 100 soluções ótimas. A partir desta tabela, verifica-se que o



GSA apresenta menor custo computacional que o PSO, mostrando-se mais apropriado para solução do problema de pré-despacho de microrredes.

Tabela 7 – Tempos computacionais dos algoritmos utilizados para otimização do pré-despacho da microrrede (relacionados com a amostra de 100 simulações).

Algoritmo	Algoritmo de Busca Gravitacional	Otimização por Enxame de Partículas
Tempo em segundos	325,85	775,91

#### 8.4 Resumo do Capítulo

As técnicas propostas nesta dissertação foram implementadas em uma microrrede teste de 38 barras que contém geração alternativa renovável. Os resultados mostraram não só a exatidão da técnica analítica de fluxo de potência probabilístico em comparação com a técnica de seleção de estados como também a superioridade da meta-heurística de busca gravitacional em relação à otimização por enxame de partículas quando são usadas para solucionar o pré-despacho ótimo da microrrede em modo ilhado.

## 9 CONCLUSÕES

### 9.1 Introdução

Este trabalho apresentou uma metodologia para melhoria da confiabilidade de uma microrrede operando de modo ilhado a partir da otimização dos valores de referência do pré-despacho. Essa metodologia se baseou na aplicação do controle primário, em que é definida a frequência de operação e a demanda de carga é partilhada entre os geradores de acordo com suas características de estatismo (*droop*). Para realizar o controle primário, foi utilizada a ferramenta de fluxo de potência com barra de folga distribuída que considera características intrínsecas das microrredes como a inexistência de uma barra de folga. Este fluxo de potência foi combinado com técnicas probabilísticas analíticas para modelar incertezas na carga, na geração alternativa e na disponibilidade dos geradores. As técnicas probabilísticas usadas na modelagem das incertezas foram a estimação por pontos e mistura gaussiana. Adicionalmente, as técnicas probabilísticas analíticas tornam o cálculo dos índices de confiabilidade da microrrede menos oneroso em termos de tempo de processamento com relação a técnicas de seleção de estados, tais como a Simulação Monte Carlo. O Algoritmo de Busca Gravitacional foi aplicado para minimizar os riscos de violação de tensão e frequência, estimados pelo fluxo de potência probabilístico, através do ajuste de parâmetros de referência dos geradores da microrrede.

### 9.2 Principais Realizações e Contribuições

Esta dissertação apresentou diversas técnicas e métodos aplicados à otimização do pré-despacho da microrrede, sendo suas principais contribuições:

- O emprego de técnicas de fluxo de potência probabilístico com barra de folga distribuída aplicado à microrredes, pois este é um tópico que pouco tem sido explorado na literatura. O uso da barra de folga distribuída introduz maior complexidade ao fluxo de potência, mas torna-o mais verossímil por empregar um conceito que é adequado à realidade de microrredes que operam ilhadas.
- O uso da Expansão em Soma de Gaussianas para obtenção das curvas de distribuição de probabilidades das variáveis de estado da microrrede. Esta técnica utiliza os momentos obtidos através da Estimação por Pontos para aproximar a

distribuição de probabilidades das variáveis de estado da microrrede por meio de uma soma ponderada de distribuições gaussianas;

- A comparação de meta-heurísticas de otimização (Otimização por Enxame de Partículas e Algoritmo de Busca Gravitacional) aplicadas ao pré-despacho de microrredes ilhadas. A aplicação de meta-heurísticas na resolução de problemas de planejamento dos sistemas elétricos tem sido abordada em inúmeras publicações na literatura. Entretanto, o Algoritmo de Busca Gravitacional é recente e tem sido pouco explorado nesse sentido. Portanto, esta dissertação é um ponto de partida para fomentar a pesquisa e aplicação desta meta-heurística na otimização de sistemas de distribuição.

