

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

**ESTIMAÇÃO DE ESTADO PARA MICRORREDES NO MODO DE  
OPERAÇÃO ILHADA**

**KARLIANE SILVA DE JESUS**

São Luís

2018

**KARLIANE SILVA DE JESUS**

**ESTIMAÇÃO DE ESTADO PARA MICRORREDES NO MODO DE  
OPERAÇÃO ILHADA**

Dissertação de mestrado submetida à coordenação de pós-graduação em engenharia de eletricidade da Universidade Federal do Maranhão - UFMA, como requisito parcial para obtenção do título de mestra em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.  
Co-orientadora: Prof.<sup>a</sup> Maria da Guia Da Silva, Ph.D.

São Luís

2018

Jesus, Karliane Silva de.

Estimação de estado para microrredes no modo de operação ilhada / Karliane Silva de Jesus. - 2018. 110 f.

Coorientador(a): Maria da Guia da Silva.

Orientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

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

1. Barra de Folga Distribuída. 2. Estimação de Estado. 3. Microrredes. 4. Redes de Distribuição de Energia Elétrica. 5. Redes Inteligentes. I. Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia da. III. Título.

# **ESTIMAÇÃO DE ESTADO PARA MICRORREDES NO MODO DE OPERAÇÃO ILHADA**

**Karliane Silva de Jesus**

Dissertação aprovada em 15 de Março de 2018.

BANCA EXAMINADORA

---

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

(Orientador – UFMA)

---

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

(Co-Orientadora – UFMA)

---

**Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.**

(Examinador – UFF)

---

**Prof. Rodrigo José Albuquerque Frazão, D.Sc.**

(Examinador – UFMA)

*Dedico este trabalho à memória dos meus avós, Domingos e Marlene.*

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por me conceder saúde e fé para o desenvolvimento deste trabalho.

À minha família, especialmente aos meus pais, Antonio Carlos e Maria de Jesus, e à minha irmã, Karla Larissa, pelo suporte e incentivo incondicionais.

Aos professores, Anselmo Barbosa e Maria da Guia, pela orientação. Também agradeço ao professor Rodrigo Frazão pelas contribuições deferidas.

Às minhas grandes amigas, Joyce Ramos, Tarsila Ferreira e Iasmim Andrade, que mesmo longe, sempre me proporcionaram palavras de incentivo. Agradecimento especial aos amigos e companheiros de pesquisa, Andressa Barbosa e Leandro da Silva, que sempre estiveram ao meu lado procurando mostrar o lado positivo de cada situação. Obrigada pelas inúmeras risadas arrancadas e por cada lágrima enxugada durante este mestrado. Tudo seria mais difícil sem o apoio de vocês.

Aos meus colegas do Laboratório de Qualidade e Confiabilidade de Energia, especialmente a Antonio Raposo, João Baptista e Elson Natanael, pelo apoio e parceria.

*“Se as coisas são inatingíveis... ora! / Não é motivo para  
não querê-las... / Que tristes os caminhos, se não fora / A  
presença distante das estrelas!”*

(Mário Quintana)

## RESUMO

Ao longo dos últimos anos, os sistemas de distribuição têm se tornado mais complexos devido a diversos fatores, tais como: inserção de Geração Distribuída (GD) convencional e renovável, instalação de unidades de medição fasorial (UMF), utilização de medição inteligente (“*Smart Meters*”), etc.. Neste contexto, o conceito de microrrede surgiu como elemento facilitador para acomodar essas mudanças que vêm ocorrendo nos sistemas elétricos. As microrredes ilhadas apresentam maior vulnerabilidade aos desvios de tensão e frequência, aumentando a complexidade de controle e operação da mesma. Esta complexidade exige a introdução de novas funções nos centros de operação da rede de distribuição para auxiliar o operador no processo de tomada de decisões na nova realidade das redes de distribuição. Assim, a função de Estimação de Estado (EE) torna-se fundamental visto que ela é responsável por fornecer informações confiáveis do ponto atual de operação do sistema, a partir das medições disponíveis. Esta dissertação apresenta uma metodologia de EE em microrredes ilhadas que, além de estimar as tensões complexas nos barramentos, é capaz de estimar a frequência de operação em regime permanente. Medições de frequência e as características de estatismo dos geradores foram inseridos na formulação proposta visando disponibilizar uma ferramenta com a capacidade de representar de forma mais realista e precisa o funcionamento da microrrede. A metodologia desenvolvida se baseia no fluxo de potência com barra de folga distribuída para modelar a ausência de uma barra de folga e o controle primário na operação ilhada da microrrede. Este fluxo é usado para calcular o estado da rede e os desvios de frequência em regime permanente que são usados para gerar os valores verdadeiros das medições utilizadas na EE. Uma microrrede de 38 barras com 5 geradores foi utilizada para validar a formulação proposta através de índices estatísticos, entre eles: erros relativos médios entre valores verdadeiros e estimados, tendência, consistência, qualidade e riscos dos erros relativos violarem limites especificados. Os resultados dos testes mostraram que a metodologia proposta é mais precisa e robusta, com relação a medidas com erros grosseiros, que o estimador de estado convencional.

**Palavras chaves:** Estimação de Estado, Microrredes, Redes de Distribuição de Energia Elétrica, Redes Inteligentes, Geração Distribuída, Barra de Folga Distribuída.



## ABSTRACT

In recent years, the distribution systems have become more complex due to different factors, such as: insertion of conventional and renewable Distributed Generation (DG), installation of Phasor Measurement Units (PMU), utilization of Smart Meters, etc.. In this way, the microgrid concept has emerged as an implementer to accommodate all these changes in electrical systems. Islanded microgrids are more vulnerable to voltage and frequency deviation that increase their complexity of control and operation. This complexity requires the introduction of new functions in the distribution management systems to aid the operator in the decision make process and in the new reality of the distribution networks. Thus, the State Estimation (SE) function becomes essential since it is responsible for providing reliable information about the current system operation point based on available measurements. This dissertation proposes a methodology for SE in islanded microgrid that is able to estimate the complex voltage at all the bus and the frequency of operation in steady state. Frequency measurements and inertia characteristics of the distributed generators were introduced in the proposed formulation aiming to provide a tool with ability of representing more realistically and accurately the microgrid operation. The developed methodology is based on the distributed slack bus power flow to model the absence of the swing bus and the primary control in the islanded operation of the microgrid. This power flow evaluates the network state and the frequency deviations in steady state that are utilized to generate the true values of the measurements used in SE. A microgrid of 38 bus and 5 distributed generators was used to validate the proposed formulation through statistical indices such as: average relative errors between true and estimated values, bias, consistency, quality and risks of the relative errors violate their specified values. The tests results demonstrated that the proposed methodology is more accurate and robust, with regard to bad data, than the conventional state estimator.

**Keywords:** State Estimation, Microgrid, Distribution Networks, Smart Grids, Distributed Generation, Distributed Slack Bus Power Flow.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução simplificada das redes elétricas (Adaptado de (IEA , 2011)) .....	16
Figura 1.2 Componentes do SMF (Elaborada pelo próprio autor) .....	18
Figura 1.3 Arquitetura de uma UMF (Adaptado de (PHADKE; THORP, 2008)).....	19
Figura 1.4 Interações do DMS com outros subsistemas (Elaborada pelo próprio autor).....	28
Figura 2.1 - Arquitetura básica de uma microrrede (Adaptado de (HATZIARGYRIOU, 2014)).....	38
Figura 2.2 Representação do controle hierárquico (Adaptado de (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014) ) .....	42
Figura 3.1 Sistema ilustrativo com 4 barras .....	55
Figura 4.1 - Método de Gauss-Newton aplicado à estimação de estado .....	62
Figura 4.2 - Modelo $\pi$ da linha.....	63
Figura 5.1 Medições de injeção de potência associadas a uma barra.....	75
Figura 5.2 - Microrrede ilustrativa com 4 barras.....	79
Figura 6.1 Diagrama unifilar do sistema-teste (Adaptado de (ABDELAZIZ et al., 2013)).....	84
Figura 6.2 - Resultados do EEMI - Convencional em comparação ao caso base para os ângulos (a) e magnitudes de tensão (b) .....	91
Figura 6.3 - Resultados do EEMI - Proposto em comparação ao caso base para os ângulos (a) e magnitudes de tensão (b) .....	92
Figura 6.4 - Erros relativos da fase (a) e módulo (b) das tensões estimadas no EEMI-Convencional .....	94
Figura 6.5 - Erros relativos da fase (a) e módulo (b) das tensões no EEMI-Proposto .....	95
Figura 6.6 - Índice de probabilidade dos erros relativos das variáveis estimadas do EEMI-Convencional .....	96
Figura 6.7 - Índice de probabilidade dos erros relativos das variáveis estimadas de EEMI-Proposto .....	96
Figura 6.8 - Consistência do estimador EEMI-Convencional .....	98
Figura 6.9 - Consistência do estimador EEMI - Proposto .....	99
Figura 6.10 - Teste do Máximo Resíduo Normalizado para diferentes magnitudes de erro nos dados de medições .....	101
Figura 6.11 - Máximo erro relativo de fase (a) e magnitude (b) de tensão para diferentes magnitudes de erro nos dados de medições.....	102

## LISTA DE TABELAS

Tabela 6.1 - Características do sistema-teste.....	84
Tabela 6.2 - Dados dos geradores em pu.....	85
Tabela 6.3 Valores dos expoentes e tipos de carga .....	85
Tabela 6.4 - Erros médios relativos entre caso base e os estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto.....	93
Tabela 6.5 - Índices de probabilidades por barras .....	97
Tabela 6.6 - Probabilidade dos erros estimados normalizados violarem os limites inferior e superior no teste de consistência. ....	99
Tabela 6.7 - Qualidade dos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto .....	100
Tabela 6.8 - Tempo médio computacional dos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto .....	100

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

- AMI - Infraestrutura Avançada de Medição (Advanced Metering Infrastructure)
- CC - Controlador Central
- CDF - Concentrador de Dados Fasoriais
- CHP - Sistemas de Energia e Calor Combinado (Combined Heat and Power)
- CL - Controlador Local
- DMS - Sistema de Gerenciamento de Distribuição (Distribution Management System)
- DSO - Operador do Sistema de Distribuição (Distribution System Operator)
- EE - Estimação de Estado
- EEMI - Estimador de Estado em Microrrede Ilhada
- EERD - Estimador de Estado em Redes de Distribuição
- FKE - Filtro de Kalman Estendido
- FKU - Filtro de Kalman Unscented
- GD - Geração Distribuída
- GIS - Sistema de Informação Geográfica (Geographical Information System)
- GPS - Sistema de Posicionamento Global
- ME - Medidor Eletrônico
- MQP - Mínimos Quadrados Ponderados
- MVAP - Mínimo Valor Absoluto Ponderado
- OMS - Sistema de Gerenciamento de Falhas (Outage Management System)
- PCC - Ponto de Acoplamento Comum (Point of Common Coupling)
- PLC - Power Line Communication
- PPS - Pulso por Segundo
- PV - Painele Fotovoltaico
- TIC - Tecnologia da Informação e Comunicação
- RED - Recursos Energéticos Distribuídos

REI - Rede Elétrica Inteligente

SCADA - Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (Supervisory Control and Data Acquisition)

SGE - Sistema de Gestão de Energia

SMA - Sistema Multiagente

SMC - Simulação de Monte Carlo

SMF - Sistema de Medição Fasorial

SMS - Short Message Service

UMF - Unidade de Medição Fasorial

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>15</b>
<b>Introdução .....</b>	<b>15</b>
<b>1.1 Introdução sobre redes elétricas inteligentes .....</b>	<b>15</b>
1.1.1 Conceitos e Objetivos .....	15
1.1.2 Geração Distribuída .....	16
1.1.3 Medição Inteligente .....	17
1.1.4 Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada.....	17
1.1.5 Gerenciamento da Demanda.....	20
1.1.6 Armazenamento de Energia.....	20
1.1.7 Consequências e Aplicações das Novas Tecnologias.....	20
<b>1.2 Introdução sobre microrredes .....</b>	<b>22</b>
1.2.1 Considerações básicas sobre microrredes.....	22
1.2.2 Benefícios e desafios das microrrede .....	22
<b>1.3 Revisão Bibliográfica sobre Estimação de Estados em Redes de Distribuição</b>	<b>25</b>
1.3.1 Introdução .....	25
1.3.2 Estimação de Estado em Redes de Distribuição.....	29
<b>1.4 Revisão bibliográfica de Estimação de Estado em Microrredes .....</b>	<b>31</b>
<b>1.5 Motivação e Objetivos .....</b>	<b>34</b>
<b>1.6 Estrutura do trabalho .....</b>	<b>34</b>
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>36</b>
<b>Microrredes .....</b>	<b>36</b>
<b>2.1 Introdução .....</b>	<b>36</b>
<b>2.2 Definição de Microrrede .....</b>	<b>36</b>
<b>2.3 Arquitetura da Microrrede.....</b>	<b>37</b>
<b>2.4 Modos de operação .....</b>	<b>39</b>
<b>2.5 Estratégias de Controle .....</b>	<b>40</b>
2.5.1 Controle centralizado.....	40
2.5.2 Controle descentralizado .....	41

<b>2.6 Controle Hierárquico .....</b>	<b>41</b>
2.6.1 Controle Primário .....	42
2.6.2 Controle Secundário .....	43
2.6.3 Controle Terciário.....	44
<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>45</b>
<b>Fluxo de Potência com Barra De Folga Distribuída.....</b>	<b>45</b>
<b>3.1 Introdução .....</b>	<b>45</b>
<b>3.2 Fluxo de Potência Convencional .....</b>	<b>45</b>
3.2.1 Método de Newton-Raphson aplicado à solução do fluxo de potência.....	48
<b>3.3 Fluxo de Potência com Barra de Folga Distribuída .....</b>	<b>50</b>
3.3.1 Regulação Primária.....	51
3.3.2 Controle Primário no Fluxo de Potência .....	52
<b>3.4 Modelagem das Cargas .....</b>	<b>56</b>
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>59</b>
<b>Estimação de Estado.....</b>	<b>59</b>
<b>4.1 Introdução .....</b>	<b>59</b>
<b>4.2 Formulação do Problema de Estimação de Estado .....</b>	<b>59</b>
4.2.1 Funções de Medição e Matriz Jacobiana.....	63
<b>4.3 Detecção e identificação de erros grosseiros .....</b>	<b>66</b>
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>69</b>
<b>Estimação de Estado em Microrredes no Modo Ilhado.....</b>	<b>69</b>
<b>5.1 Introdução .....</b>	<b>69</b>
<b>5.2 Estimador de Estado Convencional para Microrredes Ilhadas .....</b>	<b>70</b>
<b>5.3 Estimador de Estado Proposto para Microrredes Ilhadas .....</b>	<b>73</b>
5.3.1 Formulação do Problema.....	74
5.3.2 Equações de Medição associadas ao EEMI-Proposto .....	76
<b>CAPÍTULO 6 .....</b>	<b>83</b>
<b>Resultados.....</b>	<b>83</b>

<b>6.1 Introdução .....</b>	<b>83</b>
<b>6.2 Descrição do Sistema Teste .....</b>	<b>84</b>
<b>6.3 Plano de Medição .....</b>	<b>85</b>
<b>6.4 Índices Estatísticos para Análise dos Estimadores .....</b>	<b>86</b>
6.4.1 Erros Médios.....	87
6.4.2 Índices de Probabilidade do Erro Relativo .....	87
6.4.3 Tendência.....	88
6.4.4 Consistência.....	88
6.4.5 Qualidade.....	90
<b>6.5 Comparação dos Estimadores de Estado para Microrredes Ilhadas .....</b>	<b>90</b>
6.5.1 Análise de Erros Grosseiros .....	100
<b><i>CAPÍTULO 7</i> .....</b>	<b>104</b>
<b><i>Conclusão</i>.....</b>	<b>104</b>
<b><i>Referências</i> .....</b>	<b>106</b>



# Capítulo 1

## Introdução

---

---

### 1.1 Introdução sobre redes elétricas inteligentes

#### 1.1.1 Conceitos e Objetivos

A definição de rede elétrica inteligente vem sendo objeto de discussão entre vários pesquisadores. O consenso sobre sua definição é difícil, pois envolve as necessidades de cada região do mundo, incluindo a infraestrutura, expectativas e a estrutura regulatória.

Uma definição simples, ampla e intuitiva é dada por Bush (2014): *É uma rede de energia elétrica que tenta responder a todos os componentes a ela conectados, incluindo fornecedores e consumidores, a fim de fornecer energia elétrica de forma eficiente, confiável, econômica e sustentável.*

Uma rede elétrica é composta de diferentes componentes e tecnologias, e o avanço nas respectivas áreas é o que vem transformando a rede convencional em rede inteligente.

Além disso, o conceito abrange múltiplas perspectivas: tecnológica, ambiental, socioeconômica e político-regulatória.

Dentre as características e objetivos da rede elétrica inteligente destacam-se:

- i. Uso das tecnologias avançadas de sensoriamento, controle e medição de energia para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência das redes elétricas;
- ii. Acomodação de todos os tipos de geração e armazenamento de energia;
- iii. Permissão para os consumidores participarem ativamente da gestão do fornecimento de energia;
- iv. Capacidade de auto recuperação (do inglês, *self-healing*).

A Figura 1.1 apresenta de forma simplificada as transformações ocorridas na rede elétrica.

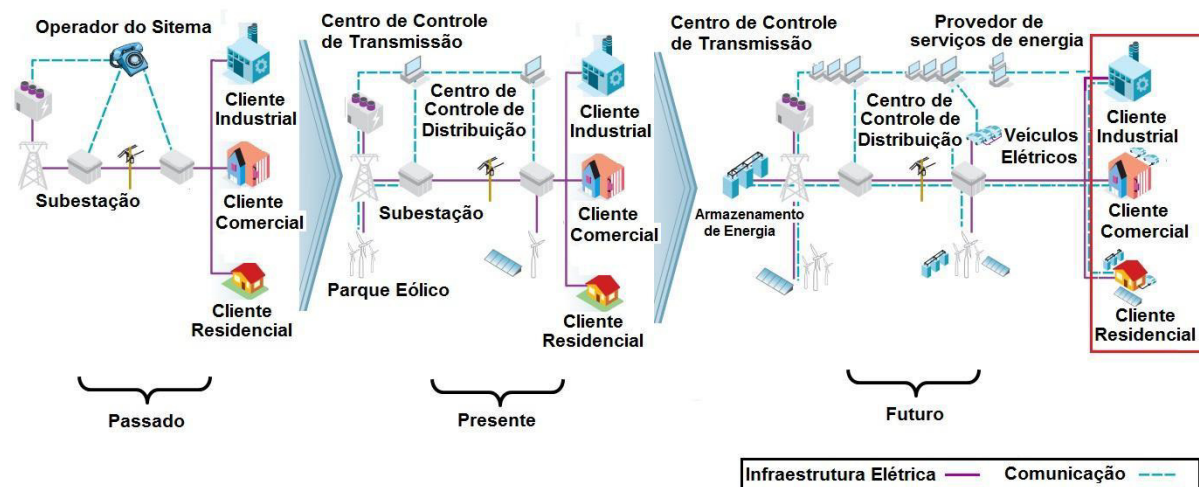


Figura 1.1 - Evolução simplificada das redes elétricas (Adaptado de (IEA , 2011))

Estes novos aspectos implicam a necessidade de avaliação dos impactos relacionados ao planejamento, expansão e operação das redes, dando início a um novo panorama no setor elétrico. A seguir, são citadas algumas tecnologias associadas às redes inteligentes, sendo que os conceitos relacionados às microrredes são enfatizados no próximo capítulo.

### 1.1.2 Geração Distribuída

Os avanços nas tecnologias de construção de geradores de pequeno porte e a reestruturação do setor elétrico tornou viável a produção de energia elétrica em pequena escala através de unidades localizadas próximo dos consumidores ou conectadas diretamente à rede de distribuição. Este tipo de geração é denominado de Geração Distribuída (GD). As redes inteligentes permitem que várias formas de geração sejam alocadas na rede, como células-combustíveis, painéis fotovoltaicos, pequenas unidades eólicas, etc. Essas fontes de energia estarão mais próximas dos centros de cargas. Conseqüentemente, há diminuições nas perdas elétricas, no carregamento dos circuitos e um aumento nas margens de segurança do sistema. Além disso, a GD permitirá aos consumidores não só a compra da energia gerada, bem como a venda de seu excedente.

A conexão da GD na rede de distribuição afeta significativamente a operação das redes de distribuição, pois estas redes foram originalmente projetadas para operar com fluxos unidirecionais (sentido da fonte para a carga) e as injeções de potência da GD têm sentido oposto às injeções das cargas. Desta forma, a conexão de GD pode causar violações em

limites operacionais da rede de distribuição. Neste cenário, os aspectos de controle e gerenciamento da rede de distribuição tornam-se mais complexos, pois o sistema de distribuição deixa de ser uma rede passiva (composta apenas por cargas) para se tornar uma rede ativa (formada por geradores e cargas).

### **1.1.3 Medição Inteligente**

A utilização de uma infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure* - AMI) é indispensável no cenário das redes inteligentes. Os principais componentes que compõem a AMI são os medidores inteligentes (do inglês, *smart meters*). Permitem a medição de diversas grandezas elétricas (tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente), somando medições de distúrbios de qualidade de energia (frequência, afundamentos, etc.).

A inserção de dispositivos de medição inteligentes permite a comunicação bidirecional em tempo real, pré-requisito para diversas aplicações e ferramentas associadas ao centro de gerenciamento da rede elétrica. Além disso, os dispositivos são capazes de fornecer informações detalhadas de consumo, representando uma evolução nas relações que envolvem o consumidor e o fornecedor de energia elétrica. O consumidor torna-se um elemento proativo, capaz de acompanhar e controlar o próprio consumo, bem como injetar energia na rede. Para as concessionárias, os medidores inteligentes representam uma maneira de avaliação do perfil dos consumidores, com o intuito de otimizar o processo de fornecimento de energia e conseqüentemente, oferecer serviços mais eficientes. Acrescentando ainda, a possibilidade de identificação e redução das perdas não técnicas. Outra característica dos medidores inteligentes é a capacidade de suportar diferentes tecnologias de comunicação, entre elas têm-se a comunicação via PLC (do inglês, *Power Line Communication*), via SMS (do inglês, *Short Message Service*), via ondas de rádio, via *Wi-Fi*, etc.

### **1.1.4 Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada**

Dois aspectos se tornam extremamente relevantes quando associados ao conceito de redes inteligentes: a aquisição de informações precisas e taxas de atualização das informações mais rápidas.

A crescente automação dos sistemas de distribuição requer a monitoração mais eficiente das grandezas elétricas do sistema de potência. O desenvolvimento de tecnologias

associadas às formas de medição tem se tornado objeto de estudo, trazendo consigo avanços que visam aumentar a qualidade e precisão das medições atuais.

O uso de medidores convencionais vem sendo substituído por técnicas mais sofisticadas de medição, como o Sistema de Medição Fasorial (SMF). O SMF dispõe de um dispositivo de aquisição de dados, a UMF (Unidade de Medição Fasorial) que permite a medição direta dos fasores de sequência positiva de tensão e corrente nos barramentos em que foram instaladas. As medições podem ser realizadas em diferentes localidades geográficas, tendo a necessidade de serem sincronizadas em uma mesma referência de tempo, comumente fornecida pelo Sistema de Posicionamento Global (GPS).

Basicamente, o SMF é composto pelos blocos funcionais representados na Figura 1.2.

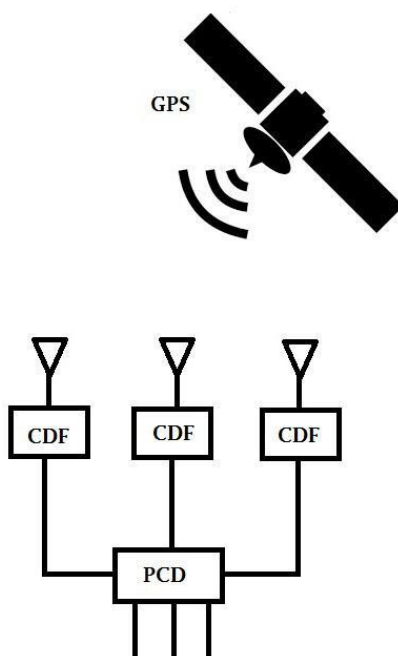


Figura 1.2 Componentes do SMF (Elaborada pelo próprio autor)

A UMF é o elemento principal do SMF e apresenta como funcionalidade primordial a aquisição das grandezas elétricas da subestação supervisionada. É responsável também por processar os dados amostrados, transformando-os em fasores e em seguida enviá-los ao concentrador de dados fasoriais (CDF).

O CDF recebe os fasores coletados pelas diferentes UMF, formatando-os com etiquetas de tempo a fim de organizar conjuntos de medidas referentes ao mesmo instante de tempo. As informações permanecem armazenadas e à disposição de forma centralizada para diversas aplicações nos centros de controle. O sistema também pode ser descentralizado se houver o arranjo de mais de um CDF, comunicando-se entre si e com as UMF. Nessa

arquitetura, existe a possibilidade do armazenamento local de sincrofasores, atribuindo redundância no processo de concentração de dados. Outra característica do CDF é a realização das manipulações de eventuais erros de transmissão.

A Figura 1.3 abaixo representa os elementos básicos da UMF.

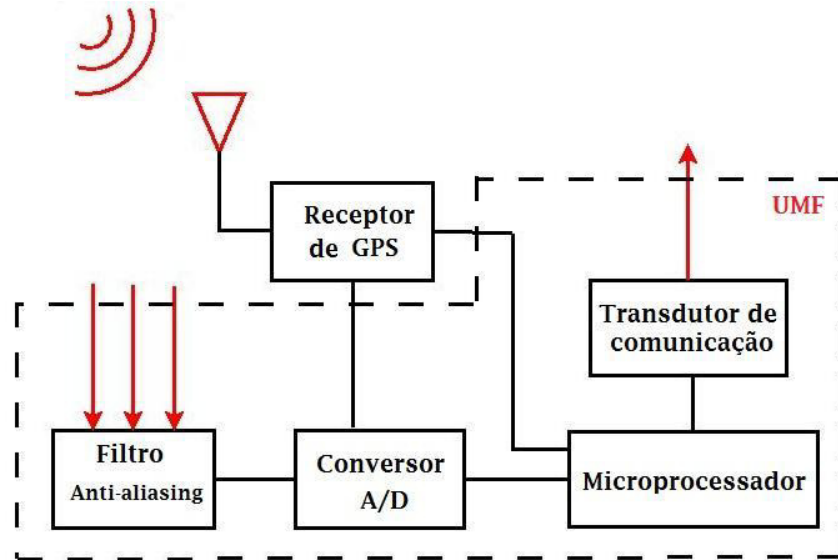


Figura 1.3 Arquitetura de uma UMF (Adaptado de (PHADKE; THORP, 2008))

O receptor de GPS recebe o sinal PPS (Pulso Por Segundo) que servirá como *clock* para sincronizar as medições realizadas. Esse sinal de pulso pode ser recebido por qualquer receptor no mundo, como consequência há um atraso da ordem de 1(um) microssegundo. Tomando como base a frequência da rede elétrica brasileira, 60 Hz, o ângulo de defasamento ocasionado pelo atraso é de  $0.0216^\circ$ .

As entradas analógicas são correntes e tensões nos pontos onde estão instaladas as UMF nas subestações. Logo em seguida, os sinais são filtrados para evitar o efeito *aliasing*, ou seja, a criação de uma falsa frequência durante o processo de amostragem quando esta se dá a uma baixa taxa e posteriormente, discretizados pelo conversor A/D. O microprocessador calcula os valores estimados na sequência positiva para os sinais de corrente e tensão que são enviados ao concentrador de dados por um transdutor de comunicação.

O principal destaque dessa nova tecnologia está relacionado aos benefícios trazidos pelo uso da UFM na função de EE. O uso dessa nova tecnologia implica em tratar algumas deficiências no tradicional conjunto de medições, por exemplo, para melhorar a observabilidade da rede, o processamento de dados errôneos e na determinação da topologia da rede (PHADKE; THORP, 2008). Acrescentando ainda, mudanças na formulação do

problema de estimação de estado, tornando-o linear e também eliminando a necessidade da barra de referência (ABUR, 2009).

### **1.1.5 Gerenciamento da Demanda**

O gerenciamento da demanda consiste em modificações no comportamento do consumidor frente ao seu perfil de consumo através de incentivos e mecanismos durante picos de demanda ou para preservar a confiabilidade do suprimento de energia. Uso eficiente da energia por parte dos consumidores e/ou de tecnologias de controle vem aperfeiçoar o balanço entre geração e consumo, evitando blecautes ou racionamentos.