### 9.3 Aplicações práticas

A metodologia proposta para a otimização do pré-despacho de microrredes no modo ilhado foi testada e validada em uma microrrede de 38 barras. Os resultados dos testes demonstraram que:

- i) O uso da Estimação por Pontos juntamente com a Expansão em Soma de Gaussianas (técnica analítica utilizada no fluxo de potência probabilístico) mostrou-se adequado do ponto de vista da precisão, pois as distribuições de probabilidade do método de Simulação Monte Carlo têm boa aderência com relação aquelas obtidas pela técnica analítica.
- ii) O ajuste ótimo do pré-despacho é uma ferramenta útil para tornar a operação da microrrede mais segura, minimizando as probabilidades de perda de carga devido a violações de frequência e violações nodais de tensão.
- iii) A comparação entre os dois métodos usados no pré-despacho da microrrede (Otimização por Enxame de Partículas e Algoritmo de Busca Gravitacional), em termos da qualidade da solução e tempo de processamento, revelou que o Algoritmo de Busca Gravitacional foi o que apresentou melhores resultados, mostrando-se superior à Otimização por Enxame de Partículas tanto na qualidade da solução (maior redução na probabilidade de perda de carga) quanto no tempo de processamento (menor tempo para obter a solução para um mesmo número de partículas/massas e iterações/gerações).

Finalmente, pode-se concluir que o pré-despacho é uma etapa importante da transição do modo de operação conectado à concessionária para o modo de operação ilhado.

Uma vez que o balanço entre geração e carga na microrrede é mais complexo em função da baixa capacidade da maioria dos geradores distribuídos (resultando em probabilidade de violações de tensão e frequência), uma rotina de pré-despacho que possa fornecer valores de referência para os geradores distribuídos de forma a melhorar a confiabilidade da microrrede é de grande utilidade. Portanto, a metodologia proposta nesta dissertação possui aplicações práticas no planejamento da operação de microrredes que operam no modo ilhado.

#### **9.4 Sugestões para Trabalhos Futuros**

Esta dissertação pode servir como ponto de partida para estudos na área de microrredes ilhadas que envolvam conteúdos não explorados neste trabalho. Assim, algumas sugestões de trabalhos futuros podem ser:

- i) Inclusão de sistemas de armazenamento de energia (baterias, ultra-capacitores, etc.) – Isto adiciona a variável tempo ao problema, pois os dispositivos de armazenamento de energia têm sua potência de saída modelada com dependência temporal;
- ii) Alocação ótima de geradores distribuídos – conforme observado na Figura 13, há regiões na microrrede em que os índices de confiabilidade são mais críticos o que pode fomentar um estudo de alocação de geração distribuída para melhorar o desempenho da rede nessas regiões;
- iii) Reconfiguração da microrrede – outra forma de se tentar melhorar os índices de confiabilidade da microrrede operando em modo ilhado é através da reconfiguração de seus alimentadores de distribuição. A reconfiguração modifica a topologia da rede o que pode ser utilizado para reduzir as probabilidades de perda de carga em determinadas barras da microrrede (conforme Figura 14);
- iv) Corte seletivo de carga – na eventualidade de uma violação de frequência na microrrede, o estudo de ações de corte seletivo pode ser implementada uma vez que dessa forma, o desligamento de parte da carga pode trazer novamente a frequência para dentro do intervalo aceitável, reestabelecendo a operação da microrrede.

Assim, este trabalho de dissertação abre caminho para diversas outras vertentes de estudo no contexto das microrredes em operação ilhada.

## REFERÊNCIAS

ABDELAZIZ, M. M. A., FARAG, H. E. e EL-SAADANY, E. F. Optimum Droop Parameter Settings of Islanded Microgrids With Renewable Energy Resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 434-445, 2014.

ABDELAZIZ, M. M. A., FARAG, H. E. e EL-SAADANY, E. F. Optimum Reconfiguration of Droop-Controlled Islanded Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2144-2153, 2016.

ABDELAZIZ, M. M. A., FARAG, H. E., EL-SAADANY, E. F. e MOHAMED, Y. A. R. I. A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 190-201, 2013.

ABDELAZIZ, M. M. A. **New Analysis and Operational Control Algorithms for Islanded Microgrid Systems**. Nivelles, Bélgica: University of Waterloo, 2014. Tese de Doutorado.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2010.

AMIN, S. M. e WOLLENBERG, B. F. Toward a Smart Grid, **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 3, n. 5, p. 34-41, 2005.

ANDERS, G. J. **Probability Concepts in Electric Power Systems**. West Sussex: Wiley, p. 455-505, 1990.

ARAÚJO, J. R. **Avaliação da Confiabilidade da Operação Ilhada de Microrredes**. São Luís: Universidade Federal do Maranhão, 2015. Monografia de Conclusão de Curso.

ARAÚJO, J. R., SILVA, E. N. M., RODRIGUES, A. B. e SILVA, M. G. Assessment of the Impact of Microgrid Control Strategies in the Power Distribution Reliability Indices. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 28, n. 2, p. 271–283, 2017.

ARENALES, M. et al. **Pesquisa Operacional para Cursos de Engenharia**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

ATWA, Y. M., & EL-SAADANY, E. F. Adequacy evaluation of distribution system including wind/solar dg during different modes of operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 1945–1952, 2011.

BARAN, M. E. e WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reductions. **IEEE Transactions Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989.

BILLINTON, R. e ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. Nova Iorque: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R. e JONNAVILTHULA, S. A Test System For Teaching Overall Power System Reliability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**. v. 11, n. 4, p. 1670-1676, 1996.

BILLINTON, R. e LI, W. **Reliability Assessment Of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. Nova Iorque: Plenum Press, 1994.

BILLINTON, R. e ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation Of Power Systems**. 2. ed. Nova Iorque: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R. et al. A Reliability Test System For Educational Purposes - Basic Results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 1, 1990.

BLOOM, A., HELMAN, U., HOLTTINEN, H., SUMMERS, K., BAKKE, J., BRINKMAN, G. e LOPEZ, A. It's Indisputable: Five Facts About Planning and Operating Modern Power Systems. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 15, n. 6, 2017.

BORGES, S. S. **Pré-despacho de Potência Ativa e Reativa para Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Método de Pontos Interiores e Coordenadas Retangulares**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2010. Dissertação de Mestrado.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2009.

CALOVIC, M. S. e STREZOSKI, V. C. Calculation of steady-state load flows incorporating system control effects and consumer self-regulating characteristics. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 3 n. 2, p. 65–74, 1981.

CASTRO, L. M. FUERTE-ESQUIVEL, C. R. e TOVAR-HERNÁNDEZ, J. H. Solution of Power Flow With Automatic Load-Frequency Control Devices Including Wind Farms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2186-2195, 2012.

CHEN, P., CHEN, Z. e BAK-JENSEN, B. Probabilistic Load Flow: A Review. **Proceedings of the Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008)**, Nanjing, China, p. 1586-1591, 2008.

CHEN, C., WU, W., ZHANG, B., & SINGH, C. An analytical adequacy evaluation method for distribution networks considering Protection strategies and distributed generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1392–1400, 2015.

CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S. P. e CROSSLEY, P., **Microgrids and Active Distribution Networks**, Renewable Energy Series, n. 6, Londres: The Institution of Engineering and Technology (IET), 2009.

EAJAL, A. A., EL-SAADANY, E. F. e PONNAMBALAM, K. Equal power sharing in islanded AC/DC hybrid microgrids. **2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**, Ottawa, ON, p. 1-6, 2016a.

EAJAL, A. A., EL-SAADANY, E. F. e PONNAMBALAM, K. Inexact power sharing in AC/DC hybrid microgrids. **2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)**, Vancouver, BC, p. 1-5, 2016b.

FAN, M., VITTAL, V., HEYDT, G. T. e AYYANAR, R. Probabilistic Power Flow Studies for Transmission Systems With Photovoltaic Generation Using Cumulants. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 2251-2261, 2012.

FAN, M. **Probabilistic Power Flow Studies to Examine the Influence of Photovoltaic Generation on Transmission System Reliability**. Arizona, EUA: Arizona State University, 2012. Tese de Doutorado.

FANG, X., MISRA, S., XUE, G. e YANG, D. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey. **IEEE Communications Surveys & Tutorials**, v. 14, n. 4, p. 944-980, 2012.

FARAG, H. E., ABDELAZIZ, M. M. A., & EL-SAADANY, E. F. Voltage and reactive power impacts on successful operation of islanded microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1716–1727, 2013.

FARHANGI, H. The path of the Smart Grid. **Power & Energy Magazine**, v. 8, n. 1, p. 18-28, 2010.

GALLEGO, L. A., ECHEVERRI, M. G. e FELTRIN, A. P. Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos. **Revista Controle & Automação**, v. 23, n. 2, p. 179-189, 2012.

GOLDBARG, M. C., GOLDBARG, E. G. e LUNA, H. P. L. **Otimização Combinatória e Meta-Heurísticas: Algoritmos e Aplicações**. 1ª Ed. Rio de Janeiro, Elsevier, 2016.

HADJSAÏD, N. e SABONNADIÈRE, J. C. **SmartGrids**, Londres/Hoboken: ISTE/John Wiley & Sons, 2012.