### **1.1.6 Armazenamento de Energia**

O armazenamento de energia é um ponto chave quando associado às redes inteligentes. O uso de fontes renováveis requer mais atenção nesse quesito, uma vez que a quantidade de energia gerada está sujeita aos fatores climáticos. Com o uso de dispositivos de armazenamento, a rede inteligente será capaz de absorver o excesso de energia proveniente do vento e/ou sol, e fornecer essa energia quando for solicitada. A capacidade de gerir a energia excedente e gerenciá-la em períodos de pico de demanda tem sido melhorada através do desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, tais como: baterias, ultracapacitores, *flywheels*, células combustíveis, etc.

### **1.1.7 Consequências e Aplicações das Novas Tecnologias**

A introdução das tecnologias citadas acima tem as seguintes consequências e aplicações no planejamento e operação de redes de distribuição:

- i.** A conexão da geração distribuída introduz nos centros de controle da distribuição a necessidade de estudos de estabilidade de tensão, eletromecânica e de pequenas perturbações.
- ii.** A medição inteligente aumenta consideravelmente o número de medições disponíveis para o operador da rede distribuição realizar estudos associados com: carregamento de transformadores, balanceamento de carga, restauração e controle var/volt. Em redes de distribuição convencionais não havia tantas medições, pois só se conhecia a demanda mensal de energia dos consumidores para fins de faturamento e as medições no disjuntor de saída de cada alimentador. Todavia, as medições oriundas de medidores inteligentes são portadoras de erros de origens diversas. Portanto, a precisão dos

estudos realizados nos centros de controle se torna comprometida se uma estimativa confiável das grandezas elétricas não é disponível.

- iii.** A medição fasorial tem potencial para melhorar a localização de faltas e a estabilidade de tensão em tempo real de redes de distribuição baseada em equivalentes externos. A otimização do processo de localização da falta permitirá que a confiabilidade da rede de distribuição seja melhorada através da redução dos tempos de restauração das falhas na rede elétrica. Por outro lado, a análise de estabilidade e sensibilidade de tensão em tempo real é uma ferramenta vital na nova realidade das redes de distribuição na qual se deve assegurar uma operação segura para evitar interrupções no fornecimento de energia na presença de incertezas associadas com: fontes renováveis, veículos elétricos, cargas, falhas nos equipamentos, etc.
- iv.** O gerenciamento pelo lado da demanda permitirá que o operador da rede de distribuição realize de forma rápida o alívio de sobrecarga e a correção do perfil de tensão na rede de distribuição. Desta forma, o gerenciamento pelo lado da demanda permite o adiamento de projetos de reforço e expansão da rede e também a possibilidade da concessionária aumentar seus lucros com estes adiamentos.
- v.** O armazenamento de energia será utilizado em diversas aplicações nas redes de distribuição modernas, por exemplo: controle var/volt, arbitragem de energia em um ambiente de mercado, aumento da capacidade de restauração, fornecimento de serviços ancilares, suporte a operação ilhada de microrredes.

Todas as aplicações e consequências das novas tecnologias citadas acima têm como pré-requisito a obtenção do estado da rede de distribuição, isto é, o módulo e a fase das tensões nodais na rede de distribuição. Esta informação é fornecida pela função de EE. Desta forma, o estimador de estado é o olho do centro de controle da rede de distribuição (o cérebro), pois ele fornece uma visão do ponto de operação atual da rede de distribuição. Todavia, as redes de distribuição atuais experimentaram diversas mudanças com relação as redes convencionais e o estimador de estado padrão usado na transmissão, que já não era muito adequado as redes de distribuição convencionais, deve ser reformulado para se ajustar a nova realidade das redes elétricas inteligentes. Esta necessidade é mais crítica no contexto de microrrede no modo de operação ilhada. Na próxima seção serão apresentados alguns conceitos introdutórios sobre microrredes.

## **1.2 Introdução sobre microrredes**

### **1.2.1 Considerações básicas sobre microrredes**

Diante do desenvolvimento e implementação das tecnologias citadas na seção 1.1, a realização da rede elétrica inteligente torna-se possível. Pode-se dizer que a microrrede é o início da concretização do conceito de rede inteligente, além dos geradores distribuídos e dispositivos de armazenamento, possui um sistema de controle e uma infraestrutura de comunicação que permite gerenciar e controlar todos os elementos a ela conectados.

Basicamente, a microrrede é definida como um grupo de unidades geradoras e dispositivos de armazenamento de energia que operam de forma otimizada com intuito de aumentar a confiabilidade e qualidade de energia. Normalmente, são conectadas à rede principal mas no caso de falhas, podem desconectar-se para assegurar a continuidade do fornecimento de energia às cargas.

Geralmente, são destinadas a atender pequenas comunidades, como: conjuntos habitacionais, comunidades acadêmicas, áreas comerciais, etc. (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

### **1.2.2 Benefícios e desafios das microrredes**

A implementação das microrredes podem proporcionar benefícios em diferentes aspectos (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009; HATZIARGYRIOU, 2014):

#### **i. Econômicos**

- Em momentos de alta demanda com elevados preços da energia no mercado, as microrredes tornam-se uma possibilidade para aliviar a congestão do sistema através da alimentação parcial ou total da carga. Neste sentido, o uso de microrredes cria novas perspectivas na política de mercado, possibilitando o consumidor gerir sua demanda de acordo com os valores de energia de mercado;
- A rede de distribuição não precisa lidar com o suporte de energia reativa, tornando o controle de tensão mais fácil;
- Redução dos custos em investimentos e modernizações em ampliações das redes de transmissão e distribuição para sustentar a crescente demanda energética;

#### **ii. Técnicos**



- A instalação de GD próximo às cargas reduz os fluxos de potência nos circuitos de distribuição e transmissão, consequentemente há redução das perdas;
- Melhora do perfil de tensão através do controle de potência reativo e despacho de potência ativa e consequentemente melhoria nos índices de qualidade de energia;
- Aumento da confiabilidade devido à capacidade da microrrede operar em modo ilhado, utilizando recursos locais, em casos de falhas na rede principal.

### **iii. Ambientais**

- Redução de poluentes e gases tóxicos através do uso de fontes renováveis. Calcula-se que pelo terceiro ano consecutivo, as emissões globais de dióxido de carbono relacionadas à combustíveis fósseis e indústria tiveram um crescimento tênue, aumentando apenas 0,2%, continuando a romper a tendência de crescimento médio de 2% que teve durante a década anterior (REN21, 2017). Essa atenuação foi em grande parte devido à diminuição do uso do carvão em todo o mundo, mas também às melhorias na eficiência energética e ao aumento da geração de energia a partir de fontes renováveis.

### **iv. Sociais**

- Crescimento da conscientização pública e promoção de incentivos de economia de energia e redução da emissão de gases do efeito estufa;
- Possibilidade de levar energia elétrica a comunidades remotas ou subdesenvolvidas. Estima-se que mais de 1 bilhão de pessoas não possuem acesso à energia elétrica, assim projetos de geração distribuída, especialmente para áreas longe dos centros urbanos, oferecem as melhores opções levando em consideração o custo-benefício a esse acesso.
- Geração de oportunidades de emprego. No setor de energia renovável, por exemplo, 9,8 milhões de pessoas foram empregadas em 2016, um aumento de 1,1% sobre 2015 (REN21, 2017).

Como constatado, o desenvolvimento das microrredes trazem inúmeros benefícios, tanto para os consumidores quanto para as concessionárias. Entretanto, o setor elétrico ainda enfrenta grandes desafios. Entre eles, podem ser citados:

#### **i. Alto custo das instalações das fontes energéticas distribuídas**

Uma das maiores desvantagens da instalação das microrredes ainda consiste no alto custo dos equipamentos. Entretanto, nos últimos anos, percebe-se um progresso nesse cenário. Apesar do enorme crescimento da demanda em 2016, o ano trouxe reduções de preços sem precedentes para módulos fotovoltaicos. Devido ao aumento na capacidade de produção, bem como as menores expectativas do mercado (principalmente na China) para 2017, o preço dos módulos fotovoltaicos despencou. O preço médio do módulo caiu em cerca de 29%, entre o quarto trimestre de 2015 e um ano depois, passando para mínimos históricos (REN21, 2017). Desta forma, observa-se a redução gradativa dessa barreira, que pode ser melhorada com aumento de políticas governamentais através de subsídios para estimular investimentos no setor.

## **ii. Dificuldades técnicas**

Infraestrutura de telecomunicação desenvolvida e protocolos de comunicação definidos são elementos indispensáveis na implementação de uma microrrede. Entretanto, estudos relacionados a esses aspectos ainda apresentam lacunas, o que dificulta o fluxo de informações necessárias para o controle, proteção e coordenação efetivos das microrredes. Adicionalmente, conhecimentos técnicos sobre a escolha da matriz energética, dimensionamento e otimização do processo de geração das microrredes ainda estão sendo aperfeiçoados.

## **iii. Falta de regulamentação**

A falta de padrões regulatórios dificulta o processo de expansão das microrredes. Questões relacionadas à política tarifária, padrões de interconexão e autonomia de operação das microrredes exigem uma atualização das normas e resoluções das agências reguladoras para adequação das microrredes no mercado de energia convencional.

As microrredes estão associadas com as redes de distribuição. Desta forma, na próxima seção será apresentada uma revisão bibliográfica sobre a EE em redes de distribuição. Em seguida, será realizado um levantamento do estado da arte mais específico e particularizado com relação ao problema de estimação de estado em microrredes.

## 1.3 Revisão Bibliográfica sobre Estimação de Estados em Redes de Distribuição

### 1.3.1 Introdução

O Sistema de Gerenciamento de Distribuição (*Distribution Management System - DMS*) surgiu como uma simples extensão do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*) do sistema de transmissão. Atualmente, considera-se que o DMS seja equivalente ao Sistema de Gerenciamento de Energia (*Energy Management Systems - EMS*), usado para manejar as operações no sistema de transmissão, mas que se diferencia pela quantidade de subsistemas envolvidos no seu funcionamento.

Entre os objetivos do DMS estão: melhorar a segurança pelo aumento da visibilidade da rede, melhorar confiabilidade do sistema com a redução de interrupções de fornecimento de energia e aumentar eficiência operacional e otimização dos recursos disponíveis, qualificando-se como um ponto chave no centro de controle da rede de distribuição. De forma ampla, as funcionalidades no DMS podem ser divididas em três categorias de acordo com suas finalidades: monitoramento, ferramentas de decisão e controle (VAAHEDI, 2014).

O monitoramento está associado com a capacidade do DMS de obter informações a respeito das condições do sistema de distribuição, tais como: status, indicadores, alarmes e desempenho dos equipamentos que compõem a rede. Tipicamente, essa atividade é atribuída ao sistema SCADA que também realiza a aquisição das medições dos dispositivos em campo (NORTHCODE-GREEN; WILSON, 2007).

As funcionalidades associadas com as ferramentas de decisão fornecem um conjunto de soluções que asseguram um sistema eficiente, confiável e seguro. Neste sentido, são responsáveis por nortear os procedimentos operacionais executados pelos operadores. As aplicações desta categoria são subdivididas em três grupos: avaliação, otimização e restauração.

#### i. Avaliação

Fazem parte deste grupo, as aplicações que permitem analisar e avaliar o desempenho do sistema de distribuição (VAAHEDI, 2014). Como exemplo, têm-se:

- **Modelador da rede de distribuição:** esta função é responsável por fornecer um modelo detalhado e atualizado da rede de distribuição incluindo informações de conectividade e parâmetros dos componentes elétricos. Os dados provenientes do

modelador são usados em outras aplicações, como fluxo de potência *online* e análise de curto-circuito.

- **Estimação de estado:** fornece o estado da rede a partir de dados de medidores instalados ao longo da rede de distribuição e informações sobre o perfil de cargas dos consumidores. O estado estimado é dado de entrada para outras funções, por exemplo, cálculo de perdas técnicas e comerciais e fluxo de potência online.
- **Estimação de carga:** estima as potências ativa e reativa nos pontos de carga. Esta estimativa é necessária para dividir a carga da barra da subestação entre os transformadores abaixadores. Isto é feito usando os perfis de carga históricos de cada carga da rede.
- **Fluxo de potência:** fornece aos operadores o perfil de tensão e os fluxos de potência da rede para identificar condições anormais de operação nos alimentadores, tais como subtensões nas barras e sobrecargas nos circuitos. A execução do fluxo de potência é realizado periodicamente ou quando há qualquer mudança na topologia da rede ou nas cargas. Os operadores também podem solicitar esta função quando necessário.
- **Análise de curto-circuito:** esta função calcula as tensões e correntes nas três fases para um conjunto de cenários de falta considerando condições de pré-falta especificadas. As correntes de falta calculadas podem ser comparadas com as capacidades de interrupção e limites de corrente de curto-circuito dos equipamentos.
- **Previsão de carga de curto prazo:** utiliza dados de cargas históricos e meteorológicos para prever a carga do sistema em cada hora para um período de estudo. As previsões de carga podem ser utilizadas nas aplicações de planejamento da operação como a reconfiguração otimizada da rede.

## ii. Otimização

As aplicações pertencentes a esse grupo auxiliam os operadores nas tomadas de decisões relacionadas ao desempenho da rede de distribuição, para que esta opere de forma otimizada. Entre estas aplicações estão:

- **Otimização Volt-Var:** o objetivo desta função é determinar as ações de controle ótimo para minimizar uma função objetivo, como as perdas técnicas, mantendo aceitáveis a tensão e o carregamento ao longo do alimentador. Como exemplos de ações de controle têm-se: o controle de *tap* do transformador da subestação, o

controle de *tap* de reguladores de tensão monofásicos ou trifásicos localizados nas subestações ou nos alimentadores, chaveamento de bancos de capacitores localizados nos alimentadores, etc.

- **Reconfiguração ótima de rede:** esta função fornece as ações de chaveamento recomendadas para satisfazer uma função objetivo sem violar as restrições de carregamento e tensão no alimentador. Como exemplo das funções objetivos têm-se: minimização das perdas totais de um grupo de alimentadores, minimização do pico de demanda para um grupo de alimentadores e balanceamento de carga para um conjunto de alimentadores.

### iii. Restauração

As aplicações de restauração são responsáveis pela localização da falha, isolamento e serviço de restauração na rede de distribuição. Esta funcionalidade melhora a confiabilidade do sistema através da redução da frequência de interrupções de fornecimento de energia aos consumidores e do tempo de restauração do sistema usando dispositivos controláveis, tais como disjuntores, religadores, chaves automáticas, etc. A restauração consiste nos seguintes passos: detecção da falta, localização aproximada da falta, isolamento do circuito defeituoso e por fim, restauração do fornecimento de energia para o maior número de consumidores possível dentro do menor intervalo de tempo.

As funcionalidades da categoria controle referem-se à capacidade do DMS de controlar todos equipamentos presentes nas subestações e em campo, como religadores, disjuntores, bancos de capacitores, reatores shunt, reguladores de tensão, etc. Há quatro tipos de ações de controle implementados pelo DMS (VAAHEDI, 2014):

- i. **Controle de malha fechada direto:** são ações de controle efetuadas diretamente pelo DMS, ou seja, sem interferência do operador.
- ii. **Controle consultivo:** neste caso, o DMS fornece uma recomendação de controle. O operador é responsável por decidir se a ação de controle é implementada ou não.
- iii. **Controle Supervisionado:** são ações de controle implementadas através do EMS pelos operadores.
- iv. **Controle Manual:** são ações direcionadas aos equipamentos que não podem ser operados remotamente.

O DMS se caracteriza como o elemento mais importante no centro de controle da rede de distribuição devido às diferentes funcionalidades que apresenta. Entretanto, existem outros subsistemas que contribuem no desempenho destas funcionalidades, entre eles encontram-se o Sistema de Informação Geográfica (*Geographical Information System - GIS*), o Sistema de Gerenciamento de Falhas (*Outage Management System - OMS*), além do EMS e AMI já citados anteriormente (VAAHEDI, 2014; NORTHCODE-GREEN; WILSON, 2007). A Figura 1.4 mostra a integração do DMS com estes outros subsistemas existentes na rede de distribuição.

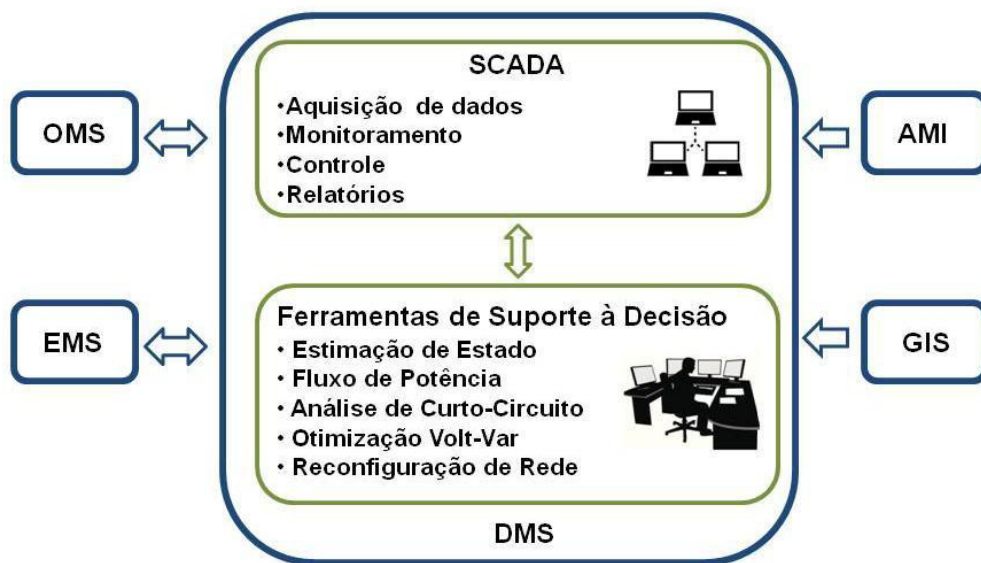


Figura 1.4 Interações do DMS com outros subsistemas (Elaborada pelo próprio autor)

O OMS é uma ferramenta que possibilita troca de informações entre concessionária e consumidores sobre interrupções de fornecimento de energia. Entre os objetivos do OMS estão: identificar as áreas da rede que estão desenergizadas, organizar e classificar as tarefas para a restauração do sistema, identificar e quantificar consumidores afetados pela falha, prever possíveis interrupções, etc. O GIS é um subsistema do centro de controle que é responsável por armazenar e manipular dados geográficos da rede de distribuição com intuito de fornecer uma percepção espacial da rede aos operadores. Também apresenta a função de disponibilizar informações de conectividade da rede e características físicas e elétricas de todos os componentes da rede. O AMI permite a coleta de informações altamente precisas, através de medidores, sensores e dispositivos microprocessados. É um sistema constituído de hardware e software de comunicação e gerenciamento de dados, que criam uma rede bidirecional entre consumidores e concessionária, sendo elemento essencial para a implementação de novas tecnologias no sistema de distribuição. Como mencionado

anteriormente, o EMS é usado no gerenciamento do sistema transmissão. A troca informações entre o DMS e EMS expande a capacidade de visibilidade do sistema, tanto a nível de transmissão quanto distribuição.

A integração destes subsistemas possibilita a elaboração de estratégias mais robustas que permitem maior confiabilidade, mais eficiência operacional, menos custos operacionais, maior segurança e maior proteção da rede de distribuição.

Atualmente, muitas tecnologias estão sendo agregadas ao DMS para sustentar as mudanças ocorridas nas redes de distribuição: controle de GD convencional ou renovável, gerenciamento pelo lado da demanda, introdução de sistemas de monitoração em redes primárias e secundárias, utilização de medição inteligente (“*smartmeters*”), programas de eficiência energética, localização e restauração automática de defeitos (“*self-healing*”), etc. Essa expansão de funcionalidades caracterizam o processo de transformação das redes de distribuição em redes elétricas inteligentes.

### **1.3.2 Estimação de Estado em Redes de Distribuição**

A Estimação de Estado em Redes de Distribuição (EERD) tem sido objeto de pesquisa por muitos autores. No recente trabalho realizado por Primadianto e Lu (2017), encontram-se os principais trabalhos relacionados à EERD, enfatizando os desafios encontrados devido às filosofias de estrutura e operação das redes de distribuição. Neste levantamento do estado da arte, cita-se o trabalho de Singh, Pal e Jabr (2008) em que é realizado um estudo comparativo entre algoritmos de EE aplicados na rede distribuição mas que à princípio foram desenvolvidos para o sistema de transmissão. São analisados três métodos: o método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP), o método do Mínimo Valor Absoluto Ponderado (MVAP) e um terceiro método que consiste na combinação do MQP e MVAP. Os resultados demonstram que o método MQP apresenta desempenho consistente e de qualidade quando aplicados na rede de distribuição. Atualmente, o MQP é o método mais difundido na literatura para resolver o problema de EERD, com algumas variantes decorrentes dos seguintes fatores: escolha das variáveis de estado, seleção dos tipos de medição e estratégia de inclusão das medições no modelo do estimador.

Os autores Lu, Teng e Liu (1995) propõem um método baseado nas correntes nos ramos em sua forma retangular, mas as tensões nodais são as variáveis de estado. O algoritmo proposto transforma as medições disponíveis no sistema de distribuição em medições equivalentes de corrente.

O método proposto por Wang e Schulz (2004) também se baseia nas correntes de ramos, porém em sua forma polar. Nesta abordagem, as variáveis de estado são as correntes de ramos, mas a matriz Jacobiana é uma função implícita das tensões nodais. Outro trabalho bastante interessante nesse âmbito é desenvolvido por Pau, Pegoraro e Sulis (2015), em que é apresentada uma análise comparativa entre algoritmos aplicados em EERD que empregam como variáveis de estado as tensões nodais ou correntes de ramos. A partir dos resultados, conclui-se que, independentemente da escolha do tipo da variável de estado (expressa em termos de tensão ou de corrente), os estimadores apresentam precisão semelhante.

Uma das principais questões discutidas em EERD é a pouca quantidade de medidas disponíveis. Devido à extensão da rede distribuição, economicamente não é viável a presença de medidores em todas as barras do sistema, impactando na observabilidade da rede que é pré-requisito para a implementação da EE. A falta de um número suficiente de medidas é geralmente compensada pela introdução de pseudomedições, obtidas através de estudos de previsão de demanda. Em Singh, Pal e Jabr (2014), tem-se uma metodologia para EERD que utiliza os diferentes tipos de cargas como pseudomedições. Nesta formulação, utiliza-se o modelo de mistura gaussiana para representar a função densidade de probabilidade das cargas. Também encontram-se trabalhos utilizando sistemas inteligentes para a modelagem das pseudomedições. Manitsas et al. (2012) apresentam uma abordagem em que realiza-se a modelagem das injeções de potência como pseudomedições através da rede neural. O treinamento da rede é feito com as curvas de cargas em conjunto com um número reduzido de medições reais.

A utilização de pseudomedições para mitigar o problema de observabilidade da rede apresenta a desvantagem de diminuir o grau de precisão do estimador, pois os erros associados à esse tipo de medição são maiores do que aqueles referentes às medições reais. Neste contexto, são apresentadas em Primadianto e Lu (2017) diferentes publicações mostrando que a escolha adequada das localizações dos medidores promovem melhorias nos resultados dos estimadores. Em Singh, Pal e Vinter (2009) é proposto um algoritmo de alocação de medidores que minimiza a probabilidade do erro relativo entre os valores verdadeiros e estimados ser maior do que um valor especificado. Já em Shafiu, Jenkins e Strbac (2005), os autores propõem um método heurístico para identificar os melhores locais para a alocação de medidores de tensão. O objetivo do método é reduzir os desvios padrão estimados das tensão nas barras da rede que não possuem medição.



As tecnologias emergentes na rede de distribuição em direção às redes inteligentes, tais como medidores inteligentes e UMF, impulsionam novas formulações para resolver o problema de EERD. Em Haughton e Heydt (2013) é proposto um método linear de EERD para aplicações em redes inteligentes. A metodologia é fundamentada na abordagem de processamento conjunto, incluindo medições provenientes de UMF e medidores inteligentes. O processo de estimação de estado é realizado de forma não iterativa baseado no método MQP. Para resolver o problema de EERD com medições das UMF, os autores Nuqui e Phadke (2007) apresentam um metodologia híbrida. O processo é realizado em duas etapas: (i) primeiramente executa-se um estimador de estado tradicional; (ii) em seguida combina-se o vetor de estado estimado obtido com as medições fasoriais para resolver um problema de estimação de estado linear em coordenadas retangulares.

É importante mencionar que na revisão sobre EERD realizada por Primadianto e Lu (2017), identifica-se apenas o artigo de Korres, Hatziaargyriou e Katsikas (2010) sobre estimação de estado em microrredes. Este fato evidencia que a área de EE em microrredes ainda não está suficientemente desenvolvida e requer o desenvolvimento de mais pesquisas para obter modelos e métodos que representem de forma mais realista as particularidades da operação ilhada (sem conexão com a concessionária). Por exemplo, a operação ilhada das microrredes introduz os seguintes aspectos no problema de estimação de estado em redes de distribuição: ausência de uma barra de folga concentrada e inserção da frequência no vetor de variáveis de estado. Portanto, é importante realizar uma revisão bibliográfica mais profunda e detalhada sobre a EE no âmbito de microrredes no modo ilhado visando identificar artigos relevantes sobre este tópico de pesquisa e as necessidades e deficiências dos artigos que foram identificados. Desta forma, na próxima seção será apresentado um levantamento do estado da arte sobre a EE em microrredes no modo de operação ilhado.

#### **1.4 Revisão bibliográfica de Estimação de Estado em Microrredes**

Conforme mencionado anteriormente, a EE é uma ferramenta vital para os centros de operação e controle das redes de distribuição. Todavia, o estimador padrão da transmissão necessita ser reformulado para satisfazer exigências das redes de distribuição convencionais e inteligentes. Esta reformulação é mais crítica no caso das microrredes, pois ela possui um modo de operação atípico: a operação ilhada durante a ocorrência de falhas na rede da concessionária. Devido a isto, tem havido algumas pesquisas sobre EE em microrredes. Contudo, o estudo de EE em microrredes ainda está pouco difundido.

Em Vicentim (2015) é realizada uma análise estática de uma microrrede que utiliza um banco de baterias para a correção dos desvios de frequência na microrrede ilhada. A principal contribuição do trabalho consiste na proposta de um EE que permite a inclusão de medições de diferentes classes utilizando a técnica de fusão de dados. Entretanto, nas comparações realizadas, as estimativas obtidas apresentaram desempenho semelhante ao estimador utilizado como referência nos testes.

Em Korres, Hatziaargyriou e Katsikas (2010) é apresentado um EE para multi-microrredes baseado nos conceitos de estimação de estado em redes de distribuição. O estimador proposto é baseado no método de MQP e é capaz de trabalhar com erros de topologia e operação ilhada das microrredes. Injeções nulas, quedas de tensões em chaves fechadas e fluxos nulos em chaves abertas são tratados como medições virtuais e associadas às restrições de igualdade no problema de otimização. A estratégia de controle inclui um estimador associado ao controlador local da microrrede e caso haja a perda de comunicação com o DMS, a função de estimação é capaz de trabalhar apenas com as medições locais. Os resultados apresentados são satisfatórios, entretanto as características de controle das gerações distribuídas nas microrredes ilhadas não são contempladas.

Em Jinling, Guodong e Yuyang (2014) é desenvolvida uma metodologia para estimação de estado em microrredes baseada em correntes de ramos, isto é, orientada para redes de distribuição com topologia radial. Utiliza-se a metodologia de varredura regressiva/progressiva para o cálculo das correntes de ramo e atualização das tensões nodais.

Em Huang, Gupta e Huang (2012) faz-se um estudo comparativo de três métodos de EE dinâmicos em sistemas de distribuição com microrredes: MQP, Filtro de Kalman Estendido (FKE) e Filtro de Kalman Unscented (FKU). Basicamente, investiga-se o desempenho dos estimadores face às modificações da topologia da rede principal quando são conectadas ou desconectadas as microrredes. As microrredes são representadas por barras adicionais, não sendo, portanto, levado em consideração o modo de operação ilhado destas microrredes.

A operação de GD em microrredes ilhadas ocasionam diferentes problemas, entre eles o risco de instabilidade de frequência. Sem o suporte da rede principal, a rede isolada torna-se mais vulnerável à excursão de frequência e tensão em consequência das flutuações na carga e geração. Para enfrentar tal problema, faz-se necessário a implementação de estratégias de controle para alívio de carga. Em Karimi et al. (2017) é apresentado um método adaptativo

para alívio de carga em microrredes. Como parte chave da proposta, tem-se o estimador de estado de distribuição responsável por estimar a demanda da carga em cada barra e assegurar corretamente as ações de corte de carga. Ou seja, o bom desempenho da metodologia proposta depende da precisão das variáveis de estado estimadas.

A partir da revisão bibliográfica realizada acima, pode-se concluir que:

- i) Nenhum dos artigos citados considera a resposta do controle primário na EE da microrrede;
- ii) Os dois principais parâmetros para a avaliação da adequação da operação ilhada de uma microrrede são a tensão e a frequência. Contudo, nenhuma das metodologias existentes inclui a frequência no problema de EE.

Uma das causas para as deficiências identificadas acima na EE em microrredes é que a determinação das tensões e da frequência em regime permanente de uma microrrede ilhada não podem ser obtidas usando-se algoritmos de fluxo de potência convencionais, pois o conceito de barra folga concentrada não existe. Quando a microrrede encontra-se operando no modo interligado, a barra de folga é a barra da subestação. Isto é, esta barra compensa os desbalanço existentes entre a geração e a carga mais as perdas. Por outro lado, no modo ilhado não se pode definir uma barra com geração distribuída como sendo a barra de folga (balanço), pois os geradores distribuídos têm capacidades muito pequenas para compensar estes desbalanços. Desta forma, é necessário um fluxo de potência com barra de folga distribuída para determinar as tensões nodais em uma microrrede. Ou seja, um fluxo de potência no qual os desbalanços entre a geração e a carga mais as perdas é distribuído entre todas as barras de geração da microrrede. Esta necessidade já dificulta o desenvolvimento de algoritmos de EE para microrredes ilhadas, pois geralmente os valores verdadeiros das medições são obtidos através da solução do fluxo de potência para a condição do caso base. Estes valores verdadeiros servem como referência para avaliar a precisão do estimador de estado e também para produzir valores simulados para as medições através da geração de números aleatórios com distribuição gaussiana. Portanto, existe uma carência nítida para o desenvolvimento de ferramentas de EE para microrredes ilhadas que contemplem a inclusão do controle primário e a estimação da frequência.

## 1.5 Motivação e Objetivos

É sabido o crescente interesse pelas redes elétricas inteligentes, impulsionado por aspectos ambientais, sociais, econômicos e tecnológicos. A microrrede constitui o elemento principal no desenvolvimento do conceito de redes elétricas inteligentes, objetivando confiabilidade e qualidade às cargas conectadas a ela. Uma vez em modo ilhado, as microrredes perdem o suporte do sistema principal e ficam mais susceptíveis às flutuações de carga e geração, aumentando a complexidade de operação e controle da mesma. Neste contexto, a EE se configura como elemento essencial dentro deste sistema, uma vez que várias ações posteriores a um distúrbio são diretamente ligadas à precisão dos dados a respeito do ponto de operação da rede. Adicionalmente, dois aspectos importantes associados com o ilhamento de microrredes são: a ausência da barra de folga e a determinação da frequência em regime permanente. Entretanto, não há metodologias disponíveis que considerem estes aspectos na formulação do problema de EE.

Esta dissertação tem como objetivo propor uma metodologia para resolver o problema de EE em microrredes operando em modo ilhado. Neste contexto, pode-se pontuar os seguintes objetivos específicos:

- i. Implementar um fluxo de potência com barra de folga distribuída para incorporar o controle primário e a frequência na determinação do estado em regime permanente da microrrede;
- ii. Propor uma formulação para a função de EE que leve em consideração a frequência como variável de estado;
- iii. Desenvolver funções de medições para os componentes da microrrede dependentes da frequência, por exemplo, as potências ativas e reativas das cargas e dos geradores;
- iv. Expandir o estimador de estado convencional para estimar a frequência em regime permanente;
- v. Definir índices estatísticos para avaliar a qualidade e a precisão dos estimadores de estado para microrredes ilhadas.
- vi. Fazer comparações e verificar a viabilidade da metodologia proposta em relação ao estimador de estado convencional.

## 1.6 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está dividida em 7 capítulos organizados da seguinte maneira:

**Capítulo 1:** Faz uma introdução ao tema, com assuntos pertinentes ao trabalho desenvolvido, tais como redes elétricas inteligente e os elementos que as compõem e os conceitos iniciais sobre microrredes. É também apresentada uma revisão bibliográfica mostrando os trabalhos realizados em estimação de estado em redes de distribuição e em microrredes operando no modo ilhado. Finalmente, são destacados a motivação e os objetivos para o desenvolvimento desta dissertação.

**Capítulo 2:** Apresenta uma visão geral sobre microrredes, as definições encontradas na literatura, arquitetura, sistema de controle e modos de operação.

**Capítulo 3:** É descrita a modelagem matemática da estratégia de controle primário da microrrede no fluxo de potência convencional. Para tal, faz-se uma revisão dos estudos de fluxo de carga convencional e modelagem das cargas.

**Capítulo 4:** É abordado o problema de estimação de estado em sistemas de potência. É feita a descrição da formulação matemática do problema de estimação, as leis de formação da matriz Jacobiana e o método de solução usado.

**Capítulo 5:** Aborda a função de estimação de estado em microrredes ilhadas. São apresentados os aspectos e a formulação matemática das metodologias desenvolvidas para resolver o problema. Especifica-se as novas características do plano de medição, assim como a nova estrutura da matriz Jacobiana.

**Capítulo 6:** Reúne os resultados dos testes das metodologias implementadas para resolver o problema de estimação de estado em microrredes operando em modo ilhado. São expostos os índices estatísticos usados na validação e comparação dos resultados obtidos.

**Capítulo 7:** Resume as conclusões resultantes desta dissertação, além de apresentar sugestões para trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Microrredes

---

---

### 2.1 Introdução

As funções de controle da rede de distribuição ativa são diretamente influenciadas pelos avanços no setor de tecnologia da informação e comunicação (TIC), uma vez que este permite uma infraestrutura de medição, informação e comunicação adequada aos operadores. Dessa forma, se estas tecnologias forem, de fato, economicamente viáveis e aplicadas nas redes de distribuição, viabilizarão a consolidação dos conceitos de microrredes no sistema elétrico.

Neste capítulo são apresentados os principais tópicos relacionados a microrrede, tais como definição, estrutura e sistema de controle.

### 2.2 Definição de Microrrede

A microrrede pode ser considerada como o principal componente da rede elétrica inteligente. Muitas definições são encontradas na literatura, porém apresentam similaridades no que diz respeito à presença de geração distribuída (com fontes convencionais e/ou renováveis), cargas e dispositivos de armazenamento.

Segundo Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009) as microrredes são essencialmente redes de distribuição ativas, uma vez que são um conglomerado com GD e diferentes cargas no nível da tensão de distribuição. Ou ainda, a microrrede pode ser definida como um conjunto de cargas, unidades de geradores distribuídos e elementos de armazenamento operando de forma coordenada para garantir a confiabilidade no fornecimento de energia, conectada a rede principal em nível de distribuição através de um ponto de acoplamento comum (PCC - *Point of Common Coupling*). Já para Farhangi (2010), pode ser definida como um sistema *plug and play*, ou seja, geradores e cargas podem ser adicionados ou retirados do sistema sem posterior reconfiguração no sistema de controle.

## 2.3 Arquitetura da Microrrede

As microrredes não apresentam uma arquitetura definida. A configuração vai depender do tipo de microrrede e da infraestrutura disponível para a implementação desta microrrede (HATZIARGYRIOU, 2014).

Basicamente, a configuração de uma microrrede consiste num agregado de geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento e cargas controláveis ou não controláveis, dentro de estrutura hierarquizada e esquematiza de controle, suportada por uma infraestrutura de comunicação. As unidades geradoras e cargas têm característica *plug and play*, ou seja, podem ser conectadas ou desconectadas da rede sem que haja a necessidade de reconfiguração nos esquemas de controle e proteção, assegurando a flexibilidade das microrredes. Além disso, as fontes de energia são providas de conversores baseados em eletrônica de potência para permitir funções de: controle, medição e proteção durante e entre os modos de operação. A microrrede deve ser capaz de controlar seus geradores distribuídos, os elementos de armazenamento de energia e as cargas controláveis.

A Figura 2.1 mostra a estrutura generalizada de uma microrrede com seus respectivos elementos.

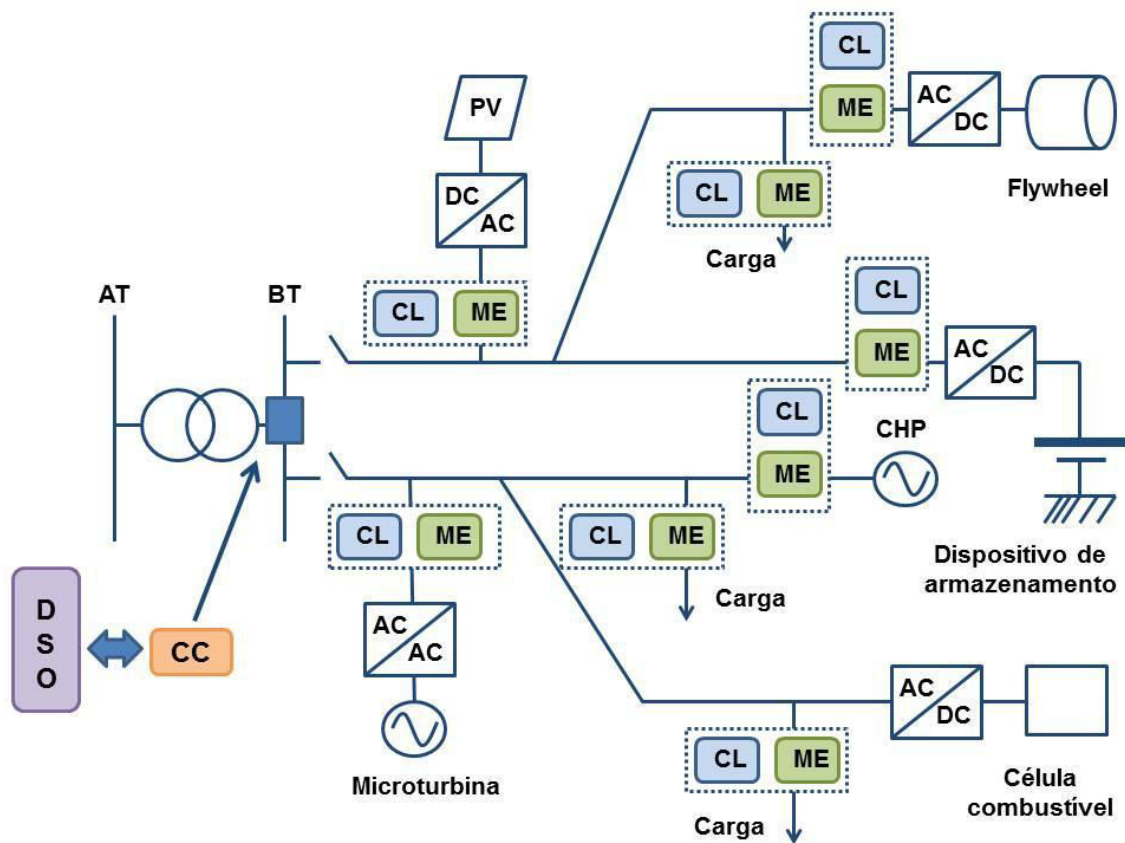


Figura 2.1 - Arquitetura básica de uma microrrede (Adaptado de (HATZIARGYRIOU, 2014))

Observa-se na Figura 2.1 a presença de diferentes tipos de recursos de geração distribuídos, como: painéis fotovoltaicos (PV), microturbinas, células a combustível e sistema de geração combinada de energia térmica e elétrica (CHP). Há também os dispositivos de armazenamento, como as baterias e volantes de inércia (*flywheel*) que permitem flexibilidade ao sistema, já que ele conta com a presença de fontes intermitentes como a eólica e a solar. Também estão representados na Figura 2.1, os elementos de controle e supervisão como o controlador local (CL), controlador central (CC), medidores eletrônicos (ME) e o operador do sistema de distribuição (DSO). Como parte do DSO têm-se o DMS e a coleta de dados de medição obtidos pelos medidores eletrônicos, embora haja casos em que estas informações façam parte de um sistema independente (HATZIARGYRIOU, 2014).

Na microrrede, as fontes geradoras têm capacidade de suprir todas as cargas e sua operação é dada da forma mais otimizada possível. Para executar tal função, a microrrede dispõe de dois tipos de controladores: CL e CC, também representados na Figura 2.1. Em geral, o sistema de controle é o fator que determina a distinção entre microrredes e as redes de distribuição com geração distribuída (HATZIARGYRIOU, 2014).



## 2.4 Modos de operação

Geralmente, as microrredes trabalham conectadas à rede da concessionária. Neste caso, é dito que a microrredes está no modo conectado à rede (ou operação normal). Entretanto, devido a diferentes fatores, pode ocorrer a desconexão da microrrede no PCC, passando a trabalhar como uma unidade independente. Nessas circunstâncias, é dito que a microrrede está no modo isolado (ou operação ilhada).

As microrredes que não possuem um PCC são chamadas de microrredes isoladas. Este é o caso de locais remotos onde a conexão com a rede principal não é possível devido às restrições técnicas e/ou econômicas. Desta maneira, microrredes isoladas operam permanentemente separadas da rede da concessionária.

Os dois modos de operação das microrredes são definidos abaixo:

### i) Microrrede conectada à rede

Quando conectada ao sistema da concessionária, a microrrede pode importar potência, caso precise de mais geração ou exportar potência, caso a geração seja maior que a demanda. Neste caso, do ponto de vista da concessionária é tratada como simples carga agregada à rede principal. Neste sentido, têm-se facilidades no controle e na compatibilidade com os regulamentos das redes convencionais (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009; HATZIARGYRIOU, 2014).

### ii) Microrrede em modo ilhado

O modo ilhado consiste na desconexão da microrrede do sistema da concessionária. O ilhamento pode ser intencional (no caso de manutenções programadas) ou não (no caso de falhas no sistema principal), passando a operar de forma independente da rede de distribuição atendendo determinado grupo de cargas. No modo ilhado, as potências ativas e reativas geradas dentro da microrrede, incluindo a transferência de potência de/para as unidades de armazenamento, devem estar em balanço com a demanda das cargas locais. Além disso, a operação da microrrede deve satisfazer critérios de qualidade e confiabilidade (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014).

É também primordial que a microrrede seja capaz de suportar as mudanças entre os dois modos de operação citados. Transições do modo conectado à rede para modo ilhado

causam grandes desbalanços entre geração e cargas que resultam em problemas de controle de frequência e tensão bastante complexos.

## 2.5 Estratégias de Controle

A operação de uma microrrede é coordenada através de dois tipos de controladores: controlador local e controlador central (HATZIARGYRIOU, 2014).

- i. Os controladores locais são responsáveis pelo controle e monitoramento dos geradores distribuídos, dos dispositivos de armazenamento de energia e das cargas presentes na microrrede. Estas funções são realizadas de forma independente, ou seja, sem a necessidade de comunicação com o controlador central ou com controladores locais vizinhos, o que confere rapidez nas respostas dos CL. É o controlador CL que permite que os elementos da microrrede tenham a característica *plug and play* citada anteriormente.
- ii. O controle central assume o controle geral da microrrede monitorando a ação dos controladores da microgeração. Também fica a cargo do CC a monitoração de cada elemento da microrrede, coletando informações dos geradores distribuídos e cargas para o efetivo controle da microrrede (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

O modo que esses controladores executam as funções e como se relacionam entre si definem a estratégia de controle adotada na microrrede, determinada pelas características e objetivos da mesma. Segundo Hatziargyriou (2014), a microrrede pode assumir dois tipos de controle: controle centralizado e controle descentralizado.

### 2.5.1 Controle centralizado

Na estrutura centralizada, as decisões sobre a operação das unidades geradoras são tomadas no controlador central. Este é responsável por gerenciar a energia comprada e/ou vendida de acordo com os interesses econômicos ou técnicos, otimizando o consumo/produção local. Ainda neste controle centralizado, o CC tem a função de prover os valores de referências para o controle de tensão e despacho de potência ativa nos geradores, assegurando a operação otimizada da microrrede. Uma vez em modo ilhado, o CC deve alimentar as cargas prioritárias, avaliando e aplicando as estratégias de corte de carga, além de gerenciar os dispositivos de armazenamento de energia e reconectar a microrrede à rede principal sem afetar a estabilidade de ambas as redes.

O controle centralizado é mais adequado se os usuários da microrrede têm objetivos comuns ou um ambiente operacional comum buscando cooperação para alcançar os objetivos estabelecidos. Deste modo, as estratégias de operação tornam-se mais padronizadas e viabilizam a instalação de um sistema de comunicação rápido, permitindo a otimização da microrrede de uma forma mais particularizada.

### **2.5.2 Controle descentralizado**

No controle descentralizado não há necessidade de um controlador central e cada unidade é controlada pelo seu sistema de controle local que permite que as ações de controle sejam baseadas em informações locais em vez de informações globais. Conseqüentemente, grandes quantidades de informações que eram manipuladas pelo CC da microrrede podem ser distribuídas entre os sistemas de controle locais que somente precisam se comunicar com os seus vizinhos. O controle descentralizado é baseado na teoria de sistemas multiagente (SMA), cuja a ideia central é que um processo de controle autônomo é assumido por cada agente. Nas microrredes os agentes são os elementos controláveis, isto é: inversores, geradores distribuídos ou cargas. A teoria de SMA define os algoritmos de coordenação, a comunicação entre os agentes e a organização do sistema inteiro. Desta forma, é de responsabilidade dos controladores locais a otimização da produção da microrrede, a fim de atender a demanda e exportar o máximo de energia possível para a rede principal, de acordo com o preço de energia vigente.

Esta estratégia de controle é indicada em casos da existência de diversos consumidores com RED próprios, onde várias decisões devem ser tomadas a nível local, tornando o controle centralizado difícil de ser implementado (HATZIARGYRIOU, 2014). Em modo ilhado ou conectado à rede, os controladores possuem autonomia de controle, sendo o CC responsável apenas pela interface entre a microrrede e o DSO.

## **2.6 Controle Hierárquico**

Entre os principais fatores que tornam inviável a abordagem do controle centralizado é a necessidade de uma estrutura avançada e confiável de comunicação quando o número de dispositivos controláveis cresce rapidamente. Ao mesmo tempo, um controle descentralizado não seria possível devido ao forte acoplamento entre as operações dos elementos que compõem a microrrede, sendo necessário um nível mínimo de coordenação o que não seria possível apenas com controladores locais. A solução encontrada é a introdução do conceito de

controle hierárquico formado por três níveis de controle: primário, secundário e terciário (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014). Estes níveis de controle possuem funções bem definidas e diferenciam-se pela sua velocidade de resposta e o tempo que operam e a infraestrutura requerida para sua atuação. Os estágios do controle hierárquico são representados na Figura 2.2.

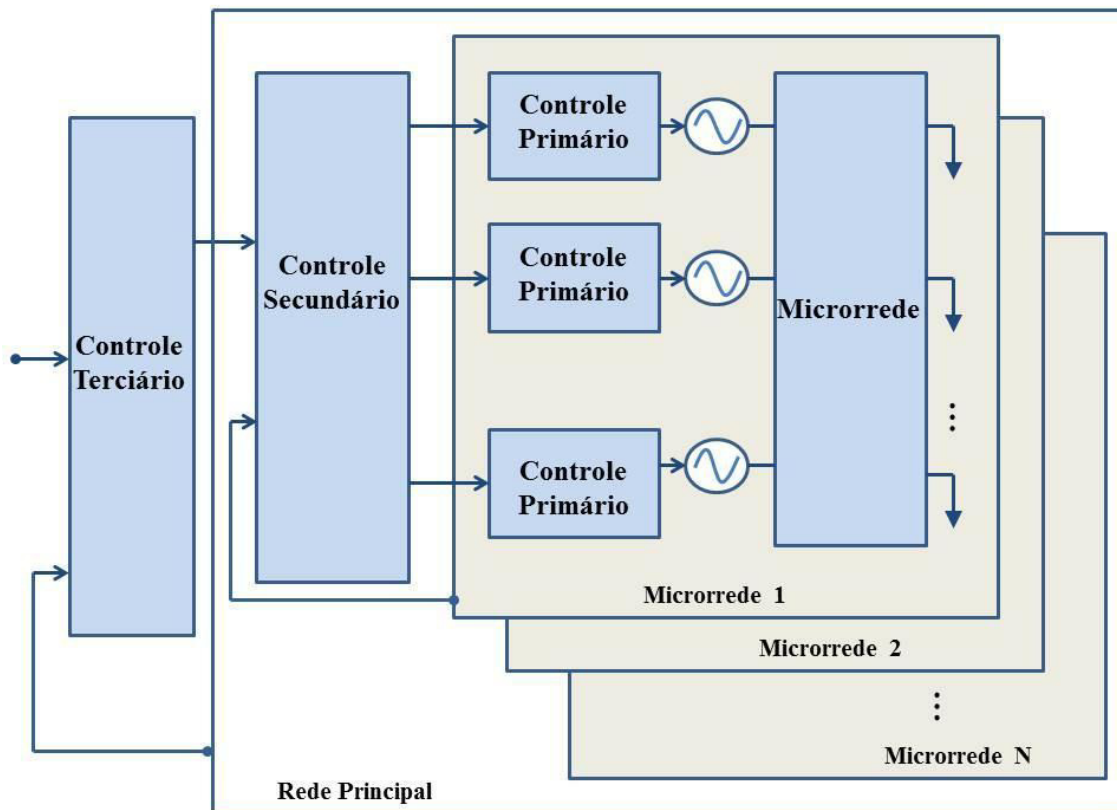


Figura 2.2 Representação do controle hierárquico (Adaptado de (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014))

A Figura 2.2 mostra a disposição de cada nível dentro da estrutura hierarquizada de controle. Nas subseções seguintes, são apresentadas as características de cada estágio.

### 2.6.1 Controle Primário

O controle primário é o primeiro estágio de controle e é também denominado controle local. Os controladores locais das unidades geradoras, das cargas e dos dispositivos de armazenamento constituem os principais elementos nesse primeiro estágio. É baseado exclusivamente em medições locais e não requer nenhuma estratégia avançada de comunicação (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014). Suas principais funções são (HATZIARGYRIOU, 2014; CHOWDHURY; CHOWDHURY;

CROSSLEY, 2009): detecção de ilhamento, controle primário da tensão e frequência, controle primário da potência ativa e reativa, gestão dos dispositivos de armazenamento de energia e proteção local.

Nos geradores síncronos, o controle da geração é realizado pelos reguladores de tensão, reguladores de velocidade e pela própria inércia da máquina. No caso de outros tipos de geradores (CC ou de indução), os inversores podem realizar esta função simulando essas características (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014).

Geralmente neste controle, utiliza-se a estrutura descentralizada baseada na característica de estatismo de tensão e frequência. A vantagem desta característica é que ela representa a resposta natural da frequência e da tensão em relação à variação das potências ativa e reativa, respectivamente. Desta forma, não há a necessidade de comunicação entre os geradores.

### **2.6.2 Controle Secundário**

Este é o segundo estágio de controle nas microrredes e pode ser chamado de controle interno da microrrede ou ainda de Sistema de Gestão de Energia (SGE). É responsabilidade do controle secundário, garantir a operação confiável, segura e econômica da microrrede nos modos de operação ilhado e conectado (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014). Nesse nível hierárquico são executadas as seguintes funções (HATZIARGYRIOU, 2014): controle secundário de tensão e frequência, controle secundário de potência ativa e reativa, previsão de carga e geração, comissionamento de unidades geradoras e ações de corte de carga. A compensação dos desvios de tensão e frequência ocasionados pelas ações do controle primário e o fornecimento dos valores de referências dos GD para os controladores locais também são realizados pelo controle secundário. Este controle atua de forma mais lenta que o controle primário.

Neste estágio, a abordagem centralizada é a mais adequada para a operação ilhada da microrrede. Por outro lado, quando a microrrede está conectada a concessionária a estrutura descentralizada é a mais indicada (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014). Quando a estrutura centralizada é adotada, há a facilidade de implementação de rotinas de otimização para alcançar os objetivos de operação definidos, uma vez que as informações da microrrede estão concentradas em um mesmo ponto. Entretanto, nesta estrutura, perde-se a característica *plug and play* da microrrede presente no controle primário. Assumindo-se uma estrutura descentralizada no controle secundário, as tomadas de decisão são distribuídas entre

os controladores locais, adquirindo maior autonomia e implicando que estes controladores possuam uma certa “inteligência” (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007).

### **2.6.3 Controle Terciário**

O controle terciário é o nível hierárquico mais alto da estrutura de controle, caracterizado por ter uma resposta de atuação mais lenta do que os demais controles.

Este estágio é responsável pela coordenação das microrredes interligadas à concessionária. É capaz de controlar o fluxo de potência entre as microrredes e a rede principal fornecendo sinais de controle para os controladores centrais de cada microrrede de modo a maximizar os lucros (HATZIARGYRIOU, 2014).

O controle terciário pode ser considerado como parte da rede principal e não da microrrede propriamente dita, sendo suas funções definidas de acordo com os objetivos dos usuários e infraestrutura disponível.

# Capítulo 3

## Fluxo de Potência com Barra De Folga Distribuída

---

### 3.1 Introdução

Em estudos de fluxo de potência convencional as perdas de potência ativa na rede elétrica são alocadas em uma única barra: a barra de folga (ou de balanço). Esta consideração não é coerente com a realidade operativa dos sistemas de potência, pois um desbalanço entre carga e geração é compensado por todos os geradores do sistema devido à existência de equipamentos de controle automático nestes componentes. O conceito de barra de folga única não pode ser aplicado na operação ilhada de microrredes, uma vez que ela não possui gerador com capacidade suficiente para suprir todas as perdas. Desta forma, as perdas devem ser supridas por todos os geradores distribuídos da microrrede.

Observa-se dessa maneira, que o estudo do fluxo de potência com barra de folga distribuída é muito importante para o desenvolvimento da metodologia apresentada para a EE em operação ilhada. Esta importância é devido ao fato que o resultado do fluxo fornecerá o caso base para a validação dos algoritmos implementados, ou seja, os verdadeiros valores do estado da microrrede.

Neste capítulo, é apresentada a formulação básica do problema de fluxo de potência convencional, bem como as alterações realizadas na introdução do conceito de barra de folga distribuída. Adicionalmente, mostra-se a modelagem das cargas utilizada no desenvolvimento deste trabalho.

### 3.2 Fluxo de Potência Convencional

O cálculo de fluxo de potência (ou fluxo de carga) consiste basicamente na determinação do estado de operação das redes, ou seja, magnitude e ângulo das tensões nodais. A análise é realizada em regime permanente, uma vez que as variações no tempo das

grandezas envolvidas são suficientemente lentas, de modo que o efeito transitório pode ser desconsiderado (MONTICELLI, 1983).

Na formulação do problema de fluxo de potência, a cada barra são relacionadas quatro variáveis. Para uma dada barra  $k$  tem-se:  $V_k$  (magnitude da tensão nodal),  $\theta_k$  (ângulo da tensão nodal),  $P_k$  (injeção líquida de potência ativa) e  $Q_k$  (injeção líquida de potência reativa). A classificação das barras é definida de acordo com as variáveis que devem ser especificadas para possibilitar a solução do problema. Assim, as barras podem ser:

- PQ – são dados  $P_k$  e  $Q_k$ , e calculados  $V_k$  e  $\theta_k$ .
- PV – são dados  $P_k$  e  $V_k$ , e calculados  $Q_k$  e  $\theta_k$ .
- Referência (*slack*) – são dados  $V_k$  e  $\theta_k$ , e calculados  $P_k$  e  $Q_k$ .

As barras do tipo PQ representam as barras de carga e as barras PV representam as barras de geração. A barra de folga é uma representação puramente matemática, ela fornece a referência angular e assume o montante de geração com o objetivo de suprir as perdas e possíveis desbalanços entre carga e geração do sistema.

As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação de potências ativa e reativa em cada nó (barra), isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm esse nó (barra) como um de seus terminais. Matematicamente, têm-se as equações abaixo (MONTICELLI, 1983):

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

Em que:

$k = 1, \dots, NB$ , sendo  $NB$  o número de barras da rede.

$P_k(Q_k)$  é a potência ativa(reativa) líquida injetada na barra  $k$ .

$\Omega_k$  – conjunto das barras vizinhas da barra  $k$ .

$V_k, V_m$  – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ .

$\theta_k, \theta_m$  – ângulos das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ .

$P_{km}$  – fluxo de potência ativa no ramo  $k - m$ .