HATZIARGYRIOU, N., **Microgrids: Architecture and Control**, West Sussex: IEEE Press/Wiley, 2014.

HONG, H. P. An efficient point estimate method for probabilistic analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 59, n. 3, p. 261-266, 1998.



INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICAL ENGINEERS, IEEE, 1547-2003, **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, IEEE, 2003.

ISSICABA, D., LOPES, J.A. P., & ROSA, M. A. Adequacy and security evaluation of distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, 1681–1689, 2012.

KAGAN, N., OLIVEIRA C. C. B. e ROBBA E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

KAMH, M. Z. e IRAVANI, R. A Sequence Frame-Based Distributed Slack Bus Model for Energy Management of Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 828-836, 2012.

KENNEDY, J. e EBERHART, R. Particle Swarm Optimization. **IEEE International Conference on Neural Networks**, Perth, WA, v.4, p. 1942-1948, 1995.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. McGraw-Hill, 1994.

LA GATTA, P. O. **Um novo modelo para representação da regulação primária e secundária de frequência no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo**. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012. Dissertação de Mestrado.

LEE, K. Y., EL-SHARKAWI, M. A. **Modern Heuristic Optimization Techniques: Theories and Applications to Power Systems**. IEEE Press Series on Power Engineering. Nova Jersey: IEEE Press/Wiley Interscience, 2008.

LI, P., XU, W., ZHOU, Z. e LI, R. Optimized operation of microgrid based on gravitational search algorithm. **2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)**, Busan, 2013, p. 338-342, 2013.

LI, P. , XU, D., ZHOU, Z., LEE, W. J. e ZHAO, B. Stochastic Optimal Operation of Microgrid Based on Chaotic Binary Particle Swarm Optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 1, p. 66-73, 2016.

LIU, G., STARKE, M., XIAO, B. e TOMSOVIC, K. Robust optimisation-based microgrid scheduling with islanding constraints. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 7, p. 1820-1828, 2017.

LOTFALIAN, M., SCHLUETER, R., IDIZIOR, D. Inertial, governor, and AGC/economic dispatch load flow simulations of loss of generation contingencies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 104, n. 11, p. 3020–3028, 1985.

MAKNOUNINEJAD, A. e QU, Z. Realizing Unified Microgrid Voltage Profile and Loss Minimization: A Cooperative Distributed Optimization and Control Approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1621-1630, 2014.

MEHDIZADEH, A. e TAGHIZADEGAN, N. Robust optimisation approach for bidding strategy of renewable generation-based microgrid under demand side management. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 11, p. 1446-1455, 2017.

MELO, J. C. O. **Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão**. Rio de Janeiro: Puc-Rio, 1994. Tese de Doutorado.

MILLER, A. C. e RICE, T. R. Discrete Approximations Of Probability Distributions, **Management Science**, v. 29, n. 3, p. 352–362, 1983.

MOHAN, V., SINGH, J. G. e ONSAKUL, W. Sortino Ratio Based Portfolio Optimization Considering EVs and Renewable Energy in Microgrid Power Market. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 1, p. 219-229, 2017.

MONTICELLI, Alcir J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

MORADI, M. H., ESKANDARI, M. e HOSSEINIAN, S. M. Operational Strategy Optimization in an Optimal Sized Smart Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1087-1095, 2015.

MORALES, J. M. e PÉREZ-RUIZ, J. Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1594-1601, 2007.

NGUYEN, T. A. e CROW, M. L. Stochastic Optimization of Renewable-Based Microgrid Operation Incorporating Battery Operating Cost. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2289-2296, 2016.

NAFISI, H., AGAH, S. M. M., ASKARIAN, H. A. e ABEDI, M. Two-Stage Optimization Method for Energy Loss Minimization in Microgrid Based on Smart Power Management Scheme of PHEVs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1268-1276, 2016.

OLIVARES, D.E. et al. IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p.1905-1919, 2014.

OKAMURA, M., OURA, Y., HAYASHI, S., UEMURA, K. e ISHIGURO, F. A new power flow model and solution method including load and generator characteristics and effects of system control devices. **IEEE Transactions on Power Apparatus and System**, v. 94, n. 3, pA. 1042–1050, 1975.

PASSOS FILHO J. A., **Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**. Tese de Doutorado, COPPE-UFRJ, 2005.