$Q_{km}$  – fluxo de potência reativa no ramo  $k - m$ .



$Q_{km}^{sh}$  - componente da injeção de potência reativa devida ao elemento shunt da barra  $k$  ( $Q_k^{sh} = b_k^{sh}/V_k^2$ ), onde  $b_k^{sh}$  é a susceptância shunt ligada a barra  $k$ ).

Por convenção tem-se:

- Injeção de potência será positiva se estiver entrando na barra (geração).
- Injeção de potência será negativa se estiver saindo da barra (carga).
- Fluxo de potência será positivo se estiver saindo da barra.
- Fluxo de potência será negativo se estiver entrando na barra.

As inequações são formuladas a partir das restrições das tensões nodais das barras PQ e pelos limites das injeções de potência reativas das barras PV.

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad (3.3)$$

$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max} \quad (3.4)$$

A resolução do problema de fluxo de potência é realizada decompondo-se o problema original em dois subsistemas. Inicialmente, pretende-se calcular  $V_k$  e  $\theta_k$  nas barras PQ e  $\theta_k$  nas barras PV. Portanto, ao resolver este problema, têm-se  $V_k$  e  $\theta_k$  para todas as barras do sistema. O subsistema 1 de equações que descrevem este primeiro problema é definido como segue.

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \text{ para barras PQ e PV} \quad (3.5)$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \text{ para barras PQ} \quad (3.6)$$

Em que:

$P_k^{esp}$  ( $Q_k^{esp}$ ) é a potência líquida especificada na barra  $k$  (geração menos carga).

$K$  é o conjunto de barras vizinhas a barra  $k$  incluindo a própria barra  $k$ .

$G_{km}$  ( $B_{km}$ ) é o elemento da matriz de condutância (susceptância) associado ao ramo  $k - m$ ;

$\theta_{km}$  é ângulo equivalente a  $\theta_k - \theta_m$ .

As incógnitas deste primeiro subsistema podem ser agrupadas num vetor:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Em que:

$\theta$  é o vetor do ângulo das tensões nas barras PV e PQ

$V$  é o vetor das tensões nas barras PQ.

As equações (3.5) e (3.6) podem ser reescritas da seguinte maneira:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \text{ para as barras PQ e PV} \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \text{ para as barras PQ} \quad (3.9)$$

Usando-se notação matricial tem-se que:

$$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{P}^{esp} - \mathbf{P}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \quad (3.10)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{Q}^{esp} - \mathbf{Q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \quad (3.11)$$

Em que  $\mathbf{P}$  é o vetor das injeções de potência ativa na barra PV e PQ e  $\mathbf{Q}$  é o vetor das injeções de potência reativa na barra PQ.

Considerando  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  uma função vetorial, os subsistemas (3.10)-(3.11) podem ser escritos da seguinte forma:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (3.12)$$

Onde  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  é um sistema de equações não lineares,  $\Delta \mathbf{P}$  representa o vetor das injeções de potência ativa e  $\Delta \mathbf{Q}$  a partição que representa as injeções reativas.

Por fim, o sistema de equações algébricas não lineares representado por  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  pode ser solucionado através de métodos iterativos, como o de Newton-Raphson (e suas variações), por exemplo.

Uma vez conhecido o estado do sistema, a segunda parte do problema consiste no cálculo das potências ativa/reativa nas barras. As equações que formam o subsistema 2 é formado pela equações de  $P_k$  (para barras de carga) e  $Q_k$  (para barras PV e de carga). As incógnitas aparecem de forma explícita o que torna trivial a sua resolução (MONTICELLI, 1983).

### 3.2.1 Método de Newton-Raphson aplicado à solução do fluxo de potência

Na prática, o método de Newton-Raphson é o mais utilizado para resolver o problema de fluxo de potência. Uma das vantagens desse método é a sua taxa de convergência quadrática, o que em geral o torna mais rápido do que a maior parte dos outros métodos. O

método de Newton-Raphson aplicado à solução do sistema (3.12) segue os seguintes passos (MONTICELLI, 1983):

- i. Definir os valores iniciais de módulo e fase para as tensões nodais das barras e montar o vetor inicial:  $x^v = [V^v, \theta^v]$ , sendo  $v = 0$ .
- ii. Calcular  $P_k(V^v, \theta^v)$  para as barras PQ e PV e  $Q_k(V^v, \theta^v)$  para as barras PQ e determinar os resíduos  $\Delta P_k^v$  e  $\Delta Q_k^v$
- iii. Testar a convergência: se  $Max\{|\Delta P_k^v|\} \leq \varepsilon_p$  e  $Max\{|\Delta Q_k^v|\} \leq \varepsilon_q$ , significa que o processo iterativo convergiu para a solução  $(V^v, \theta^v)$ , caso contrário partir para o próximo passo.
- iv. Calcular a matriz Jacobiana, dada em (3.13):

$$J(V^v, \theta^v) = \begin{bmatrix} H(V^v, \theta^v) & N(V^v, \theta^v) \\ M(V^v, \theta^v) & L(V^v, \theta^v) \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Em que as submatrizes  $H, N, M$  e  $L$  seguem a seguinte lei de formação:

$$\begin{aligned} H &= \frac{\partial P}{\partial \theta} & N &= \frac{\partial P}{\partial V} \\ M &= \frac{\partial Q}{\partial \theta} & L &= \frac{\partial Q}{\partial V} \end{aligned} \quad (3.14)$$

- v. Determinar a nova solução  $x^{v+1} = [V^{v+1}, \theta^{v+1}]$ .

$$\begin{aligned} \theta^{v+1} &= \theta^v + \Delta \theta^v \\ V^{v+1} &= V^v + \Delta V^v \end{aligned} \quad (3.15)$$

Em que  $\Delta V^v$  e  $\Delta \theta^v$  são determinados resolvendo-se o seguinte sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(V^v, \theta^v) \\ \Delta Q(V^v, \theta^v) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(V^v, \theta^v) & N(V^v, \theta^v) \\ M(V^v, \theta^v) & L(V^v, \theta^v) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

- vi. Incrementar  $v$  e voltar para o passo ii.

$$v = v + 1 \quad (3.17)$$

Uma vez determinado o estado operativo do sistema, é possível avaliar se o mesmo está ou não operando de forma adequada. Caso não esteja, são realizadas as ações corretivas para eliminar o problema.

Os elementos que compõem as submatrizes jacobianas  $H, M, N$  e  $L$  são definidos de acordo com as equações abaixo.

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^N V_k V_m (-G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) - V_k^2 B_{kk} \quad (3.18)$$

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.19)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) + V_k G_{kk} \quad (3.20)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.21)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) - V_k^2 G_{kk} \quad (3.22)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (-G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.23)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) - V_k B_{kk} \quad (3.24)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.25)$$

### 3.3 Fluxo de Potência com Barra de Folga Distribuída

Como mencionado na seção 3.1, as microrredes em modo de operação ilhada (ou isoladas) não possuem um gerador com capacidade suficiente para suprir todas as perdas.

No trabalho desenvolvido nesta dissertação, faz-se uso do conceito de barra de folga distribuída, em que a referência angular pode ser em qualquer barra do sistema e a repartição da geração entre as unidades geradoras é definida de acordo com a característica de estatismo de cada máquina.

O fluxo de potência com barra de folga distribuída é formulado a partir da inserção da estratégia de regulação primária que é realizada pela atuação dos reguladores de velocidade. No modelo proposto, o fluxo modificado fornece o estado da microrrede em regime permanente e o desvio de frequência adquirido devido ao desbalanço de potência na mesma. Este resultado é definido como o caso base e dele provém o conjunto de medições usado como dados de entrada para a função de EE.

### 3.3.1 Regulação Primária

Quando o sistema elétrico de potência sofre um desbalanço entre geração e carga, em um primeiro momento, essa variação é compensada através da energia cinética das massas girantes das máquinas, diminuindo a velocidade de rotação e conseqüentemente a frequência elétrica do sistema (VIEIRA FILHO, 1984). Essa capacidade de auto regulação é uma característica inerente ao sistema e é denominada regulação primária, e se expressa através de um parâmetro  $D$ , chamado coeficiente de amortecimento. Este parâmetro representa a variação da carga com a frequência e matematicamente é dada pela equação (3.26).

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.26)$$

Em que  $\Delta P_D$  é a variação da carga ativa e  $\Delta f$  a variação de frequência.

Porém, esta regulação pode levar o sistema a níveis operativos inaceitáveis, pois são comuns grandes variações de cargas e comumente os valores de  $D$  são pequenos (1% a 2%). Por esse motivo, os geradores possuem mecanismos de regulação de velocidade automática, fazendo elevar ou reduzir a potência do gerador, quando a velocidade (ou a frequência) se afasta de seu valor de referência. Esta regulação, que leva o sistema a um novo ponto de equilíbrio mais favorável, é denominada regulação primária (VIEIRA FILHO, 1984).

Assumindo a estratégia hierarquizada de controle da microrrede, a atuação da regulação primária está contida no controle primário e é realizada localmente no gerador para estabilizar a frequência (velocidade angular) do sistema depois do desequilíbrio entre carga e geração. Assim, nota-se que o controle de frequência é realizado através da variação de potência ativa das máquinas do sistema, demonstrando uma correlação entre as grandezas  $P$  (potência ativa gerada) e  $f$  (frequência de operação).

Como característica estática do regulador de velocidade, a frequência não retorna ao valor nominal permanecendo no sistema um erro de frequência proporcional ao montante de desequilíbrio de potência ocorrido. Desse modo, um segundo estágio de regulação é fundamental para fazer com que a frequência retorne ao ser valor especificado. Esta regulação é denominada regulação secundária.

Neste trabalho, regulação secundária não foi incorporada ao problema de fluxo de potência. A ideia é que esta regulação possa receber como dado de entrada as informações

provenientes do estimador de estado e assim atuar de forma mais precisa, visto que ela é realizada pelo controlador central da microrrede.

### 3.3.2 Controle Primário no Fluxo de Potência

Como já mencionado, o conceito de barra de folga concentrada não condiz com a realidade nos sistemas de potência. Para uma representação mais realista, é fundamental considerar a distribuição das perdas e variações das cargas entre todos os geradores. Neste trabalho, tal distribuição faz-se por meio da aplicação da regulação primária no processo de controle da microrrede, pois a microrrede não possui um gerador com capacidade suficiente para suprir todas as perdas.

A regulação primária pode ser simulada incorporando ao problema do fluxo de potencia convencional a modelagem dos reguladores de velocidade nos geradores (VIEIRA FILHO, 1984). Este modelo se baseia nas características de estatismo convencionais resultantes dos acoplamentos entre potência ativa/frequência ( $P - f$ ) e entre potência reativa/tensão ( $Q - V$ ). Esses acoplamentos são definidos como (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014):

$$f_0 = f_{ref} - K^P (P_0 - P_{ref}) \quad (3.27)$$

$$V_0 = V_{ref} - K^Q (Q_0 - Q_{ref}) \quad (3.28)$$

Em que  $f_{ref}, V_{ref}, P_{ref}, Q_{ref}$  são os valores de referência da frequência, tensão e potência ativa e reativa, respectivamente,  $f_0, V_0, P_0, Q_0$  correspondem à frequência, tensão e potência ativa e reativa de saída dos GD síncronos e  $K^P$  e  $K^Q$  são os coeficientes de estatismo, determinados com base em critérios de desempenho em regime permanente (IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL, 2014).

A regulação primária acrescenta novas equações e variáveis ao problema do fluxo de potência convencional. O número de incógnitas aumentará, ou seja, além das tensões nodais, o fluxo de potência incluindo o controle primário da microrrede deve fornecer como solução, a frequência do sistema ( $f$ ) e os valores de geração ( $P_g$  e  $Q_g$ ).

A incorporação de novas equações inclui novos cálculos de resíduos. Assim, adicionalmente ao conjunto de equações representadas em (3.10) e (3.11), as equações (3.27) e (3.28) devem ser inseridas no vetor  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ . Desta forma, para uma barra com GD têm-se os seguintes resíduos adicionados:

$$\Delta Y = f^{ref} - f - K^P(Pg - P_{ref}) \quad (3.29)$$

$$\Delta X = V^{ref} - V - K^Q(Qg - Q_{ref}) \quad (3.30)$$

As partições  $\Delta Y$  e  $\Delta X$  têm dimensão igual ao número de geradores. Nesta metodologia, qualquer barra do sistema pode ser definida como referencial angular através de  $\Delta z$ .

$$\Delta z = \theta_k - \theta^{esp} \quad (3.31)$$

Desta forma, o novo vetor  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  tem a seguinte forma:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Y \\ \Delta X \\ \Delta z \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (3.32)$$

O novo sistema matricial a ser resolvido, torna-se (ARAÚJO, 2015):

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \\ [\Delta Y] \\ [\Delta X] \\ \Delta z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial P_g} & \frac{\partial P}{\partial Q_g} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial P_g} & \frac{\partial Q}{\partial Q_g} & \frac{\partial Q}{\partial f} \\ \frac{\partial Y}{\partial \theta} & \frac{\partial Y}{\partial V} & \frac{\partial Y}{\partial P_g} & \frac{\partial Y}{\partial Q_g} & \frac{\partial Y}{\partial f} \\ \frac{\partial X}{\partial \theta} & \frac{\partial X}{\partial V} & \frac{\partial X}{\partial P_g} & \frac{\partial X}{\partial Q_g} & \frac{\partial X}{\partial f} \\ \frac{\partial z}{\partial \theta} & \frac{\partial z}{\partial V} & \frac{\partial z}{\partial P_g} & \frac{\partial z}{\partial Q_g} & \frac{\partial z}{\partial f} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\Delta V] \\ [\Delta P_g] \\ [\Delta Q_g] \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Os valores de geração dos geradores distribuídos estão incluídos nas partições  $[\Delta P_g]$  e  $[\Delta Q_g]$  e o desvio da frequência é representado por  $\Delta f$ . Aplicando o método Newton-Raphson, observa-se que a cada iteração do fluxo de potência com controle primário são calculadas as correções de magnitude e do ângulo das tensões nodais, as correções das potências ativa e reativa geradas em cada barra de geração e da frequência de operação do sistema no cenário corrente.

A vantagem de se utilizar essa metodologia na representação do controle primário no problema de fluxo de potência é que a inclusão das novas equações ocorre sem a modificação da matriz Jacobiana original. Observando-se a equação (3.33), as partições  $\frac{\partial P}{\partial \theta}$ ,  $\frac{\partial P}{\partial V}$ ,  $\frac{\partial Q}{\partial \theta}$  e  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  permanecem inalteradas.

Os novos elementos da matriz Jacobiana relacionados às novas equações e incógnitas para uma barra de geração  $k$  são definidos em seguida.

- Derivadas associadas ao vetor resíduo  $\Delta P$  e  $\Delta Q$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial P g_k} = \frac{\partial (P g_k - P_k(V, \theta))}{\partial P g_k} = 1 \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial Q g_k} = \frac{\partial (P g_k - P_k(V, \theta))}{\partial Q g_k} = 0 \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial f} = \frac{\partial (P g_k - P_k(V, \theta))}{\partial f} = 0 \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial P g_k} = \frac{\partial (Q g_k - Q_k(V, \theta))}{\partial P g_k} = 0 \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial Q g_k} = \frac{\partial (Q g_k - Q_k(V, \theta))}{\partial Q g_k} = 1 \quad (3.38)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial f} = \frac{\partial (Q g_k - Q_k(V, \theta))}{\partial f} = 0 \quad (3.39)$$

- Derivadas associadas ao vetor resíduo  $\Delta Y$

$$\frac{\partial \Delta Y}{\partial \theta_k} = \frac{\partial (f^{ref} - f - K_k^P (P g_k - P_{k ref}))}{\partial \theta_k} = 0 \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial \Delta Y}{\partial V_k} = \frac{\partial (f^{ref} - f - K_k^P (P g_k - P_{k ref}))}{\partial V_k} = 0 \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial \Delta Y}{\partial P g_k} = \frac{\partial (f^{ref} - f - K_k^P (P g_k - P_{k ref}))}{\partial P g_k} = -K_k^P \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial \Delta Y}{\partial Q g_k} = \frac{\partial (f^{ref} - f - K_k^P (P g_k - P_{k ref}))}{\partial Q g_k} = 0 \quad (3.43)$$

$$\frac{\partial \Delta Y}{\partial f} = \frac{\partial (f^{ref} - f - K_k^P (P g_k - P_{k ref}))}{\partial f} = -1 \quad (3.44)$$

- Derivadas associadas ao vetor resíduo  $\Delta X$

$$\frac{\partial \Delta X}{\partial \theta_k} = \frac{\partial (V_k^{ref} - V_k - K_k^Q (Q g_k - Q_{k ref}))}{\partial \theta_k} = 0 \quad (3.45)$$

$$\frac{\partial \Delta X}{\partial V_k} = \frac{\partial (V_k^{ref} - V_k - K_k^Q (Q g_k - Q_{k ref}))}{\partial V_k} = -1 \quad (3.46)$$

$$\frac{\partial \Delta X}{\partial P g_k} = \frac{\partial (V_k^{ref} - V_k - K_k^Q (Q g_k - Q_{k ref}))}{\partial P g_k} = 0 \quad (3.47)$$



$$\frac{\partial \Delta X}{\partial Q g_k} = \frac{\partial (V_k^{ref} - V_k - K_k^Q (Q g_k - Q_{k ref}))}{\partial Q g_k} = -K_k^Q \quad (3.48)$$

$$\frac{\partial \Delta X}{\partial f} = \frac{\partial (V_k^{ref} - V_k - K_k^Q (Q g_k - Q_{k ref}))}{\partial f} = 0 \quad (3.49)$$

- Derivadas associadas ao vetor resíduo  $\Delta z$

$$\frac{\partial \Delta z}{\partial \theta_k} = \frac{\partial (\theta_k - \theta^{esp})}{\partial \theta_k} = 1 \quad (3.50)$$

$$\frac{\partial \Delta z}{\partial V_k} = \frac{\partial (\theta_k - \theta^{esp})}{\partial V_k} = 0 \quad (3.51)$$

$$\frac{\partial \Delta z}{\partial P g_k} = \frac{\partial (\theta_k - \theta^{esp})}{\partial P g_k} = 0 \quad (3.52)$$

$$\frac{\partial \Delta z}{\partial Q g_k} = \frac{\partial (\theta_k - \theta^{esp})}{\partial Q g_k} = 0 \quad (3.53)$$

$$\frac{\partial \Delta z}{\partial f} = \frac{\partial (\theta_k - \theta^{esp})}{\partial f} = 0 \quad (3.54)$$

Para demonstrar a formulação da metodologia para o fluxo de potência modificado, considera-se a microrrede mostrada na Figura 3.1 composta por quatro barras sendo: um gerador síncrono conectado à barras 3 e outro à barra 4, cargas conectadas às barras 2 e 4 e a barra 1 sem geração e sem carga.

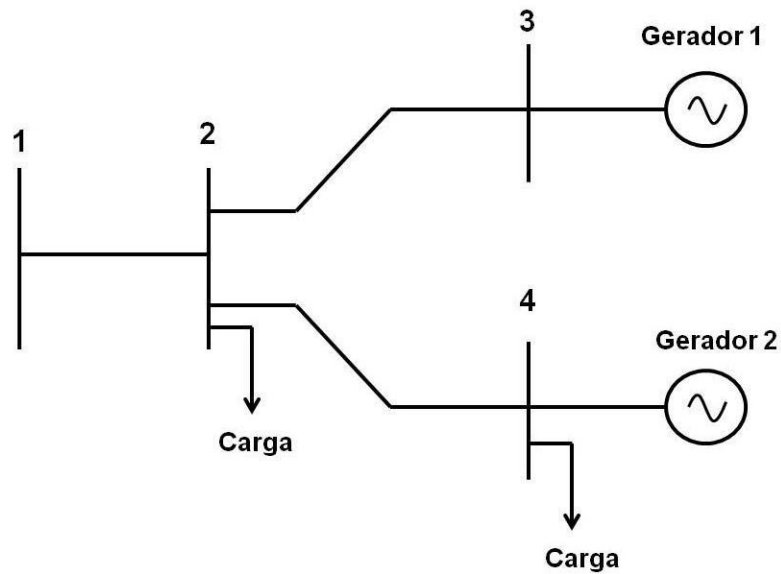


Figura 3.1 Sistema ilustrativo com 4 barras

Para este problema têm-se:

- Variáveis convencionais:  $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4, V_1, V_2, V_3, V_4$ .

- Variáveis adicionais:  $Pg_2, Pg_4, Qg_2, Qg_4$  e  $f$ .

Os conjuntos de equações utilizadas para resolver o problema de fluxo de potência com barra de folga distribuída para sistema da Figura 3.1 são definidos abaixo.

$$\begin{aligned}
 \text{Barra 1} \quad & \begin{cases} P_1^{esp} - P_1(V, \theta) \Rightarrow P_1(V, \theta) = 0 \\ Q_1^{esp} - Q_1(V, \theta) \Rightarrow Q_1(V, \theta) = 0 \end{cases} \\
 \text{Barra2} \quad & \begin{cases} P_2^{esp} - P_2(V, \theta) \Rightarrow Pc_2 - P_2(V, \theta) = 0 \\ Q_2^{esp} - Q_2(V, \theta) \Rightarrow Qc_2 - Q_2(V, \theta) = 0 \end{cases} \\
 \text{Barra 3} \quad & \begin{cases} P_3^{esp} - P_3(V, \theta) \Rightarrow Pg_3 - P_3(V, \theta) = 0 \\ Q_3^{esp} - Q_3(V, \theta) \Rightarrow Qg_3 - Q_3(V, \theta) = 0 \\ f^{ref} - f - K_3^P(Pg_3 - P_3^{ref}) = 0 \\ V_3^{ref} - V_3 - K_3^Q(Qg_3 - Q_3^{ref}) = 0 \end{cases} \\
 \text{Barra 4} \quad & \begin{cases} P_4^{esp} - P_4(V, \theta) \Rightarrow Pg_4 - Pc_4 - P_4(V, \theta) = 0 \\ Q_4^{esp} - Q_4(V, \theta) \Rightarrow Qg_4 - Pc_4 - Q_4(V, \theta) = 0 \\ f^{ref} - f - K_4^P(Pg_4 - P_4^{ref}) = 0 \\ V_4^{ref} - V_4 - K_4^Q(Qg_4 - Q_4^{ref}) = 0 \end{cases}
 \end{aligned}$$

### 3.4 Modelagem das Cargas

A modelagem da carga é outro aspecto que deve ser levando em consideração no problema de fluxo de potência. Nesta dissertação, a modelagem das cargas baseia-se no modelo estático. Este modelo expressa as características da carga num instante de tempo, como uma função algébrica da magnitude da tensão na barra a qual está conectada e da frequência da rede (KUNDUR, 1994). Classicamente, a representação estática da carga é feita através de dois modelos: exponencial e polinomial.

O modelo polinomial (também pode ser referenciado como modelo ZIP) consiste em representar a potência ativa ( $P$ ) e a reativa ( $Q$ ) em função de desvios da tensão ( $V$ ) de seus valores iniciais de operação ( $V_0$ ), como descrito na equação (3.55) abaixo.

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \times \left( p_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right) \\
 Q &= Q_0 \times \left( q_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right)
 \end{aligned} \tag{3.55}$$

Em que:

$p_1$  e  $q_1$  representam a parcela da carga ativa/reactiva modelada como impedância constante (Z), respectivamente;

$p_2$  e  $q_2$  representam a parcela da carga ativa e reativa modelada como corrente constante (I), respectivamente;

$p_3$  e  $q_3$  representam a parcela da carga ativa/reactiva modelada como potência constante (P), respectivamente;

$P_0(Q_0)$  é a potência ativa (reativa) em condições operacionais.

Vale ressaltar que  $p_1 + p_2 + p_3 = 1$  e  $q_1 + q_2 + q_3 = 1$ .

O modelo exponencial é um modelo de carga estático que representa o relacionamento entre a potência e a tensão como uma equação exponencial. A representação do modelo exponencial utilizada neste trabalho é apresentada na equação (3.56) abaixo.

$$\begin{aligned} P &= P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^a \\ Q &= Q_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^b \end{aligned} \tag{3.56}$$

Podem-se observar três casos particulares para o modelo exponencial:

- $a = 2$  e  $b = 2$ : carga de impedância constante;
- $a = 1$  e  $b = 1$ : carga de corrente constante;
- $a = 0$  e  $b = 0$ : carga de potência constante.

Para este trabalho, os valores de  $a$  e  $b$  foram extraídos de Singh, Misra e Singh (2007) que distinguem os valores dos expoentes de acordo com o tipo da carga (residencial, comercial ou industrial).

A representação da frequência na modelagem da carga é realizada multiplicando-se o modelo da carga estática (exponencial ou polinomial) por um fator, como mostrado na equações (3.57) e (3.58).

$$\begin{aligned} P &= P_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^a \times (1 + K^{pf} \Delta f) \\ Q &= Q_0 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^b \times (1 + K^{qf} \Delta f) \end{aligned} \tag{3.57}$$

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \times \left( p_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right) \times (1 + K^{pf} \Delta f) \\
 Q &= Q_0 \times \left( q_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right) \times (1 + K^{qf} \Delta f)
 \end{aligned}
 \tag{3.58}$$

Em que  $K^{pf}$  varia de 0 a 3,  $K^{qf}$  varia de -2 a 0 e  $\Delta f$  é o desvio da frequência (KUNDUR, 1994).

# Capítulo 4

## Estimação de Estado

---

---

### 4.1 Introdução

A função de EE é um das principais ferramentas residentes em centros de controle de sistemas de energia elétrica, pois é o pré-requisito para diversas outras funções associadas com a operação em tempo real, tais como: análise de segurança, equivalentes externos, despacho econômico, controle de tensão e potência reativa, avaliação da estabilidade, etc. O objetivo desta função consiste em fornecer uma estimativa do módulo e fase das tensões nodais (estado da rede elétrica) a partir de medições (principalmente as injeções de potência nas barras, fluxos nas linhas e magnitudes das tensões nodais) redundantes (o número de medições é maior do que o número de variáveis de estado) corrompidas por erros de diversas naturezas (falha humana, saturação de transformadores de corrente e potencial, interferência eletromagnética, harmônicos, etc.).

Nesta seção, é descrita a formulação matemática do problema de EE, bem como as leis de formação da matriz Jacobiana e o método de solução usado.

### 4.2 Formulação do Problema de Estimação de Estado

O objetivo do estimador de estado, como o próprio nome sugere, é estimar o estado do sistema baseado nas medições disponíveis. Num sistema de  $n$  barramentos, tem-se  $2n-1$  variáveis a serem estimadas: os módulos de tensão por barramento mais os ângulos de fase por barramento, exceto no barramento de referência, assumido como zero. Pode-se definir o vetor de estado  $\mathbf{x}$  como segue.

$$\mathbf{x} = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n, V_1 V_2, \dots, V_n]^T \quad (4.1)$$

Considerando o conjunto de medições e os erros inerentes a estas, matematicamente tem-se a relação da equação (4.2).

$$\mathbf{z} = h(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (4.2)$$

Matricialmente tem-se:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (4.3)$$

Em que:

$\mathbf{z}$  é o vetor de medições ( $m \times 1$ );

$\mathbf{x}$  é o vetor de estado ( $n \times 1$ );

$h(\mathbf{x})$  é o vetor de funções não lineares relacionando  $\mathbf{z}$  e  $\mathbf{x}$  ( $m \times 1$ );

$\mathbf{e}$  é o vetor dos erros de medição ( $m \times 1$ );

$m$  é o número de medições;

$n$  é o número de barras do sistema.

Assume-se que os erros de medição são variáveis aleatórias independentes, com distribuição de probabilidade normal de valor esperado nulo e variância conhecida. Então, a matriz de covariância do vetor dos erros de medição é dada por (ABUR; EXPOSITO, 2004):

$$Cov(\mathbf{e}) = E[\mathbf{e} \cdot \mathbf{e}^T] = R = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (4.4)$$

Em que:

$Cov(\mathbf{e})$  é a matriz de covariância dos erros de medição;

$E(\mathbf{e})$  é o valor esperado dos erros de medição;

$\mathbf{e}$  é o vetor dos erros de medição;

$\sigma_i$  é o desvio padrão da medição  $i$ .

O desvio padrão  $\sigma_i$  calculado de cada medida  $i$  reflete a precisão prevista do medidor correspondente utilizado.

Geralmente, a EE é tratada como um problema de mínimos quadrados ponderados (MQP), por apresentar um bom desempenho quando os erros de medição são caracterizados por uma distribuição Gaussiana. Neste método, o problema de estimação de estado é formulado como um problema de otimização não linear irrestrita cuja função objetivo é a soma ponderada dos quadrados dos resíduos de estimação, que representam a diferença entre os valores medidos e calculados das grandezas medidas. O MQP é matematicamente formulado como:

$$\min_x J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - h(\mathbf{x})]^T [R^{-1}] [\mathbf{z} - h(\mathbf{x})] = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad (4.5)$$

No qual:

$J(\mathbf{x})$  é a função objetivo (*fitness*);

$m$  é o número de medições;

$\mathbf{x}$  é o vetor de estado da rede elétrica (módulo e fase das tensões nodais);

$z_i$  é a  $i$ -ésima medição ( $\mathbf{z}$  é o vetor de medições);

$h(\mathbf{x})$  é o vetor das equações não lineares que relacionam as medições e variáveis de estado;

$\sigma_i^2$  é a variância da  $i$ -ésima medição;

$R = \text{diag}(\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2)$  é a matriz de covariância das medições.

No ponto de mínimo da equação (4.5), as condições de optimalidade de primeira ordem devem ser satisfeitas. Isso pode ser expressado na forma compacta através da equação (4.6) abaixo.

$$g(\mathbf{x}) = \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = -H^T(\mathbf{x})R^{-1}[\mathbf{z} - h(\mathbf{x})] = 0 \quad (4.6)$$

Em que  $H(\mathbf{x}) = \left[ \frac{\partial h(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right]$  é a matriz Jacobiana associada com o vetor  $h(\mathbf{x})$ .

Expandindo a função não linear  $g(\mathbf{x})$  através da série de Taylor em torno do vetor de estado  $\mathbf{x}^k$ , tem-se:

$$g(\mathbf{x}) = g(\mathbf{x}^k) + G(\mathbf{x}^k)(\mathbf{x} - \mathbf{x}^k) + \dots = 0 \quad (4.7)$$

Desprezando-se os termos de ordem superior da expansão, obtém-se a equação iterativa do Método Gauss Newton (MGN) dada por:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - [G(\mathbf{x}^k)]^{-1}g(\mathbf{x}^k) \quad (4.8)$$

Em que:

$k$  é o contador de iteração;

$\mathbf{x}^k$  é o vetor solução para a iteração  $k$ ;

$g(\mathbf{x}^k) = -H^T(\mathbf{x}^k)R^{-1}[\mathbf{z} - h(\mathbf{x}^k)]$ ;

$G(\mathbf{x}^k) = \frac{\partial g(\mathbf{x}^k)}{\partial \mathbf{x}} = H^T(\mathbf{x}^k)R^{-1}H(\mathbf{x}^k)$

A matriz  $G(\mathbf{x})$  é denominada Matriz de Ganho, caracterizada por ser simétrica e definida positiva, podendo ser facilmente fatorada. Após a fatoração, o vetor solução pode ser obtido a cada iteração  $k$  através da substituição progressiva/regressiva de acordo com a equação (4.9).

$$[G(\mathbf{x}^k)]\Delta\mathbf{x}^{k+1} = H^T(\mathbf{x}^k)R^{-1}\Delta\mathbf{z}^k \quad (4.9)$$

Em que:

$$\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k;$$

$$\Delta x^{k+1} = z - h(x^k).$$

A equação (4.9) é referida como Equação Normal e representa o sistema linear a ser resolvido a cada iteração para a determinação do incremento do vetor de estado  $\Delta x$ .

Na Figura 4.1 tem-se o algoritmo do método de Gauss-Newton para resolver o problema de estimação de estado.

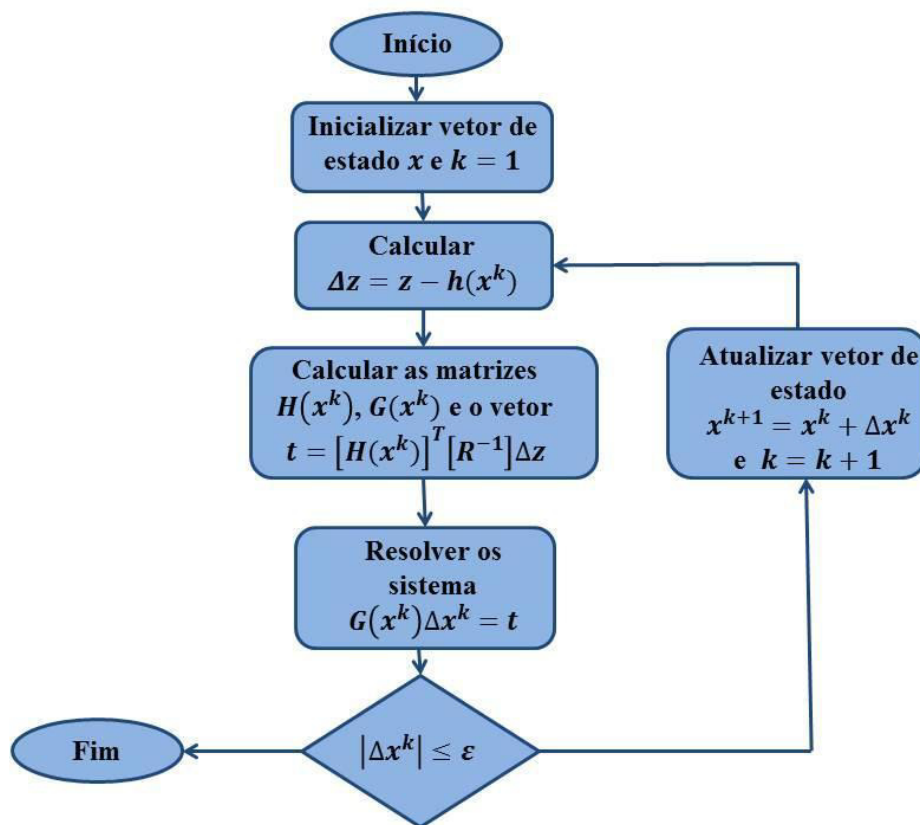


Figura 4.1 - Método de Gauss-Newton aplicado à estimação de estado

Atualmente, o método MQP baseado no MGN é a técnica mais usada para a estimação de estado em sistemas de transmissão. Além disso, tem apresentado resultados adequados na estimação de estado de redes de distribuição (SINGH; PAL; JABR, 2008), embora a metodologia apresente deficiências relacionadas ao mau condicionamento da Matriz de Ganho o que ocasiona problemas de convergência no processo iterativo. Os principais fatores de mau condicionamento são (SHAFIU *et al.*, 2005):

- i. Grande quantidade de pseudomeições;
- ii. Ponderações de medições variadas;
- iii. Impedâncias de rede;



iv. Modelagem de cargas.

#### 4.2.1 Funções de Medição e Matriz Jacobiana

Tradicionalmente, o conjunto de medições utilizados no estimador de estado consiste em: fluxo de potência ativa/reactiva, injeções de potência ativa/reactiva, magnitudes de tensão e/ou magnitudes de correntes. O vetor de equações não lineares  $h(\mathbf{x})$  que associa as medições ao vetor de estado tem a seguinte forma:

$$h(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} P_k \\ Q_k \\ P_{km} \\ Q_{km} \\ V_k \\ I_{km} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

As equações relacionadas às medições são dadas abaixo, seguindo o modelo  $\pi$  ( $pi$ ) da linha de transmissão mostrado na Figura 4.2.

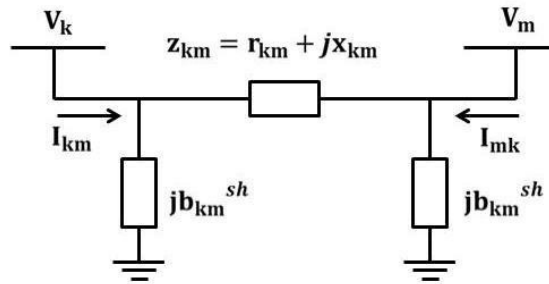


Figura 4.2 - Modelo  $\pi$  da linha

As equações de  $h(\mathbf{x})$  são:

##### i. Equações de Injeção de Potência

$$P_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.11)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.12)$$

##### ii. Equações de Fluxo de Potência

$$P_{km} = g_{km} V_k^2 - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.13)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.14)$$

##### iii. Equações de Corrente de Ramo

$$I_{km} = \sqrt{(g_{km}^2 + b_{km}^2)(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m \cos \theta_{km})} \quad (4.15)$$

Em que:

$V_k, V_m$  são as tensões nodais nas barras k e m, respectivamente;

$P_k, Q_k$  são as potências ativa e reativa na barra k, respectivamente;

$P_{km}, Q_{km}$  são os fluxos de potência ativa e reativa da barra k para a barra m, respectivamente;

$\theta_k, \theta_m$  são os ângulos de fase nas barra k e m, respectivamente e  $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ ;

$G_{km} + jB_{km}$  é o  $km^{th}$  elemento da matriz de admitância complexa.

$g_{km} + jb_{km}$  é a admitância série do ramo  $km$ ;

$b_{km}^{sh}$  é a susceptância shunt ligada a barra k ;

$\Omega_k$  é conjunto das barras vizinhas da barra k.

Os elementos da Matriz Jacobiana  $H(\mathbf{x})$  são obtidos derivando-se as equações associadas ao vetor de medição  $h(\mathbf{x})$  em relação ao vetor de estado  $\mathbf{x}$  (módulo e a fase das tensões nodais). A estrutura da matriz Jacobiana é dada como segue.

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q^{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P^{fluxo}}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{fluxo}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q^{fluxo}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{fluxo}}{\partial V} \\ \frac{\partial I}{\partial \theta} & \frac{\partial I}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Em que:

$P^{inj}(Q^{inj})$  são as equações de injeção de potência ativa (reativa);

$P^{fluxo}(Q^{fluxo})$  são as equações de fluxo de potência ativa (reativa);

$I$  são as correntes de ramo.

A seguir são apresentadas as definições dos elementos da Matriz Jacobiana.

### i) Medições de Injeção de Potência

#### a. Elementos correspondentes às medições de injeção de potência ativa

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^N V_k V_m (-G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) - V_k^2 B_{kk} \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) + V_k G_{kk} \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.20)$$

**b. Elementos correspondentes às medições de injeção de potência reativa**

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) - V_k^2 G_{kk} \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (-G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) - V_k B_{kk} \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.24)$$

**ii) Medições de Fluxo de Potência**

**a. Elementos correspondentes às medições de fluxo de potência ativa**

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} = V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.26)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} = -V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) + 2g_{km} V_k \quad (4.27)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = -V_k (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.28)$$

**b. Elementos correspondentes às medições de fluxo de potência reativa**

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} = -V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.29)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} = V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.30)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = -V_m(g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) - 2(b_{km} + b_k^{sh})V_k \quad (4.31)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} = -V_m(g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.32)$$

### iii) Medição de Magnitude de Tensão

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 1 \quad (4.33)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_m} = 0 \quad (4.34)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial \theta_m} = 0 \quad (4.35)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial \theta_k} = 0 \quad (4.36)$$

### iv) Medição de Injeção de Corrente

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_k} = \frac{g_{km}^2 + b_{km}^2}{I_{km}} V_k V_m \sin \theta_{km} \quad (4.37)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_m} = -\frac{g_{km}^2 + b_{km}^2}{I_{km}} V_k V_m \sin \theta_{km} \quad (4.38)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial V_m} = \frac{g_{km}^2 + b_{km}^2}{I_{km}} (V_k - V_m \cos \theta_{km}) \quad (4.39)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial V_k} = \frac{g_{km}^2 + b_{km}^2}{I_{km}} (V_m - V_k \cos \theta_{km}) \quad (4.40)$$

## 4.3 Detecção e identificação de erros grosseiros

Entre as principais características da função de EE está a capacidade de análise de medidas portadoras de erros grosseiros. A qualidade dos resultados obtidos pela estimação de estado depende da qualidade da base de dados de entrada utilizada no processamento. Desta forma, os resultados estimados tem sua confiabilidade comprometida. As medidas espúrias são decorrentes de diferentes fatores, tais como: erro nos canais de comunicação, instrumentos de medição mal calibrados, etc. (ABUR; EXPOSITO, 2004; MONTICELLI, 1999). Conseqüentemente, necessita-se de algoritmos capazes de detectar a presença de tais medições, identificá-las e em seguida eliminá-las ou, se possível, recuperá-las.

Tradicionalmente, os métodos para identificação e detecção de erros são baseados na análise dos resíduos da estimação e testes de hipóteses. O método do Teste de Hipótese baseado na função objetivo  $J(x)$  é utilizado na etapa de detecção de erros. É possível demonstrar que, sob certas condições,  $J(x)$  tem distribuição Chi-Quadrado ( $\chi^2$ ). Assim o teste de hipótese é definido de acordo com a equação abaixo.

$$J(x) > \chi_{n-m, \alpha}^2 \quad (4.41)$$

Em que:

$\alpha$  é a probabilidade de falso alarme, quer dizer, a probabilidade de indicar a presença de erro grosseiro quando não existe;

$n$  é o número de variáveis de estado;

$m$  é a quantidade de medições.

A diferença  $m - n$  é definida como o grau de liberdade da distribuição  $\chi^2$ . A partir disso, a detecção de erros grosseiros pode ser feita aplicando um teste estatístico de hipóteses. As seguintes hipóteses são formuladas (MONTICELLI, 1999):

1. Se  $E\{J(x)\} = m - n$ , então não existem medidas com erros grosseiros;
2. Se  $E\{J(x)\} > m - n$ , então existem medidas com erros grosseiros.

Se  $J(x) > \chi_{n-m, \alpha}^2$ , a hipótese 2 deve ser aceita, considerando um risco  $\alpha$  de falso alarme. Caso contrário, a hipótese 1 deve ser aceita.

Em relação à identificação das medições com erros grosseiros, pode-se utilizar o método do máximo resíduo normalizado. Este método consiste na análise dos resíduos normalizados, definidos na equação (4.42) abaixo.

$$r_{N,k} = \frac{r_k}{\sqrt{w_{kk}}} \quad (4.42)$$

Em que:

$r_{N,k}$  é o resíduo associado à medida  $k$ ;

$w_{kk}$  é o elemento  $k - k$  da matriz de covariância dos resíduos  $W = R - HG^{-1}H'$  ;

$r_{N,k}$  é o resíduo normalizado associado à medida  $k$ ;

Em um conjunto de medições, a medição portadora de erros grosseiro é aquela que apresenta o maior resíduo normalizado.

O emprego do resíduo normalizado  $r_N$  para a detecção da presença de erro grosseiro é formulado pela distribuição Chi-Quadrado. Uma vez calculado o vetor de resíduos normalizados, este é sujeito ao teste de validação para detecção de erros grosseiros.

$$|r_N|_k > \gamma \quad (4.43)$$

Em que  $\gamma$  é o nível limite de detecção de um falso alarme, definido por uma distribuição  $\chi^2$ . Se o resíduo normalizado, de uma medição  $k$  qualquer, satisfizer a condição dada na equação (4.43), isto indicará a presença de erro grosseiro nesta medição.

# Capítulo 5

## Estimação de Estado em Microrredes no Modo Ilhado

---

### 5.1 Introdução

As microrredes apresentam diversos desafios relacionados ao controle e a operação quando estão no modo ilhado. Significativos desvios de tensão e frequência podem ocorrer devido às flutuações na carga e geração. Estes desvios resultam na aplicação de estratégias para alívio de cargas, por exemplo. Porém, para tais estratégias e outras necessárias para restabelecer a condição normal de operação da microrrede, é fundamental ter disponível, além do estado atual do sistema, a frequência da microrrede. De posse destas informações, as ações corretivas posteriores aos distúrbios são tomados de forma mais eficiente.

A medição de frequência é um pré-requisito para diferentes ações corretivas (tais como: restauração, divisão de carga, redespacho de geração no controle secundário, etc.) de forma a garantir a operação segura e confiável da microrrede. Assim, é válido incluir tal medição no conjunto de dados de entrada da função de EE e torná-la uma variável de estado, objetivando resultados mais precisos.

Vale ressaltar que, a concepção e operação das microrredes requerem novas habilidades e tecnologias que são dependentes das infraestruturas de medição e comunicação disponíveis. Sabendo-se que um dos fundamentos para a implementação de uma rede inteligente diz respeito à obrigatória visibilidade do sistema através de dispositivos de medição, o que implica a observabilidade da microrrede, a baixa redundância de medidores não se configura como obstáculo para a estimação de estado em microrredes. Por exemplo, com a implantação de medidores inteligentes, prevê-se que as medidas de carga estejam disponíveis em todas as instalações do consumidor. Entretanto, as taxas de coleta e transmissão variam de concessionária para concessionária (XYGKIS *et al.*, 2014).

Com já mencionado, o objetivo principal desta dissertação é incorporar a frequência da microrrede na função de EE. A partir da revisão bibliográfica, nota-se que as metodologias

desenvolvidas para resolver o problema de estimação de estado em microrredes ilhadas não contemplam a frequência como variável do problema. A maioria dos métodos existentes para microrredes são derivados dos estimadores convencionais aplicados em redes de distribuição, ou seja, estimam apenas as magnitudes e os ângulos das tensões nodais.

Nesta dissertação são introduzidas duas metodologias propostas para a estimação da frequência em uma microrrede ilhada:

- i) Estimador de Estado para Microrredes Ilhadas via Método Convencional (EEMI-Convencional): esta proposta consiste em inserir o cálculo da frequência após a convergência do MGN (descrito na seção 4.2) que é o método escolhido para resolver o problema de EE.
- ii) Estimador de Estado para Microrredes Ilhadas via Método Proposto (EEMI-Proposto): nesta proposta as medições de frequência, as equações de estatismo dos geradores e a dependência da carga com relação à frequência são inseridas na formulação do problema de EE visando estimar a frequência da microrrede a cada iteração do MGN.

As duas metodologias definidas são explicadas nas próximas seções.

## 5.2 Estimador de Estado Convencional para Microrredes Ilhadas

O intuito da implementação do EEMI-Convencional é servir de referência nos testes de validação da metodologia proposta nesta dissertação. Neste método de EE, a frequência da microrrede é obtida após a convergência do MGN com base nos valores estimados das variáveis de estado e no balanço de potência ativa da microrrede. Desta forma, a frequência  $f$  não faz parte do conjunto de incógnitas do processo de otimização, ou seja, não faz parte do vetor de estado  $\mathbf{x}$ . A ideia constitui-se em incluir um passo subsequente a obtenção do vetor de estado estimado, responsável por determinar a frequência do sistema com o estado  $\hat{\mathbf{x}}$  estimado. Em outras palavras, não é necessário calcular a frequência em cada iteração do MGN.

Vale ressaltar também, que não há medições de frequência no vetor de medições  $\mathbf{z}$ , isto é, os tipos de medições utilizados são simplesmente a magnitude da tensão, fluxo e injeção de potência. Além disso, neste método de EE, as dependências de frequência da carga e da geração (equações de estatismo) não são consideradas na definição das funções de medição ( $h(\mathbf{x})$ ). Ou seja, o EEMI-Convencional consiste basicamente de um estimador de



estado padrão, baseado no MGN, com um passo adicional na fase pós-otimização para estimar a frequência da microrrede.

A frequência na microrrede pode ser obtida a partir do balanço de potência ativa, ou seja, o montante de potência gerada deve ser igual à potência demandada mais as perdas. Para tal, as equações que modelam as potências ativas das cargas e dos geradores distribuídos são colocadas em função da frequência. Matematicamente, este balanço é representado na equação (5.1) abaixo.

$$\sum_{i \in \Omega_G} P g_i(f) = \sum_{j \in \Omega_C} P c_j(V, f) + \sum_{lm \in k} P_{lm}^{loss} \quad (5.1)$$

Em que:

$\Omega_G$  é o conjunto de barras com geração na microrrede;

$\Omega_C$  é o conjunto de barras com carga na microrrede;

$\Omega_K$  é o conjunto de ramos da microrrede;

$P c_j(V, f) = P c_j^{nom}(V_j)^a (1 + K_j^{pf} \Delta f)$  é a potência ativa da carga conectada a barra  $j$ ;

$P g_i(f) = P g_i^{esp} + (K_i^P)^{-1} (f^{esp} - f)$  é a potência ativa do gerador conectado a barra  $i$ ;

$P_{lm}^{loss} = g_{lm}(V_l^2 + V_m^2 - 2V_l V_m \cos \theta_{lm})$  é a perda de potência ativa no ramo  $l - m$ .

Observa-se que as equações relacionadas às potências geradas nas barras com GD levam em consideração as características de estatismo do gerador, utilizadas no fluxo de potência com barra de folga distribuída, para assegurar o compartilhamento do desbalanço de potência entre as unidades geradoras.

Fazendo as substituições de  $P c_j(V, f)$  e  $P g_i(f)$  na equação (5.1), tem-se:

$$\sum_{i \in \Omega_G} \left( P g_i^{esp} + (K_i^P)^{-1} (f^{esp} - f) \right) = \sum_{j \in \Omega_C} \left( P c_j^{nom}(V_j)^a (1 + K_j^{pf} \Delta f) \right) + P_{lm}^{loss} \quad (5.2)$$

Desmembrando os termos da equação (5.2), obtém-se:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega_G} (P g_i^{esp}) + \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} f^{esp} - \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} f = \\ \sum_{j \in \Omega_C} P c_j^{nom}(V_j)^a + \sum_{j \in \Omega_C} P c_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} f \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$- \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} f^{esp} + P_{lm}^{loss}$$

Agrupando os termos dependentes de  $f$ , encontra-se:

$$\begin{aligned} & - \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} f - \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} f = \\ & - \sum_{i \in \Omega_G} (Pg_i^{esp}) - \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} f^{esp} + \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a \\ & - \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} f^{esp} + P_{lm}^{loss} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Explicitando  $f$  na equação (5.4), tem-se:

$$\begin{aligned} & \left( \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} + \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} \right) f = \\ & \left( \sum_{i \in \Omega_G} (Pg_i^{esp}) + \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} f^{esp} \right) \\ & - \left( \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a - \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} f^{esp} \right) - P_{lm}^{loss} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Desta forma, a equação (5.5) pode ser usada para obter  $f$  como se segue:

$$f = \frac{d}{c} \quad (5.6)$$

Em que as constantes são dadas por :

$$c = \sum_{i \in \Omega_G} (K_i^P)^{-1} + \sum_{j \in \Omega_C} PC_j^{nom}(V_j)^a K_j^{pf} \quad (5.7)$$

$$d = \sum_{i \in \Omega_G} (Pg_i^{esp} + f^{esp} (K_i^P)^{-1}) \quad (5.8)$$

$$- \sum_{j \in \Omega_C} (P_{C_j}^{nom} [V_j]^a (1 - f^{esp} K_j^{pf})) - \sum_{lm \in \Omega_k} P_{lm}^{loss}$$

Em que:

$K_i^P$  é o coeficiente de estatismo do gerador  $i$ ;

$K_j^{pf}$  é o coeficiente que relaciona a frequência com a potência ativa da carga  $j$ ;

$P_{C_j}^{nom}$  é potência ativa nominal na carga  $j$ ;

$P_{g_i}^{esp}$  é potência ativa especificada no gerador  $i$ ;

$V_j$  é a magnitude de tensão na barra na qual esta conectada a carga  $j$ ;

$a$  é o expoente relacionado ao tipo de carga  $j$ .

O conjunto de funções de medição  $h(\mathbf{x})$  do estimador são as mesmas definidas na seção 4.2, assim como a estrutura da matriz Jacobiana  $H(\mathbf{x})$ .

Por fim, quando o estimador EEMI-Convencional converge, têm-se as magnitudes e ângulos das tensões nodais mais a frequência da microrrede em regime permanente.

### 5.3 Estimador de Estado Proposto para Microrredes Ilhadas

O objetivo do EEMI-Proposto é estimar as tensões complexas nos barramentos, bem como a frequência da microrrede. Entretanto, ao contrário do estimador EEMI-Convencional, a variável  $f$  pertence ao vetor estimado no processo de otimização.

A principal característica desta metodologia é em relação à escolha das equações não lineares que relacionam as incógnitas do problema de estimação de estado (magnitude, ângulo e frequência) às quantidades medidas. Nas barras com geração distribuída, por exemplo, as equações de medição em relação às injeções de potências ativas e reativas são derivadas das equações de estatismo (equações (3.27) e (3.28)). Em contrapartida, nas barras com carga, usam-se as equações dependentes da frequência para as equações de potência ativa e reativa (equação (3.57)).

Nesta metodologia, assume-se que há medições de frequência nas barras com GD e estas fazem parte do vetor de medições  $z$ . Por esta razão, é viável aplicar as técnicas de detecção de erros grosseiros em tais medições.

### 5.3.1 Formulação do Problema

Para uma microrrede de  $n$  barras, tem-se o vetor de estado  $\mathbf{x}$  de dimensão  $[2(n - 1) + 1 \times 1]$ :

$$\mathbf{x} = [\boldsymbol{\theta} \quad \mathbf{V} \quad \mathbf{f}]^T \quad (5.9)$$

Em que:

$\mathbf{V}$  é o vetor das magnitudes de tensão  $[n \times 1]$ ;

$\boldsymbol{\theta}$  é o vetor dos ângulos de tensão  $[n - 1 \times 1]$ ;

$\mathbf{f}$  é a frequência da microrrede  $[1 \times 1]$ ;

Matematicamente, o problema de estimação de estado e frequência é definido de acordo com a equação (5.10).

$$\text{Minimizar } J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad (5.10)$$

Em que:

$m$  é o número de medições;

$\mathbf{z}$  é o vetor de medições;

$h(\mathbf{x})$  é o vetor de equações relacionadas às medições;

$\sigma_i$  é o desvio padrão da medição  $i$ ;

Nota-se pela equação (5.10) que o problema de otimização é análogo ao problema tradicional, consistindo em minimizar o somatório dos quadrados dos resíduos ponderados pelos inversos das variâncias dos erros de medição.

No estimador EEMI-Proposto, o conjunto de medições é formado a partir da premissa que para cada barra com carga ou gerador são disponíveis duas funções de medição ( $h(\mathbf{x})$ ) de potência:

- i) Medições de potências ativa e reativa do ponto de vista da barra em direção à rede;
- ii) Medições de potências ativa e reativa do ponto de vista da barra em direção à carga ou gerador.

A primeira função de medição (do ponto de vista da barra em direção à rede) corresponde à função de medição convencional baseada na injeção/extração de potência. Por outro lado, a segunda função de medição (do ponto de vista da barra em direção à carga ou gerador) corresponde à modelagem da dependência da geração ou da demanda com relação à

frequência. Conseqüentemente, há duas possíveis funções de medição associadas com um mesmo medidor. A Figura 5.1 ilustra a formulação da ideia de duplicidade de funções de medição.

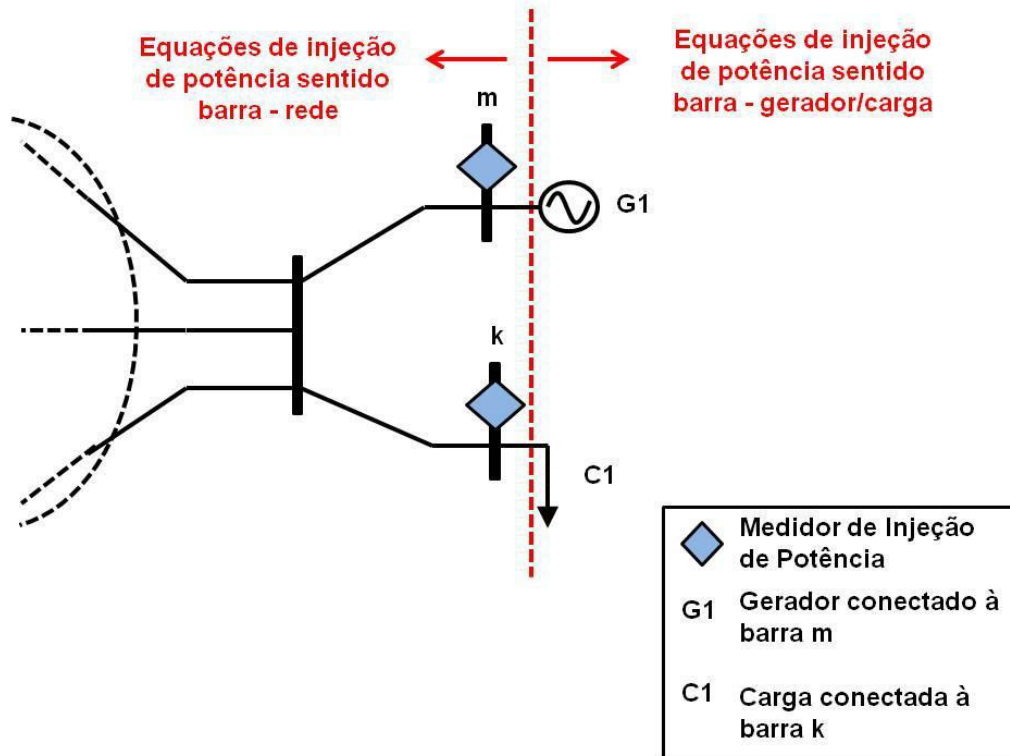


Figura 5.1 Medições de injeção de potência associadas a uma barra

As funções de medições de potências ativa e reativa no sentido barra-gerador estão associadas às equações de estatismo. Por outro lado, as funções de medições de potência ativa e reativa no sentido barra-carga são definidas de acordo com modelo de carga dependente da frequência. Em relação às medições para o sentido barra-rede, as funções de medição (tanto das cargas como dos geradores) são em função do estado da rede, ou seja, usa-se as magnitude e os ângulos das tensões nodais para definir as injeções de potências ativa e reativa. Desta forma, considera-se que há uma medição fictícia (virtual) adicional associada à cada barra de carga ou geração. Esta medição fictícia está associada com a função de medição dependente da frequência e possui a mesma variância da medição convencional baseada na injeção de potência, pois ambas as funções estão associadas com um mesmo medidor. Conseqüentemente, o número de medições do EEMI-Proposto é aumentado pelo número de medições fictícias dependentes da frequência associadas às barras de carga e geração. Finalmente, é importante mencionar que os valores medidos usados na medição real e na

medição fictícia são as mesmas, pois ambas medições estão associadas com um mesmo medidor mas com funções de medição distintas.