PASSOS FILHO, J. A., MARTINS, N. and FALCÃO, D. M. (2009) Identifying Power Flow Control Infeasibilities in Large-Scale Power System Models. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 24, n. 1, p. 86-95, 2009.

PRUSTY, B. R., JENA, D. Combined Cumulant and Gaussian Mixture Approximation for Correlated Probabilistic Load Flow Studies: A New Approach. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 2, n. 2, p. 71-78, 2016.

RASHEDI, E., NEZAMABADI-POUR, H., SARYAZDI, S. GSA: A Gravitational Search Algorithm. **Information Sciences**, v. 179, n. 13, p. 2232-2248, 2009.

REIMERT, D. **Protective relaying for power generation systems**. Boca Raton: CRC Press, 2005.

RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE OF THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS SUBCOMMITTEE. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 98, n. 6, 1979.

ROCHA, L. F, BORGES, C. L. T. e TARANTO, G. N. Reliability Evaluation of Active Distribution Networks Including Islanding Dynamics. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 1545 – 1552, 2017.

SAADAT, M. H. Steady State Analysis of Power Systems Including the Effects of Control Devices. **Electric Power Systems Research**, v. 2, n. 2, p.111-118, 1979.

SHADMAND, M. B. e BALOG, R. S. Multi-Objective Optimization and Design of Photovoltaic-Wind Hybrid System for Community Smart DC Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2635-2643, 2014.

SIMON, D. **Evolutionary Optimization Algorithms**. Nova Jersey: John Wiley & Sons, 2013.

SINGH, D., MISRA, R. K., SINGH, D. Effects of Load Models in Distributed Generation Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22. n. 4, p. 2204–2212, 1997.

SINGH, R., PAL, B. C. e JABR, R. A. Statistical Representation of Distribution Systems Load Using Gaussian Mixture Model. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 29-37, 2010.

SU, C. Probabilistic Load-Flow Computation Using Point Estimate Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1843-1851, 2005.

TIAN, P., XIAO, X., WANG, K. e DING, R. A Hierarchical Energy Management System Based on Hierarchical Optimization for Microgrid Community Economic Operation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 5, p. 2230-2241, 2016.

TONG, S. e MIU, K. N. Network-Based Distributed Slack Bus Model for DGs in Unbalanced Power Flow Studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20 n. 2, pp. 835-842, 2005.

TONG, S. **Slack Bus Modeling for Distributed Generation and Its Impacts on Distribution System Analysis, Operation and Planning**. Filadélfia: Drexel University, 2006. Tese de Doutorado.

URIAS, M. E. G., SANCHEZ, E. N. e RICALDE, L. J. Electrical Microgrid Optimization via a New Recurrent Neural Network. **IEEE Systems Journal**, v. 9, n. 3, p. 945-953, 2015.

USAOLA, J. Probabilistic load flow with wind production uncertainty using cumulants and Cornish–Fisher expansion. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 9, p. 474-481, 2009.

WAN, H., McCALLEY, J. D. e VITTAL, V. Risk Based Voltage Security Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 4, p. 1247-1254, 2000.

WANG, X., SONG, Y. e IRVING, M. **Modern Power Systems Analysis**. Nova Iorque: Springer, p. 161-178, 2008.

WANG, S., Li, Z., Wu, L., SHAHIDEHPOUR, M., & LI, Z. . New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, p. 3, 2852–2861, 2013.

WANG T., O'NEILL, D. e KAMATH, H. Dynamic Control and Optimization of Distributed Energy Resources in a Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 2884-2894, 2015.

WOOD, A. J. e WOLLENBERG, B. F. **Power Generation Operation and Control**. 2. ed., Nova Jersey: John Wiley & Sons, 1996.

VALVERDE, B., SARIC, A. T. e TERZIJA, V. Probabilistic Load Flow with non-Gaussian Correlated Random Variables Using Gaussian Mixture Models. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, n. 7, p. 701-709, 2012.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda, 1984.

XING, B., GAO, W. **Innovative Computational Intelligence: A Rough Guide to 134 Clever Algorithms**. Intelligent Systems Reference Library 62. Springer, 2014.

YANG, X. **Nature-Inspired Optimization Algorithms**. Londres: Elsevier, 2014.

YU, K., AI, Q., WANG, S., NI, J. e LV, T. Analysis and Optimization of Droop Controller for Microgrid System Based on Small-Signal Dynamic Model. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 2, p. 695-705, 2016.

ZHANG, P. e LEE, S. T. Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 676-682, 2004.