### 5.3.2 Equações de Medição associadas ao EEMI-Proposto

A seguir, têm-se as equações de medições utilizadas no processo de estimação do EEMI - Proposto.

**i. Equação associada à medição de frequência em cada barra com geração distribuída:**

Considera-se que em cada gerador seja disponível uma medição de frequência. A função é a própria variável de estado  $f$ .

$$f_i = f \text{ para } i \in \Omega_G \quad (5.11)$$

Em que:

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

$f_i$  é a frequência na barra conectada ao gerador  $i$ .

**ii. Equação associada à medição de tensão nas barra:**

$$V_k = V_k \text{ para } k \in \Omega_K \quad (5.12)$$

Em que:

$\Omega_K$  é o conjunto de barras da microrrede;

$V_k$  é a magnitude de tensão na barra  $k$  ;

**iii. Equações associadas às medições de injeção de potência ativa e reativa em pontos de cargas:**

- Potência vista pelo medidor saindo da barra  $k$  em direção à rede.

$$P_{C_k}(V, \theta) = -V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_C \quad (5.13)$$

$$Q_{C_k}(V, \theta) = -V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_C \quad (5.14)$$

Em que:

$k$  é a barra em que a carga está conectada;

$\Omega_C$  é o conjunto de pontos cargas;

$\Omega_k$  é o conjunto de barras vizinhas à  $k$ , incluindo ela própria;

$P_{C_k}(V, \theta)$  e  $Q_{C_k}(V, \theta)$  são as injeções de potências ativa e reativa, respectivamente, para a carga conectada na barra  $k$  definidas no sentido barra-rede.

- Potência vista pelo medidor saindo da barra  $k$  em direção à carga.

$$P_{C_k}(V, f) = P_{C_k}^{nom}(V_k)^a (1 + K_k^{pf} \Delta f) \text{ para } k \in \Omega_C \quad (5.15)$$

$$Q_{C_k}(V, f) = Q_{C_k}^{nom} x(V_k)^b (1 + K_k^{qf} \Delta f) \text{ para } k \in \Omega_C \quad (5.16)$$

Em que:

$\Omega_C$  é o conjunto de pontos de carga;

$P_{C_k}(V, f)$  e  $Q_{C_k}(V, f)$  são as extrações de potências ativa e reativa, respectivamente, para a carga conectada a barra  $k$  definidas no sentido barra-carga (em função da frequência e da tensão).

$P_{C_k}^{nom}$  e  $Q_{C_k}^{nom}$  são as potências ativa e reativa nominais, respectivamente da carga conectada a barra  $k$ .

$K_k^{pf}$  e  $K_k^{qf}$  são os coeficientes que relacionam a frequência com as potências ativa e reativa respectivamente, da carga conectada na barra  $k$ .

$\Delta f = f - f^{esp}$  é o desvio de frequência, no qual  $f^{esp}$  é a frequência especificada.

Os valores de  $P_{C_k}^{nom}$  e  $Q_{C_k}^{nom}$  são obtidas a partir de dados de pesquisas realizadas para identificar características das cargas dos consumidores.

#### iv. Equações associadas às medições de injeção de potência ativa e reativa em barras com geração distribuída:

- Potência vista pelo medidor saindo da barra  $k$  em direção à rede.

$$P_{g_k}(V, \theta) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_G \quad (5.17)$$

$$Q_{g_k}(V, \theta) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \text{ para } k \in \Omega_G \quad (5.18)$$

Em que:

$\Omega_G$  é o conjunto de geradores;

$k$  é a barra em que o gerador está conectado;

$G_{km}(B_{km})$  é o elemento da matriz condutância (susceptância) nodal associado com os nós  $k - m$ .

$P_{g_k}(V, \theta)$  e  $Q_{g_k}(V, \theta)$  são as injeções de potências ativa e reativa, respectivamente, do gerador conectado a barra  $k$  definidas no sentido barra-rede.

- Potência vista pelo medidor saindo da barra  $k$  em direção à unidade geradora.

$$Pg_k(f) = Pg_k^{esp} + K_k^P(f^{esp} - f) \text{ para } k \in \Omega_G \quad (5.19)$$

$$Qg_k(V) = Qg_k^{esp} + K_k^Q(V^{esp} - V) \text{ para } k \in \Omega_G \quad (5.20)$$

Em que:

$\Omega_G$  é o conjunto de geradores;

$k$  é a barra em que o gerador  $i$  está conectado;

$Pg_k^{esp}$  e  $Qg_k^{esp}$  são as potências ativa e reativa especificadas, respectivamente na barra  $k$ ;

$K_k^P$  e  $K_k^Q$  são os coeficientes de estatismo do gerador conectado à barra  $k$ .

$Pg_k(f)$  e  $Qg_k(V)$  são as injeções de potências ativa e reativa, respectivamente, do gerador conectado a barra  $k$  definidas no sentido barra-gerador (em função da frequência e da tensão).

Os valores de  $Pg_k^{esp}$  e  $Qg_k^{esp}$  são obtidos a partir do pré-despacho da microrrede. O pré-despacho consiste em minimizar os custos de produção de energia sujeito às seguintes restrições: balanço de potência ativa e reativa nas barras, limites mínimos e máximos para a geração de potência ativa e reativa e intervalos para as magnitudes das tensões. Desta forma, o pré-despacho é resolvido utilizando-se técnicas de programação não linear.

**v. Equações associadas às medições de fluxo de potência ativa e reativa nos ramos:**

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (5.21)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (5.22)$$

Em que:

$P_{km}$  e  $Q_{km}$  são os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente no ramo  $k - m$ ;

$g_{km}$  e  $b_{km}$  são a condutância e susceptância, respectivamente do ramo  $k - m$ ;

$b_{km}^{sh}$  é a susceptância shunt do ramo  $k - m$ .

As equações (5.11) -(5.22) formam o conjunto de equações utilizadas na formulação desenvolvida para resolver o problema EEMI-Proposto.

Com a finalidade de melhorar o entendimento da construção do conjunto de equações do vetor  $h(\mathbf{x})$ , toma-se como exemplo o sistema da Figura 5.2.



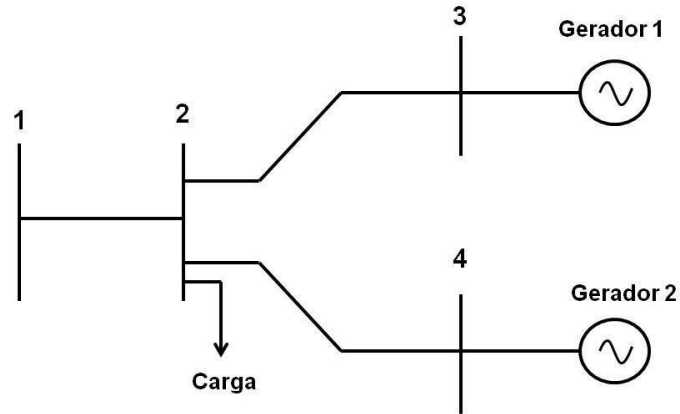


Figura 5.2 - Microrrede ilustrativa com 4 barras

O sistema hipotético é composto por 4 barras, sendo duas barras com geradores distribuídos síncronos, uma barra com carga e uma barra sem carga e sem gerador. De acordo com a metodologia proposta, o conjunto  $h(x)$  é formado pelas equações que se seguem.

**i. Medições de injeção de potências ativas e reativas**

- Barra 2:  $P_{c_2}(V, \theta), P_{c_2}(V, f), Q_{c_2}(V, \theta), Q_{c_2}(V, f)$
- Barra 3:  $P_{g_3}(V, \theta), P_{g_3}(f), Q_{g_3}(V, \theta), Q_{g_3}(V)$
- Barra 4:  $P_{g_4}(V, \theta), P_{g_4}(f), Q_{g_4}(V, \theta), Q_{g_4}(V)$

**ii. Medições de magnitude de tensão**

- Barra 2:  $V_2$
- Barra 3:  $V_3$
- Barra 4:  $V_4$

**iii. Medições de frequência**

- Barra 3:  $f_3$
- Barra 4:  $f_4$

**iv. Medições de fluxo de potência ativa e reativa**

- Ramo 1 - 2:  $P_{12}, Q_{12}$
- Ramo 2 - 4:  $P_{24}, Q_{24}$
- Ramo 2 -3:  $P_{23}, Q_{23},$

A estrutura da Matriz Jacobiana do estimador EEMI-Proposto é mostrada a seguir.

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} & \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial f} \\ \frac{\partial V}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial V} & \frac{\partial V}{\partial f} \\ \frac{\partial P^{fluxo}(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{fluxo}(V, \theta)}{\partial V} & \frac{\partial P^{fluxo}(V, \theta)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q^{fluxo}(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{fluxo}(V, \theta)}{\partial V} & \frac{\partial Q^{fluxo}(V, \theta)}{\partial f} \\ \frac{\partial P_g(V)}{\partial \theta} & \frac{\partial P_g(V)}{\partial V} & \frac{\partial P_g(V)}{\partial f} \\ \frac{\partial P_c(V, f)}{\partial \theta} & \frac{\partial P_c(V, f)}{\partial V} & \frac{\partial P_c(V, f)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_g(V)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_g(V)}{\partial V} & \frac{\partial Q_g(V)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_c(V, f)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_c(V, f)}{\partial V} & \frac{\partial Q_c(V, f)}{\partial f} \\ \frac{\partial f}{\partial \theta} & \frac{\partial f}{\partial V} & \frac{\partial f}{\partial f} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

Na equação (5.23) os elementos em vermelho indicam as novas partições da Matriz Jacobiana associadas com:

- i) A introdução da frequência no vetor de estado (terceira coluna vermelha).
- ii) As medições fictícias nas barras de carga e geração (as quatro primeiras linhas vermelhas).
- iii) Medições de frequência nas barras de geração (quinta linha vermelha).

As derivadas das novas funções de medição em relação ao vetor de estado são dadas a seguir. As demais foram definidas na seção 4.2.

### i) Medições de Injeção de Potência

#### a. Elementos correspondentes às medições de injeção de potência ativa

$$\frac{\partial P_k(V, \theta)}{\partial f} = 0 \quad (5.24)$$

$$\frac{\partial Q_k(V, \theta)}{\partial f} = 0 \quad (5.25)$$

$$\frac{\partial P_{g_k}(f)}{\partial \theta_k} = 0 \quad (5.26)$$

$$\frac{\partial P g_k(f)}{\partial V_k} = 0 \quad (5.27)$$

$$\frac{\partial P g_k(f)}{\partial f} = -\frac{1}{K_k^P} \quad (5.28)$$

$$\frac{\partial P c_k(V, f)}{\partial \theta_k} = 0 \quad (5.29)$$

$$\frac{\partial P c_k(V, f)}{\partial V_k} = a P c_k^{nom} (1 + K_k^{pf} \Delta f) V_k^{a-1} \quad (5.30)$$

$$\frac{\partial P c_k(V, f)}{\partial f} = P c_k^{nom} K_k^{pf} V_k^a \quad (5.31)$$

**b. Elementos correspondentes às medições de injeção de potência reativa**

$$\frac{\partial Q g_k(V)}{\partial \theta_k} = 0 \quad (5.32)$$

$$\frac{\partial Q g_k(V)}{\partial V_k} = -\frac{1}{K_k^Q} \quad (5.33)$$

$$\frac{\partial Q g_k(V)}{\partial f} = 0 \quad (5.34)$$

$$\frac{\partial Q c_k(V, f)}{\partial \theta_k} = 0 \quad (5.35)$$

$$\frac{\partial Q c_k(V, f)}{\partial V_k} = b Q c_k^{nom} (1 + K_k^{qf} \Delta f) V_k^{b-1} \quad (5.36)$$

$$\frac{\partial Q c_k(V, f)}{\partial f} = Q c_k^{nom} K_k^{qf} V_k^b \quad (5.37)$$

**ii) Medições de magnitude de tensão**

$$\frac{\partial V_k}{\partial f} = 0 \quad (5.38)$$

**iii) Medições de fluxo de potência ativa e reativa**

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial f} = 0 \quad (5.39)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial f} = 0 \quad (5.40)$$

**iv) Medições de frequência**

$$\frac{\partial f_k}{\partial V_k} = 0 \quad (5.41)$$

$$\frac{\partial f_k}{\partial \theta_k} = 0 \tag{5.42}$$

$$\frac{\partial f_k}{\partial f} = 1 \tag{5.43}$$

# Capítulo 6

## Resultados

---

---

### 6.1 Introdução

Este capítulo tem como principal objetivo a apresentação dos resultados referentes às metodologias propostas para resolver o problema de EE em microrredes em operação ilhada. As metodologias propostas foram implementadas usando-se a linguagem de programação do MATLAB.

Nesta dissertação têm-se o desenvolvimento e implementação de duas formulações:

- i. EEMI-Convencional: as variáveis estimadas são fase e módulo das tensões nas barras da microrrede ilhada, com posterior cálculo da frequência.
- ii. EEMI-Proposto: as variáveis estimadas são fase e módulo tensões nas barras e frequência da microrrede ilhada.

Neste capítulo também são apresentados os índices estatísticos empregados na avaliação e comparação dos estimadores implementados nesta dissertação. Os resultados obtidos com as metodologias propostas são avaliados estatisticamente gerando-se uma amostra sintética de vetores de estado sistema obtida através da Simulação de Monte Carlo (SMC). Cada elemento da amostra de vetores de estado do sistema é obtido sorteando-se os valores das medições com base na hipótese dos erros de medição serem normalmente distribuídos. Após o sorteio das medições, uma estimação de estado é realizada com um método de interesse para se obter o vetor de variáveis de estado correspondente ao vetor de medições sorteado. Este processo é repetido até que se obtenha uma amostra de vetores de estado do sistema com um tamanho especificado. A partir desta amostra podem ser calculados diferentes índices estatísticos de interesse, tais como: média, variância, distribuições de probabilidade, etc.

Os algoritmos apresentados nesta dissertação foram testados na microrrede proposta em Singh, Misra e Singh (2007) e Abdelaziz et al. (2013).

## 6.2 Descrição do Sistema Teste

O sistema teste utilizado neste trabalho possui 38 barras e opera com cinco geradores convencionais a gás. A configuração da microrrede é mostrada na Figura 6.1.

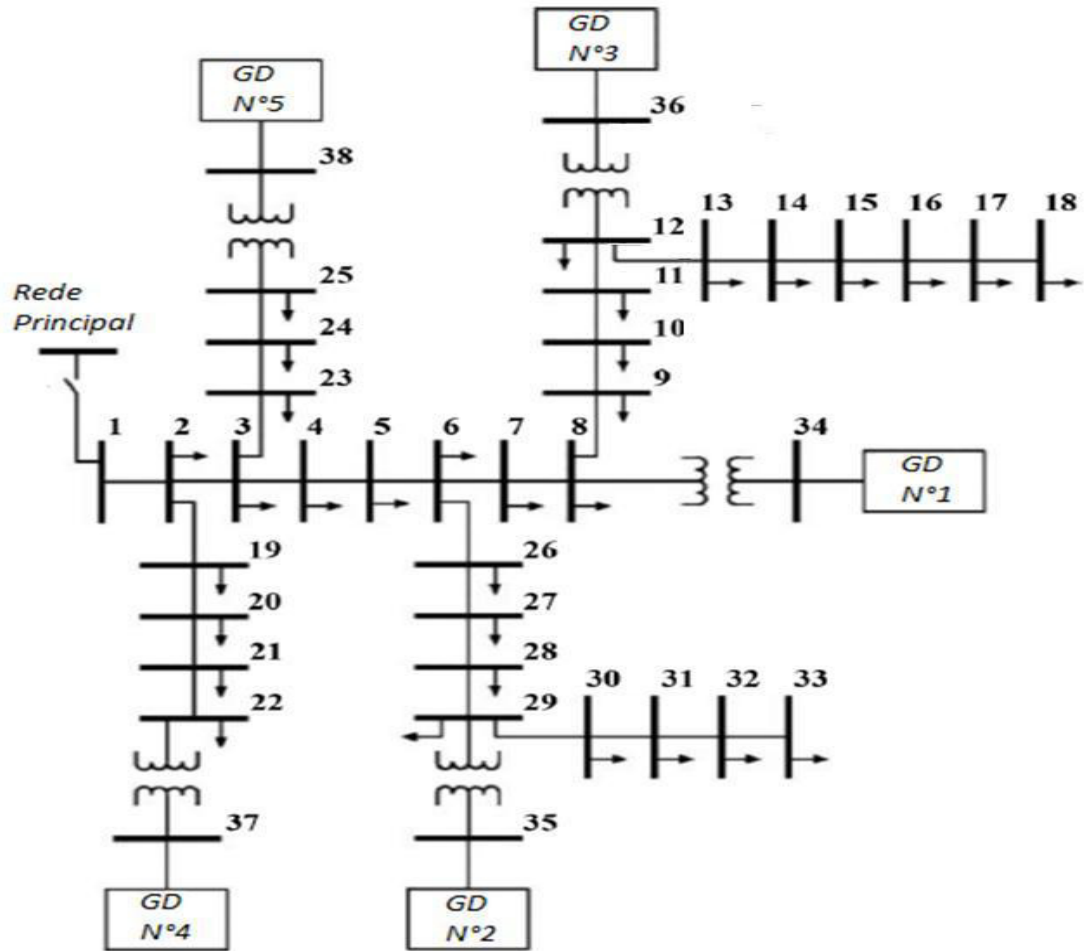


Figura 6.1 Diagrama unifilar do sistema-teste (Adaptado de (ABDELAZIZ et al., 2013))

Na Tabela 6.1 são expostas as características da microrrede utilizada no trabalho.

Tabela 6.1 - Características do sistema-teste

<b>Quantidade de barras</b>	38
<b>Tensão base</b>	12,66 kV
<b>Potência base</b>	1,0 MVA
<b>Quantidade de geradores</b>	05
<b>Carga ativa total</b>	3,715 MW
<b>Carga reativa total</b>	2,30 MVAr

A Tabela 6.2 mostra os dados dos geradores distribuídos do sistema-teste.

Tabela 6.2 - Dados dos geradores em pu

<b>GD</b>	$K^P$	$K^Q$	$P_{max}$	$Q_{max}$
1	$0,751 \times 10^{-3}$	0,01667	2,4	1,8
2	$1,501 \times 10^{-3}$	0,03333	1,2	0,9
3	$4,504 \times 10^{-3}$	0,01000	0,4	0,3
4	$2,252 \times 10^{-3}$	0,05000	0,8	0,6
5	$4,504 \times 10^{-3}$	0,01000	0,4	0,3

Todos os dados de circuito, tais como impedância, reatância, etc. foram retirados de Singh, Misra e Singh (2007).

No controle primário as cargas foram modeladas de acordo com a expressão dada na equação (3.57), ou seja, com dependência da tensão e frequência. Os expoentes  $a$  e  $b$  foram extraídos de Singh, Misra e Singh (2007), Singh, Pal e Vinter (2009) e Abdelaziz et al. (2013) e variam de acordo com o tipo da carga: constante, industrial, residencial e comercial. Esses dados são apresentados na Tabela 6.3. Para os coeficientes  $K^{pf}$  e  $K^{qf}$  foram adotados os valores fornecidos por Abdelaziz et al. (2013) que consideram os valores de 1 e -1, respectivamente.

Tabela 6.3 Valores dos expoentes e tipos de carga

<b>Tipo da Carga</b>	$a$	$b$
Constante	0.00	0.00
Industrial	0.18	6.00
Residencial	0.92	4.04
Comercial	1.51	3.40

### 6.3 Plano de Medição

Como exposto anteriormente, uma das principais características da microrrede é a presença de uma integrada infraestrutura de medição responsável pela monitoração dos elementos da rede. Assim, neste trabalho não se fez necessário o uso de grande quantidade de pseudomedições para garantir a observabilidade da microrrede.

Como pode ser observado na Figura 6.1, a barra 1 se configura como o ponto de acoplamento comum da microrrede e é definida nas formulações implementadas como a barra de referência angular no fluxo de potência com barra de folga distribuída.

O plano de medição para os dois estimadores de estado propostos é definido abaixo:

- Medições de injeções de potência ativa/reactiva nas barras com carga e geração;
- Medições de magnitude de tensão nas barras com carga e geração;
- Medições de frequência nas barras com geração distribuída;
- Medições de fluxo de potência ativa/reactiva nos ramos 2-3, 2-19, 3-4, 3-23, 6-7 e 6-26.

Vale ressaltar que em relação ao EEMI-Proposto, as medições de injeção de potência ativa/reactiva nas barras de carga e geração são duplicadas. Adicionalmente, há medições de frequência em cada barra de geração.

Os valores das medições são obtidos adicionando erros à solução encontrada pelo fluxo de carga com barra de folga distribuída. Estes erros de medição têm distribuição normal com média nula e desvios padrões definidos de acordo com (6.1) (SINGH; PAL; JABR, 2008).

$$\sigma_i = \frac{\varepsilon_i^{max}(\%)}{300} \cdot z_i^{true} \quad (6.1)$$

Em que:

$z_i^{true}$  é o valor verdadeiro da grandeza medida  $i$  obtido a partir do fluxo de potência do caso base;

$\varepsilon_i^{max}$  é o valor máximo do erro associado à medição  $i$  (em percentagem);

$\sigma_i$  é o desvio padrão da distribuição normal associado à medida  $i$ .

As barras com injeções de potência nula nos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto foram consideradas como pseudomedições com desvio padrão de  $10^{-4}$ . Todas as demais medições foram consideradas reais, com erro máximo de 3%.

## 6.4 Índices Estatísticos para Análise dos Estimadores

Os resultados dos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto são analisados através de índices estatísticos. As comparações são realizadas a fim de identificar se os índices estatísticos associados com o EEMI-Proposto são melhores que aqueles referentes ao EEMI-Convencional com base nos seguintes critérios: erro relativo médio, risco de violação



de limites para os erros relativos, tendência, consistência, qualidade. Nas próximas subseções serão definidos os índices estatísticos usados para avaliar a metodologia proposta.

#### 6.4.1 Erros Médios

Uma das características mais importantes da função de EE é a precisão dos valores estimados. O objetivo central é obter a estimativa mais precisa possível com relação ao estado verdadeiro do sistema.

Uma avaliação quantitativa da precisão dos algoritmos pode ser realizada calculando-se os erros médios dos valores estimados em relação ao caso base. O caso base é constituído pelos valores verdadeiros do estado da microrrede que são obtidos através da solução do fluxo de carga (explicitado no Capítulo 3). Matematicamente, os erros médios são calculados segundo a equação (6.2).

$$\bar{e}_x = \frac{\sum_{s=1}^{NS} |x_s - x_s^{caso\_base}|}{NS} \quad (6.2)$$

Em que:

$x_s$  é a variável de estado na simulação  $s$ ;

$x_s^{caso\_base}$  é a variável de estado do caso base (valor verdadeiro);

$NS$  é o tamanho da amostra gerada através da SMC.

#### 6.4.2 Índices de Probabilidade do Erro Relativo

Em Singh, Pal e Vinter (2009) é proposto um índice de probabilidade do erro relativo entre os valores verdadeiros e estimados das variáveis ser menor ou igual a um valor especificado. Este índice é definido pela seguinte equação:

$$P_i = Pr \left\{ \left| \frac{\hat{v}^i - v_t^i}{v_t^i} \right| \leq \epsilon_v \text{ e } \left| \frac{\hat{\theta}^i - \theta_t^i}{\theta_t^i} \right| \leq \epsilon_\theta \right\} \text{ para } i = 2, \dots, nb \quad (6.3)$$

Em que:

$V_t^i$  e  $\theta_t^i$  são os valores verdadeiros da magnitude e ângulo da tensão na barra  $i$ , respectivamente;

$\hat{V}^i$  e  $\hat{\theta}^i$  são os valores estimados da magnitude e ângulo da tensão na barra  $i$ , respectivamente.

$nb$  é o número de barras do sistema;

$\epsilon_V$  e  $\epsilon_\theta$  são os valores especificados para o erro relativo da magnitude e ângulo da tensão.

$P_i$  é a probabilidade dos módulos dos erros relativos da tensão serem menores do que tolerâncias especificadas  $\epsilon_V$  ( $\epsilon_\theta$ ).

O valor da probabilidade  $P_i$  é calculado através da SMC usando a definição de valor médio como se segue:

$$\tilde{E}[P_i] = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} F_i(\hat{V}_j^i, \hat{\theta}_j^i) \quad (6.4)$$

Onde:

$\tilde{E}[P_i]$  é o valor estimado de  $P_i$  calculado via SMC.

$\hat{V}_j^i$  ( $\hat{\theta}_j^i$ ) é o valor estimado da magnitude (do ângulo) da tensão na barra  $i$  para o elemento  $j$  da amostra de estados estimados gerada pela SMC.

$F_i(\hat{V}_j^i, \hat{\theta}_j^i)$  é uma função-teste associada com o índices  $\tilde{E}[P_i]$ , respectivamente, definida como se segue:

$$F_i(\hat{V}_j^i, \hat{\theta}_j^i) = \begin{cases} 1, & \text{se } \left| \frac{\hat{V}_j^i - V_t^i}{V_t^i} \right| \leq \epsilon_V \text{ e } \left| \frac{\hat{\theta}_j^i - \theta_t^i}{\theta_t^i} \right| \leq \epsilon_\theta \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (6.5)$$

### 6.4.3 Tendência

Um estimador de estado é não tendencioso se o valor esperado do erro na estimação de estado é zero (SINGH; PAL; JABR, 2008).

$$E[(\mathbf{x}_t - \hat{\mathbf{x}})] = \mathbf{0} \quad (6.6)$$

Em que:

$\mathbf{x}_t$  é o vetor de estado verdadeiro;

$\hat{\mathbf{x}}$  é o vetor de estado estimado.

### 6.4.4 Consistência

No contexto de estimação de estado, uma medida de consistência é o erro estimado normalizado, definido de acordo com (6.7).

$$\mathbf{e} = (\mathbf{x}_t - \hat{\mathbf{x}})^T \hat{\mathbf{P}}_x^{-1} (\mathbf{x}_t - \hat{\mathbf{x}}) \quad (6.7)$$

Em que  $\hat{\mathbf{P}}_x$  é a matriz de covariância dos erros estimados normalizados.

Neste trabalho, a matriz  $\hat{\mathbf{P}}_x$  é calculada a partir de um conjunto amostral de erros estimados. Dada a matriz de erros normalizados estimados denotada por:

$$\mathbf{E}_{mn}^{norm} = \begin{bmatrix} e_{11} & e_{12} & \dots & e_{1n} \\ e_{21} & e_{22} & \dots & e_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ e_{m1} & e_{m2} & \dots & e_{mn} \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

sendo que  $m$  é o número de observações (número de amostras) e  $n$  é o número de variáveis estimadas. Define-se ainda, o vetor de médias amostrais dado por:

$$\bar{\mathbf{E}} = \begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \\ \vdots \\ \bar{E}_n \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

Em que cada elemento de  $\bar{\mathbf{E}}$  é dado por:

$$\bar{E}_i = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m E_{ki}^{norm}, \forall i = 1, \dots, n \quad (6.10)$$

Dessa maneira, a matriz de covariância amostral é definida por:

$$\hat{\mathbf{P}}_x = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & \dots & S_{1n} \\ S_{21} & S_{22} & \dots & S_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{n1} & S_{n2} & \dots & S_{nn} \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

Sendo que cada elemento é definido da seguinte maneira:

$$\hat{P}_x^{ij} = S_{ij} = \frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^m (e_{ki} - \bar{E}_i)(e_{kj} - \bar{E}_j), \forall i, j = 1, \dots, n \quad (6.12)$$

Cada elemento da matriz de covariância  $\hat{\mathbf{P}}_x$  representa a covariância amostral entre a  $i$ -ésima e a  $j$ -ésima variável.

O estimador de estado é dito consistente, se os valores de  $\mathbf{e}$  estiverem dentro dos limites de confiança, que são obtidos através de análises estatísticas (SINGH; PAL; JABR, 2008).

Pode ser mostrado que se os erros de medição são normalmente distribuídos, os erros estimados correspondentes a essas medições serão normalmente distribuídos com vetor de médias iguais a zero e matriz de covariância dada por  $E[(\mathbf{x}_t - \hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x}_t - \hat{\mathbf{x}})^T]$ . Desta forma,  $\mathbf{e}$  deve seguir distribuição  $\chi^2$  com  $n$  graus de liberdade, sendo  $n$  o número de variáveis estimadas. Quando a SMC é realizada com um grande número de elementos na amostra, o valor esperado  $E[\mathbf{e}]$  deve se aproximar do número de variáveis estimadas (SINGH; PAL;

JABR, 2008). Os limites superior e inferior para um nível de confiança  $\alpha$  são dados por:  $\chi_n^2(1 + \alpha/2)$  e  $\chi_n^2(1 - \alpha/2)$ , respectivamente.

#### 6.4.5 Qualidade

A qualidade de uma estimativa é inversamente relacionada à sua variância. Altos valores de variância indicam maior dispersão das variáveis. A qualidade do estimador de estado é baseada nos valores numéricos da variância total que é definida pelo traço da matriz de covariância dos erros estimados  $\hat{\mathbf{P}}_x$ . Numericamente, a qualidade do estimador é definida de acordo com a equação (6.13) abaixo (SINGH; PAL; JABR, 2008).

$$Q = \log\left(\frac{1}{\text{tr}(\hat{\mathbf{P}}_x)}\right) \quad (6.13)$$

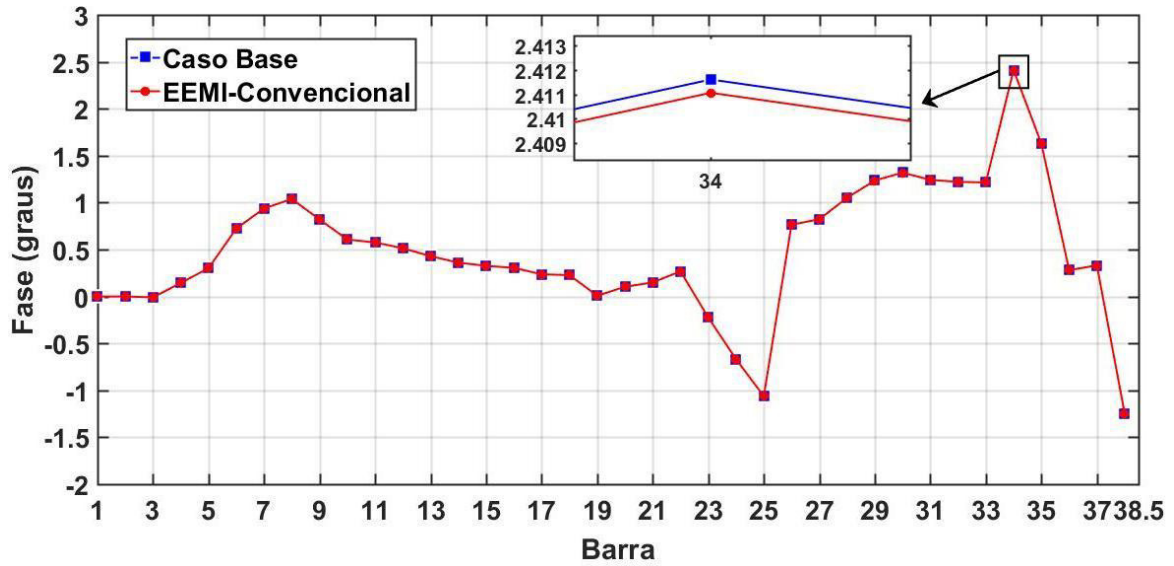
Para fins de comparação, o estimador com maior qualidade é aquele que apresenta o maior valor numérico de  $Q$ , ou seja, menor variância total.

### 6.5 Comparação dos Estimadores de Estado para Microrredes Ilhadas

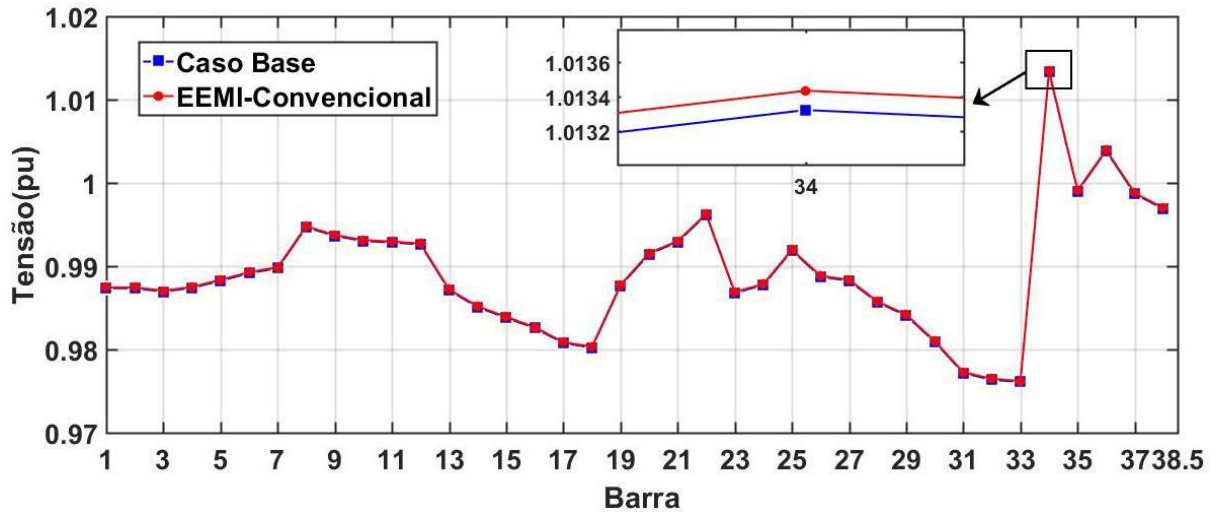
Nesta secção são apresentadas as avaliações e comparações dos resultados obtidos nas simulações a partir da SMC para cada metodologia de EEMI implementado: EEMI-Convencional e EEMI-Proposto. O estimador EEMI-Convencional é utilizado apenas com o propósito de comparar seus resultados com o estimador em que a frequência faz parte do vetor de estado, ou seja, o EEMI-Proposto.

Neste trabalho, a SMC é realizada com uma amostra de 1000 elementos. Em cada elemento desta amostra, sorteia-se um conjunto de medições e executa-se o processo de estimação de estado.

A Figura 6.2 exibe os resultados encontrados com o EEM-Convencional em comparação ao caso base. Nesta figura, são apresentados os valores médios calculados a partir da amostra gerada pela SMC.



(a)

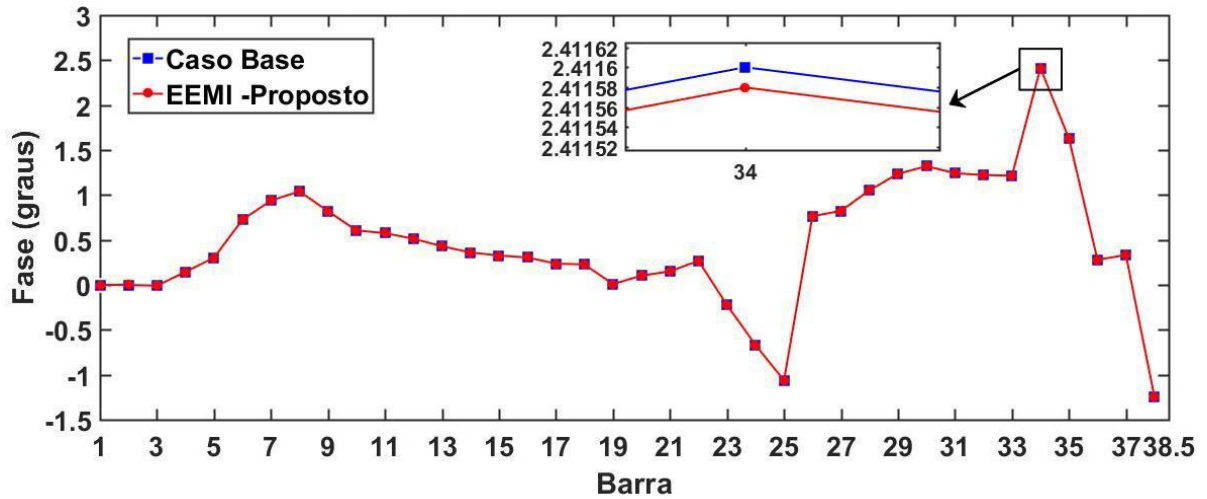


(b)

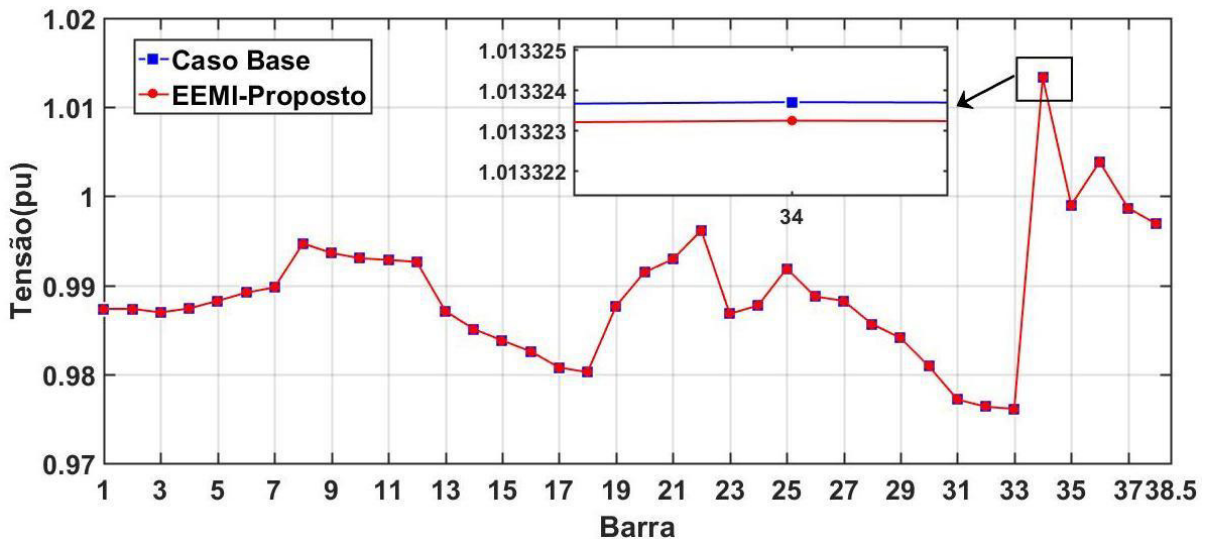
Figura 6.2 - Resultados do EEMI - Convencional em comparação ao caso base para os ângulos (a) e magnitudes de tensão (b)

A partir da Figura 6.2, nota-se que os valores estimados médios para os ângulos e magnitudes de tensão se ajustaram bem aos valores do caso base. As diferenças entre as curvas são muito pequenas, como pode ser visualizado no intervalo em destaque. O valor estimado médio da frequência também foi computado. O valor encontrado foi igual ao valor base, ou seja, 0,9987 pu (59,9216 Hz).

A Figura 6.3 apresenta os resultados obtidos com o estimador EEMI-Proposto. Neste caso, também realizou-se a comparação com os valores do caso base.



(a)



(b)

Figura 6.3 - Resultados do EEMI - Proposto em comparação ao caso base para os ângulos (a) e magnitudes de tensão (b)

Observa-se também neste estimador que as curvas se sobrepõem, apontando desta maneira, a precisão do estimador EEMI-Proposto. Entretanto, nota-se pelas áreas ampliadas, que a diferença entre as curvas são bem menores no EEMI-Proposto, tanto para as magnitudes de tensão quanto para os ângulos. Em relação à estimação da frequência, a metodologia se qualificada como viável uma vez que o valor atingiu o valor esperado, 0,9987 pu (59,9216 Hz).

Para uma avaliação mais quantitativa, na Tabela 6.4 têm-se as estatísticas relacionadas aos erros médios relativos entre o caso base (valores verdadeiros) e os valores estimados para

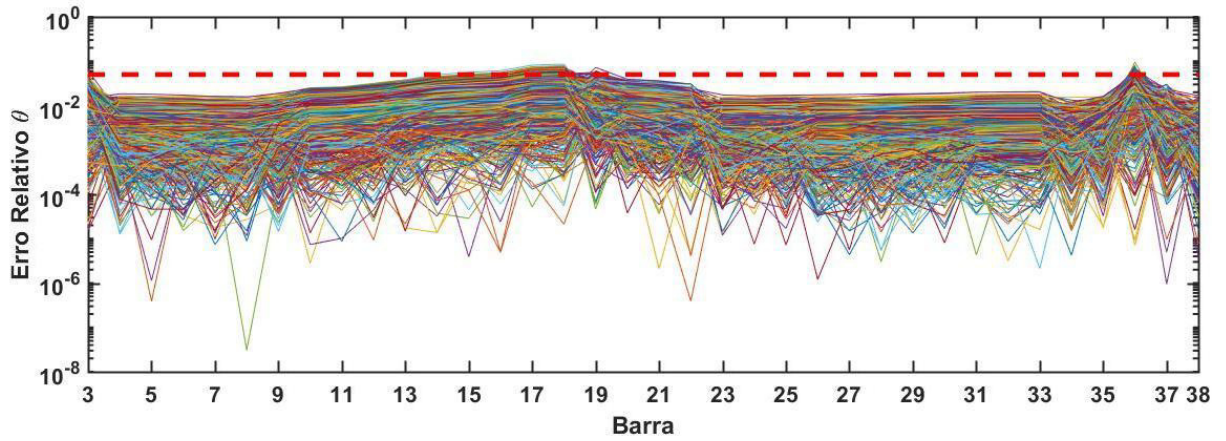
os ângulos e magnitudes de tensão nas barras e a frequência da microrrede. Para estes erros são calculados os valores mínimos e máximos e a média.

Tabela 6.4 - Erros médios relativos entre caso base e os estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto

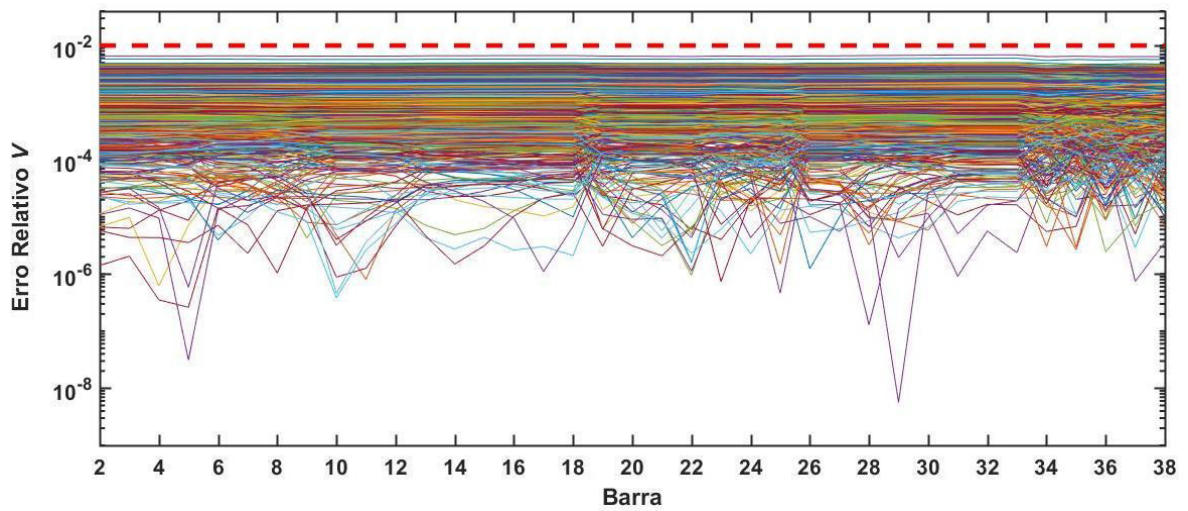
Variável	Erro Médio (%)	EEMI-Convencional	EEMI-Proposto
$\theta$	Mínimo	0,0042	0,0040
	Média	0,3651	0,2762
	Máximo	0,8038	0,5361
$V$	Mínimo	0,1286	0,0025
	Média	0,1316	0,0046
	Máximo	0,1333	0,0069
$f$	Mínimo	4,7240e-11	4,7589e-10
	Média	1,9010e-07	4,5594e-07
	Máximo	9,3953e-07	1,9303e-06

De acordo com a Tabela 6.4, considerando a variável relacionada aos ângulos de fase das tensões, nota-se que o estimador EEMI-Proposto apresentou valores razoavelmente melhores. Por exemplo, o valor máximo do erro obtido para o ângulo da tensão com o EEMI-Proposto foi de 0,5361% contra 0,8038% no EEMI-Convencional. Em relação as magnitudes de tensão, os ganhos são bem maiores. Verifica-se na Tabela 6.4, que o estimador EEMI-Proposto apresentou magnitudes de tensão mais precisas, ou seja, erros médios relativos menores. No EEMI-Convencional, os erros médios relativos associados às magnitudes de tensão são aproximadamente 19 vezes maiores. No tocante às frequências estimadas, os erros médios relativos calculados são irrisórios, próximos a zero. Com base nos resultados apresentados na Tabela 6.4, também pode-se aferir que os estimadores analisados são não tendenciosos, pois os erros obtidos são muito pequenos.

A Figura 6.4 e a Figura 6.5 ilustram os comportamentos dos erros relativos associados às variáveis de magnitude e ângulo das tensões nodais. Os limites pré-definidos para os erros relativos foram especificados em 1% para as magnitudes e 5% para ângulos (SINGH; PAL; VINTER, 2009). Estes limites estão representados pela linha vermelha tracejada nas figuras.



(a)

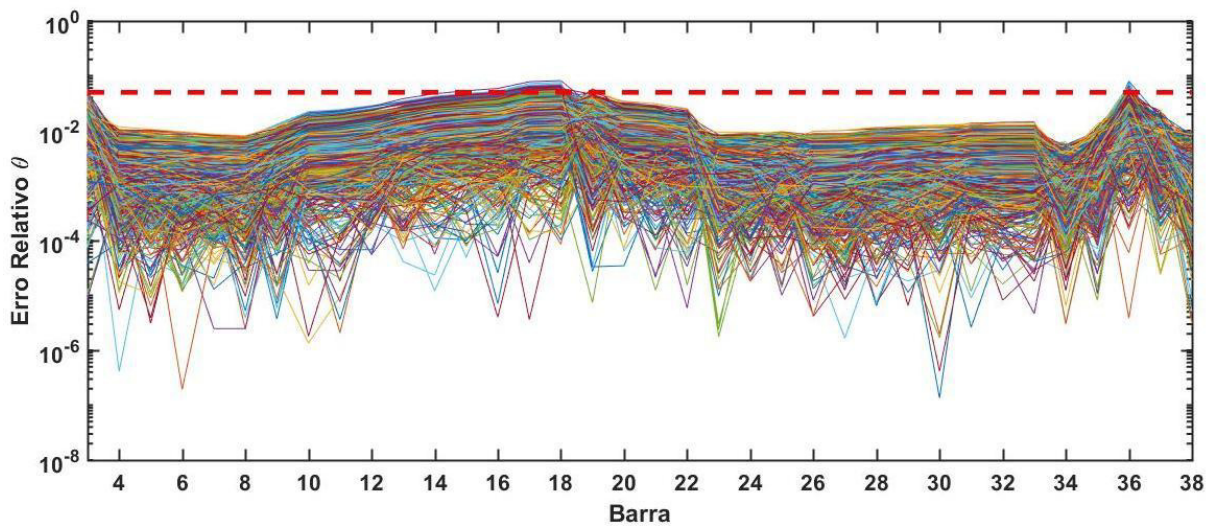


(b)

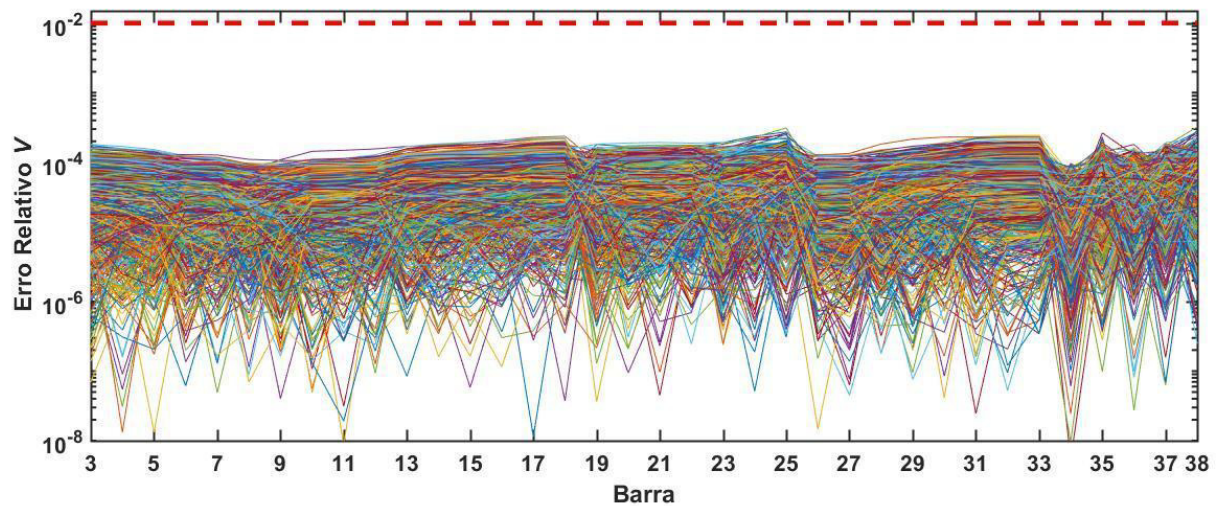
Figura 6.4 - Erros relativos da fase (a) e módulo (b) das tensões estimadas no EEMI-Convencional

Na Figura 6.4, têm-se os erros relativos obtidos no estimador EEMI-Convencional. Observa-se que apenas os erros relacionados aos ângulos excederam os limites pré-definidos, e somente em algumas barras. O mesmo comportamento pode ser visualizado na Figura 6.5, referente ao EEMI-Proposto.





(a)



(b)

Figura 6.5 - Erros relativos da fase (a) e módulo (b) das tensões no EEMI-Proposto

Comparando-se a Figura 6.4 (b) com a Figura 6.5 (b), comprova-se o ganho de precisão nas soluções de magnitudes de tensão. Embora em ambas metodologias os erros relativos não ultrapassem o limite de 1% determinado, verifica-se na Figura 6.5 (b) que estes erros são bem inferiores aos exibidos na Figura 6.4 (b).

Na Figura 6.6 e na Figura 6.7, têm-se os gráficos de barras dos índices  $P_i$  para o EEMI-Convencional e para o EEMI-Proposto. Os índices  $P_i$  expressam as probabilidades dos erros relativos associados com o módulo e fase da tensão em uma barra estarem abaixo de um valor de limiar pré-determinado.

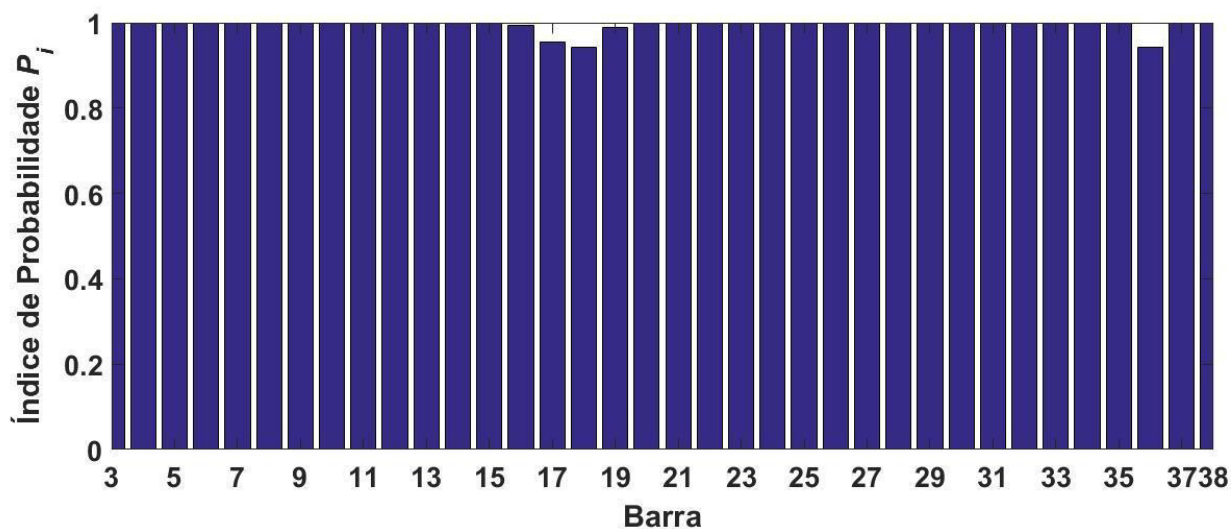


Figura 6.6 - Índice de probabilidade dos erros relativos das variáveis estimadas do EEMI-Convencional

A partir das Figuras 6.6. e 6.7, pode-se concluir que os menores valores de  $P_i$  estão relacionados às barras nas quais os valores dos erros relativos das fases das tensões ultrapassaram do limite de 5%.

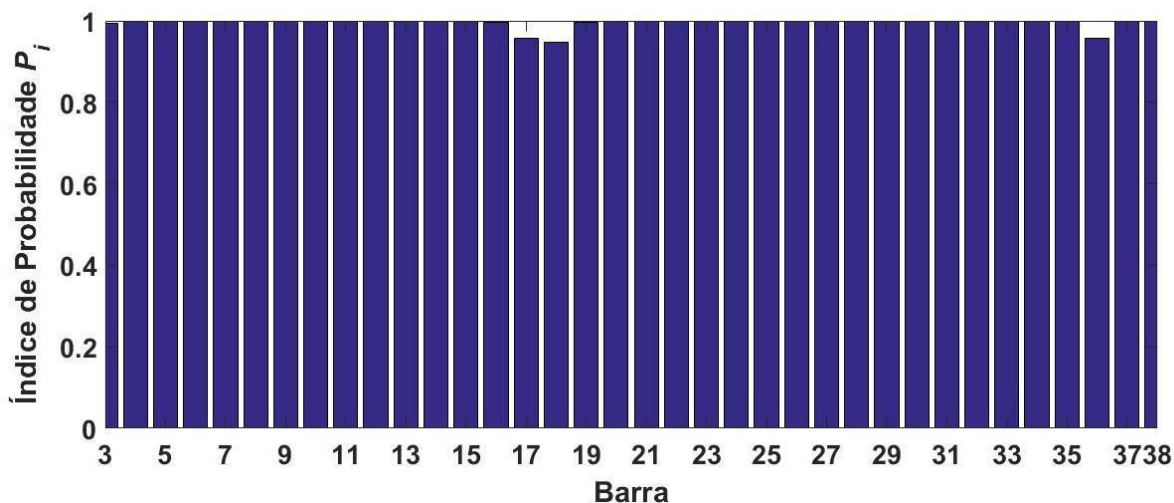


Figura 6.7 - Índice de probabilidade dos erros relativos das variáveis estimadas de EEMI-Proposto

Com base nos gráficos de barras das Figuras 6.6 e 6.7, constata-se que as duas metodologias implementadas apresentam resultados similares. Na Tabela 6.5 são mostrados os valores numéricos dos índices de probabilidade para algumas barras da microrrede.

Tabela 6.5 - Índices de probabilidades por barras

$P_i$	EEMI - Convencional	EEMI - Proposto
$P_{15}$	0,9980	0,9990
$P_{16}$	0,9930	0,9970
$P_{17}$	0,9540	0,9580
$P_{18}$	0,9430	0,9480
$P_{19}$	0,9880	0,9960
$P_{36}$	0,9430	0,9580

Da Tabela 6.5, observa-se que as probabilidades dos erros relativos não excederem os valores limiaries para o EEMI-Proposto são levemente maiores do que aquelas correspondentes ao EEMI-Convencional. Este resultado demonstra que a metodologia proposta resultou em uma pequena melhoria no risco dos erros relativos violarem os seus limites especificados.

A avaliação em relação à consistência dos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto é realizada através da amostra dos erros estimados normalizados (equação 6.7) obtida via SMC. A matriz de covariância  $\hat{P}_x$  utilizada neste teste é obtida a partir da amostra dos erros estimados, incluindo os erros relativos da variável de frequência e calculada de acordo com a equação (6.12).

Na Figura 6.8 e na Figura 6.9 são apresentados os testes de consistência do EEMI-Convencional e do EEMI-Proposto, respectivamente.

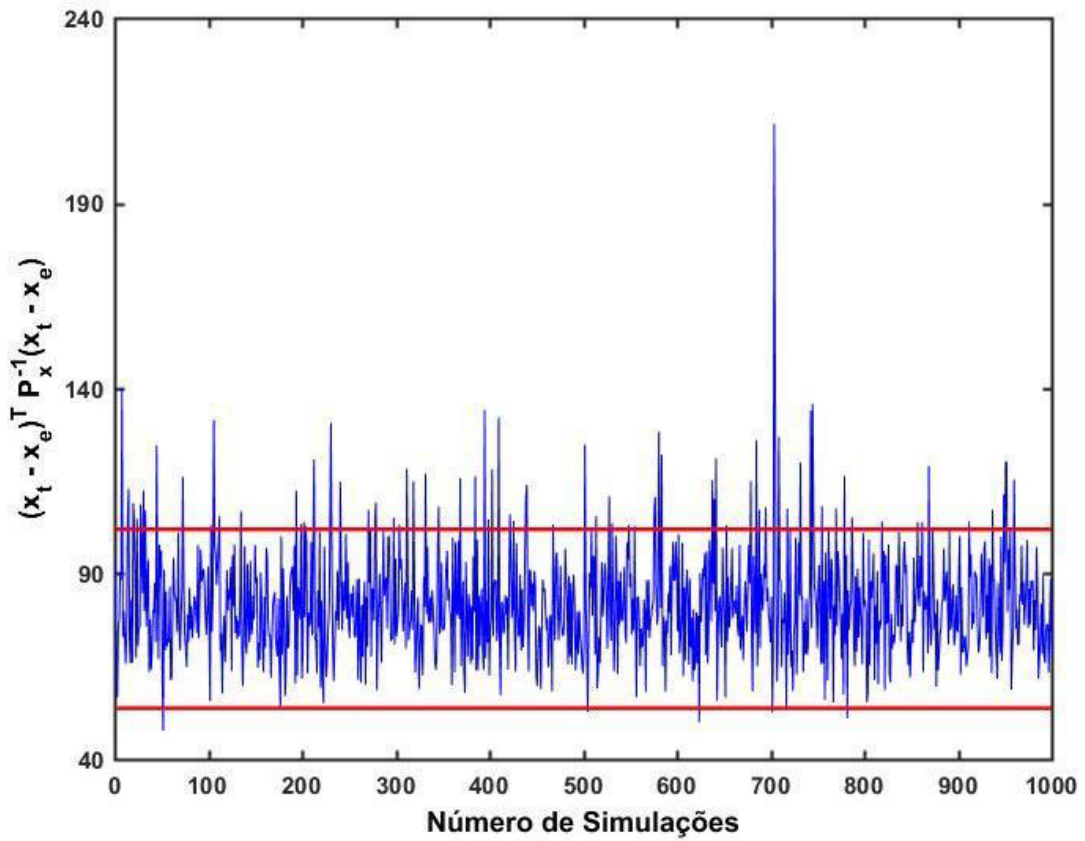


Figura 6.8 - Consistência do estimador EEMI-Convencional

Para o EEMI - Convencional, adota-se um nível de significância  $\alpha$  igual a 95% e com 76 graus de liberdade logo, os limites superior e inferior são fixados em 102,00 e 53,7821, respectivamente, que são representados pelas retas vermelhas nos gráficos. A partir da Figura 6.8 observa-se que há violações e a maioria destas são em relação ao limite superior.

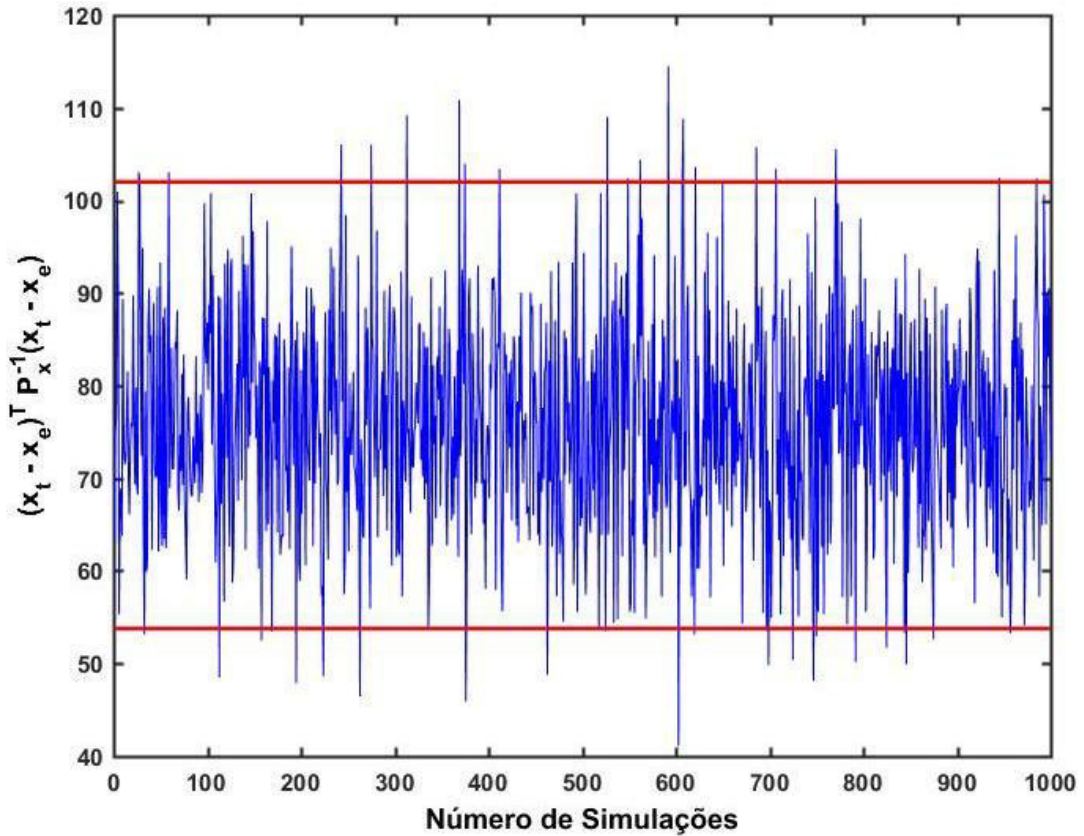


Figura 6.9 - Consistência do estimador EEMI - Proposto

Para o mesmo nível de significância e valores dos limites superior e inferior, a Figura 6.9 exibe o teste de consistência para o EEMI-Proposto. Houve também violações para este estimador, logo é difícil quantificar a consistência entre os estimadores explorados apenas com os gráficos plotados acima. Para resolver essa questão, faz-se uma análise das probabilidades dos erros normalizados violarem os limites especificados. As probabilidades calculadas estão apresentadas na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Probabilidade dos erros estimados normalizados violarem os limites inferior e superior no teste de consistência.

<b>Probabilidade de Violação (%)</b>	<b>EEMI-Convencional</b>	<b>EEMI-Proposto</b>
<b>Limite Inferior</b>	0,6	2,4
<b>Limite Superior</b>	8,5	1,9
<b>Bilateral</b>	9,1	4,3

A partir da Tabela 6.6, pode-se observar que as probabilidades de violação são baixas tanto para o EEMI-Convencional quanto para o EEMI-Proposto. Porém, tem-se uma redução

de aproximadamente 50% das violações com a metodologia proposta. Neste caso, o EEMI-Proposto configura-se como o estimador mais consistente deste trabalho.

Em relação a qualidade ( $Q$ ) dos estimadores implementados, os valores calculados são mostrados na Tabela 6.7

Tabela 6.7 - Qualidade dos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto

<b>Estimador</b>	<b><math>Q</math></b>
<b>EEMI - Convencional</b>	9,1715
<b>EEMI - Proposto</b>	14,9893

A partir da Tabela 6.7, deduz-se que o EEMI-Proposto tem qualidade superior pois apresenta maior valor numérico. Em outras palavras, pode-se concluir que o EEMI-Convencional apresenta maior variância total e tem qualidade inferior ao estimador proposto.

Outra informação importante na análise comparativa entre os estimadores implementados é o tempo médio computacional gasto no processo de estimação que são mostrados na Tabela 6.8

Tabela 6.8 - Tempo médio computacional dos estimadores EEMI-Convencional e EEMI-Proposto

<b>Estimador</b>	<b>Tempo Médio de CPU (s)</b>
<b>EEMI - Convencional</b>	0,0058
<b>EEMI - Proposto</b>	0,0162

Da Tabela 6.8, o estimador EEMI-Proposto revela-se desvantajoso em relação ao tempo médio de CPU. Entretanto, deve-se mencionar que os valores apresentados, na escala de segundos, são compatíveis com as taxas de transmissão de dados nos canais de comunicação utilizados nos sistemas atuais e que tem dependência direta da infraestrutura de medição disponível (SAMARAKOON *et al.*, 2011). Desta maneira, o acréscimo de tempo não inviabiliza a metodologia proposta.

### 6.5.1 Análise de Erros Grosseiros

O método de máximo resíduo normalizado, para a detecção e identificação de erros grosseiros no conjunto de medições, é aplicado no EEMI-Convencional e no EEMI-Proposto.

Uma das principais aplicações do estimador de estado é a detecção e identificação de erros grosseiros. Neste caso, a ideia é avaliar se o estimador EEMI-Proposto apresenta mesmo

comportamento na presença de erros grosseiros tal como o EEMI-Convencional, já amplamente explorado na literatura. Conseqüentemente, a formulação desenvolvida poderá ser viável também nesta aplicação.

As medições escolhidas para a aplicação dos erros são as injeções de potência  $P_k(V, \theta)$  e  $Q_k(V, \theta)$  associadas às barras, que são medidas comuns a ambos os estimadores. São inseridos erros de diferentes magnitudes  $\kappa$  e as novas medições são definidas de acordo com:

$$z_i^{nova} = z_i^{real} + \kappa\sigma_i \quad (6.13)$$

Em que:

$z_i^{real}$  é a medição  $i$ ;

$\sigma_i$  é o desvio padrão da medição  $i$ ;

$\kappa$  é a magnitude do erro, sendo  $1 \leq \kappa \leq 25$ ;

$z_i^{nova}$  é a medição  $i$  com erro.

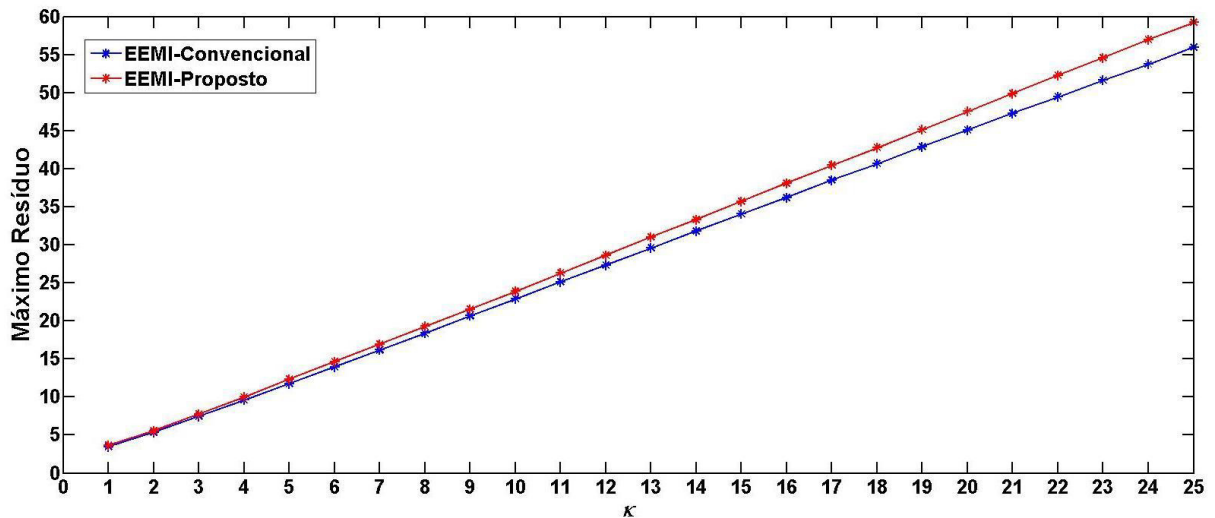
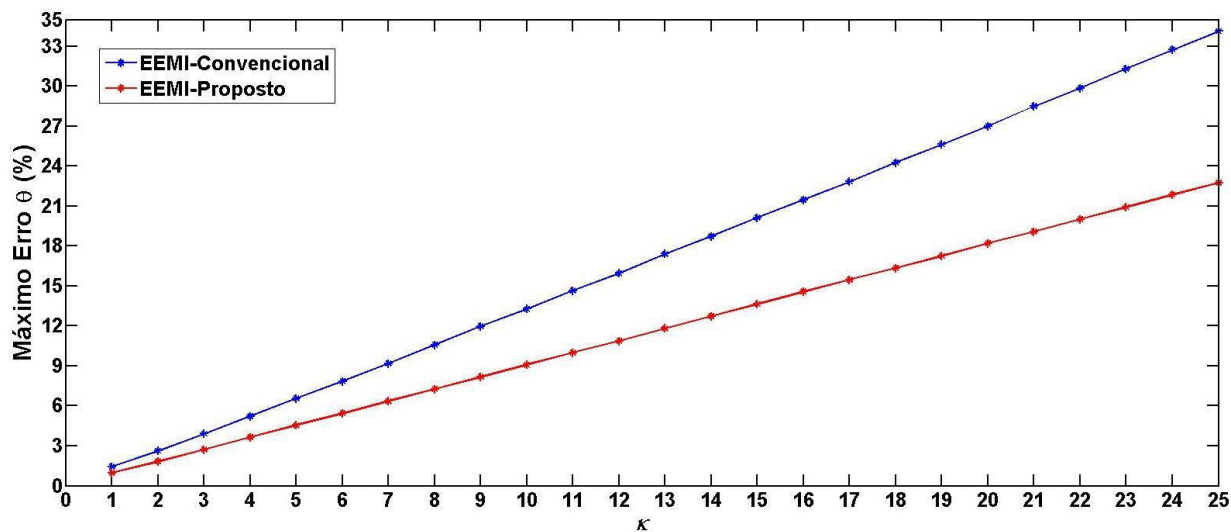


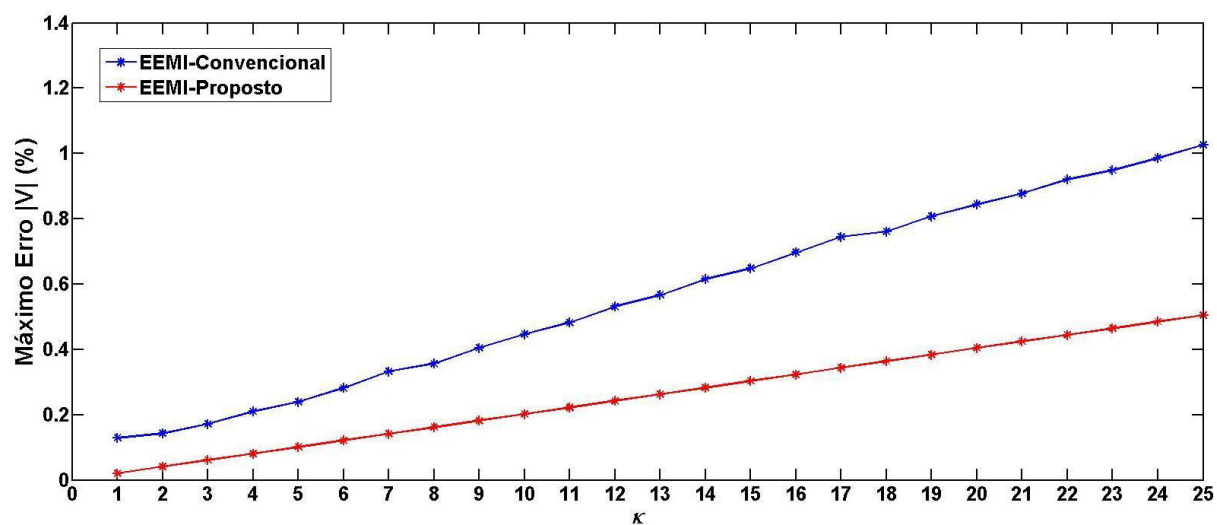
Figura 6.10 - Teste do Máximo Resíduo Normalizado para diferentes magnitudes de erro nos dados de medições

A Figura 6.10 mostra o comportamento do máximo resíduo normalizado para o EEMI-Convencional e para o EEMI-Proposto considerando-se uma variação no parâmetro  $\kappa$  no intervalo  $1 \leq \kappa \leq 25$ . Pode-se concluir da Figura 6.10 que o estimador EEMI-Proposto apresenta o mesmo desempenho que o estimador EEMI-Convencional na presença de medições de injeção de potências ativa e reativa portando erros grosseiros, garantindo a aplicação dos mesmos métodos de identificação de erros encontrados na literatura.

Adicionalmente, a Figura 6.11 mostra os máximos erros relativos de ângulos e magnitudes nas variáveis estimadas na presença de erros no conjunto de medições.



(a)



(b)

Figura 6.11 - Máximo erro relativo de fase (a) e magnitude (b) de tensão para diferentes magnitudes de erro nos dados de medições

Comparando-se as Figuras 6.11 (a) e 6.11 (b), percebe-se que os ângulos de fase das tensões nodais são mais sensíveis à presença de erros nas medições de potência ativa e reativa. Adicionalmente, o erro máximo referente as magnitudes das tensões se mantém relativamente baixo. Além disso, pode-se observar que os erros máximos associados com o EEMI-Proposto, para o ângulo e o módulo das tensões, são menores do que aqueles referentes ao EEMI-Convencional. Desse modo, nota-se que o estimador EEMI-Proposto configura-se



como o mais resistente aos erros adicionados pois estes têm menor impacto na precisão dos resultados.

# Capítulo 7

## Conclusão

---

---

Nesta dissertação foi desenvolvida uma metodologia para solucionar o problema de estimação de estado em microrredes operando em modo ilhado. O estimador proposto é capaz de estimar os ângulos e magnitudes das tensões complexas nodais, bem como a frequência da microrrede.

A capacidade de inclusão das medições de frequência disponíveis na microrrede e a estimação da frequência em regime permanente destacam-se como as principais contribuições do trabalho apresentado. Sabe-se que em modo ilhado, as microrredes requerem a implementação de mecanismos de controle para manter os níveis de tensão e frequência dentro de uma faixa de valores aceitáveis. A eficiência das estratégias de controle executadas em resposta à distúrbios na microrrede ilhada depende da disponibilidade das informações referentes ao estado da rede. Assim, torna-se oportuno o desenvolvimento de um estimador de estado preciso e que incorpore as características de operação e controle da microrrede ilhada.

No intuito de apresentar uma formulação mais realista do modo de operação da microrrede no modo ilhado, implementou-se o fluxo de potência com barra de folga distribuída. A modificação do fluxo de potência convencional para incluir o conceito de barra de folga distribuída é um dos principais pré-requisitos para o estudo de estimação de estado em microrredes com operação ilhada. Aplicando o fluxo modificado foi possível obter as estimativas para o desvio de frequência em regime permanente no sistema devido ao desbalanço entre geração e carga. Com isso, foi possível gerar as medições tomadas como verdadeiras e utilizadas como dados de entrada na função de EE.

Desenvolve-se também nesta dissertação, um novo modelo de equações relacionadas às grandezas medidas. Além das medições de frequência, é proposto incluir medições de injeção de potências associadas às equações de estatismo dos geradores distribuídos, que são utilizadas na modelagem da estratégia de controle primário em microrredes. Desta forma, a

formulação proposta leva em consideração o acoplamento da potência ativa com a frequência e da potência reativa com a tensão.

Para avaliar o desempenho do estimador proposto, um segundo algoritmo foi implementado. Este consiste em calcular a frequência da microrrede a partir do vetor de estado estimado obtido após a convergência do estimador convencional, ou seja, a variável relacionada à frequência não faz parte do conjunto de incógnitas do problema. As comparações dos estimadores foram baseadas em índices estatísticos, tais como: erros relativos médios, índices de probabilidade dos erros, tendência, consistência e qualidade. Em relação aos erros relativos médios, o estimador proposto obteve valores menores de erros associados aos ângulos e magnitude de tensão. É válido atentar-se para os ganhos notórios de precisão em relação às magnitude de tensão. Embora ambos estimadores sejam não tendenciosos, o estimador proposto caracteriza-se por ser mais consistente que o convencional, uma vez que as probabilidades de violação dos limites definidos são maiores neste último caso. A qualidade dos estimadores é medida com base na variância da amostra dos erros estimados. Assim, a partir dos resultados mostrados, o estimador proposto apresenta-se com maior qualidade, entretanto é difícil definir o quanto representa essa qualidade, visto que não há um valor definido como parâmetro.

O desempenho dos estimadores na presença de erros grosseiros no conjunto de medições também foi considerado. O objetivo deste teste é analisar o comportamento da metodologia proposta na presença de medidas portadoras de erros grosseiros e verificar se as técnicas de identificação de erros grosseiros propostas na literatura poderiam ser aplicadas. O estimador EEMI-Proposto apresentou maior robustez à presença de medidas errôneas. Este resultado é mais uma vantagem da metodologia proposta, dado que a precisão dos variáveis estimadas é uma característica imprescindível para as ações de controle durante a operação ilhada da microrrede.

Os principais trabalhos desenvolvidos relacionados a estimação de estado em microrredes operando no modo ilhado concentram-se em modelos e técnicas para otimizar a operação das microrredes. Nesse sentido, possíveis trabalhos futuros associados com esta dissertação podem estar direcionados para:

- i.** Inclusão de medições fasoriais;
- ii.** Inclusão de geração renovável, tais como eólica e solar.
- iii.** Inclusão de dispositivos de armazenamentos, como baterias;

# Referências

---

---

- ABDELAZIZ, M. M. A. et al. A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method. **IEEE Trans. on Power Systems**, Fevereiro 2013. 190-201.
- ABUR, A. Impact of Phasor Measurement on State Estimation. **IEEE**, 2009. 13-19.
- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. Nwe York: Marcel Dekker, 2004.
- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. Nwe York: Marcel Dekker, 2004.
- ARAÚJO, J. R. **Avaliação da Confiabilidade da Operação Ilhada de Microrredes**. Universidade Federal do Maranhão. São Luís. 2015.
- BUSH, S. F. **Smart grid - communication-enable intelligence for the electric power grid**. 1 Edição. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2014.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- COSTA, A. S.; SALGADO, R. S. Notas de Aula da Disciplina EEL 6302 - Análise de Segurança em Sistemas de Potencia, 2002. Disponível em: <>. Acesso em: 2014.
- FARHANGI, H. The Path of the Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazin**, p. 18-28, Janeiro/Fevereiro 2010.
- HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids Architectures and Control**. [S.l.]: Willey-IEEE PRESS, 2014.
- HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 78-94, July/August 2007.
- HAUGHTON, D. A.; HEYDT, G. T. A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution System. **IEEE Trans. Power System** , Maio 2013. 1187-1195.
- HUANG, J.; GUPTA, V.; HUANG, Y.-F. Electric Grid State Estimators for Distribution Systems with Microgrid. **IEEE Transaction Power Systems**, 2012.
- IEA. **Technology Roadmap - Smart Grids**. International Energy Agency. Paris. 2011.
- IEEE-PES TASK FORCE ON MICROGRID CONTROL. Trends in Microgrid Control. **IEEE Trans. on Smart Grid**, 5, Julho 2014. 1905-1919.

- JINLING, L.; GUODONG, Z.; YUYANG, M. State Estimation of the Micro-grid. In: \_\_\_\_\_ **Unifying Electrical Engineering and Electronics Engineering**. New York: Springer, 2014.
- KARIMI, M. et al. A New Centralized Adaptive Underfrequency Load Shedding Controller for Microgrids Based on a Distribution State Estimator. **IEEE Transactions on Power Delivery**, February 2017. 370-380.
- KORRES, G. N.; HATZIARGYRIOU, N. D.; KATSIKAS, P. J. State Estimation in multi-Microgrids. **European Transactions on Electrical Power**, June 2010.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill Professional, 1994.
- LU, C.; TENG, J. H.; LIU, W. H. E. Distribution System State Estimation. **IEEE Transaction on Power System**, 1995. 229-240.
- MANITSAS, E. et al. Distribution System Static Estimation using an Artificial Neural Network Approach for pseudo measurement modeling. **IEEE Trans. Power System**, 27, Novembro 2012. 1888-1896.
- MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. [S.l.]: Edgar Blucher, 1983.
- MONTICELLI, A. **State Estimation in Power System: A Generalized Approach**. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- NORTHCODE-GREEN, J.; WILSON, R. **Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems**. [S.l.]: Taylor & Francis Group, 2007.
- NUQUI, R. F.; PHADKE, A. G. Hybrid Linear State Estimation utilizing Synchronized Phasor Measurements. **IEEE Trans. Power System**, 2007. 1665-1669.
- PAU, M.; PEGORARO, P. A.; SULIS, S. Performance of Three-Phase WLS Distribution System State Estimation Approaches. **Proc. IEEE Int. Work-shop Appl. Meas. Power Syst.**, 2015. 138-143.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized phasor measurement and their applications**. Virginia: Springer, 2008.
- PRIMADIANTO, A.; LU, C.-N. A Review on Distribution System State Estimation. **IEEE Transaction on Power System**, September 2017. 3875-3883.
- REN21. **Renewable 2017 Global Report**. Paris. 2017.
- SAMARAKOON, K. et al. Use of Delayed Smart Meter Measurements for Distribution State Estimation. **IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting**, July 2011. 1-6.
- SHAFIU, A. et al. Control of Active Networks. **18th Internacional Conference on Electricity Distribution**, 2005. 1-4.

- SHAFIU, A.; JENKINS, N.; STRBAC, G. Measurement Location for State Estimation of Distribution Networks with Generation. **IEE Proceedings in Generation, Transmission and Distribution**, 2005. 240-246.
- SINGH, D.; MISRA, D.; SINGH, D. Effect of Load Models in Distributed Generation Planning. **IEEE Trans. on Power Systems**, Novembro 2007. 2204-2212.
- SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution System State Estimation through Gaussian Mixture Model of the Load as Pseudo-Measurement. **IET Gen. Transm. Distribution**, 4, 2010. 50-59.
- SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. B. Choice of Estimator for Distribution System State Estimation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, p. 666-678, 2008.
- SINGH, R.; PAL, B. C.; VINTER, R. B. Measurement Placement In Distribution system State Estimation. **IEEE Transactions on Power Sustersms**, Maio 2009. 668-675.
- VAAHEDI, E. **Practical Power System Operation**. New Jersey: Jonh Wiley & Sons, 2014.
- VICENTIM, C. A. **Análise Estática de Microrredes: Modelagem de Sistemas de Armazenadores de Energia e Monitoração em Tempo Real via Estimação de Estado**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2015.
- VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. Rio de janeiro: Campus Ltda, 1984.
- WANG, H.; SCHULZ, N. N. A Revised Branch Current-Based Distribution System State Estimation Algorithm and Meter Placement Impact. **IEEE Trans. on Power System**, 2004. 207-213.
- XYGKIS, T. C. et al. **Use of near real-time and delayed smart meter data for distribution system load and state estimation**. Proc. 9th Mediterranean Conf. Power Gene., Transm., Distrib. Energy Convers. Athens: [s.n.]. 2014. p. 1-6.