

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Ingrid Soares Pereira**

**Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**  
**Baseada em Medições Fasoriais**

**Juiz de Fora**  
**2015**

**Ingrid Soares Pereira**

**Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica  
Baseada em Medições Fasoriais**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Ph.D. José Luiz Rezende Pereira.

**Juiz de Fora  
2015**

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Pereira, Ingrid Soares.

Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseada em Medições Fasoriais / Ingrid Soares

Pereira. -- .

103 f.

Orientador: José Luiz Rezende Pereira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, .

1. Estimação de Estados. 2. Unidades de Medição Fasorial. 3. Redes de Distribuição de Energia Elétrica. 4. Otimização em Sistemas de Distribuição. I. Pereira, José Luiz Rezende, orient. II. Título.

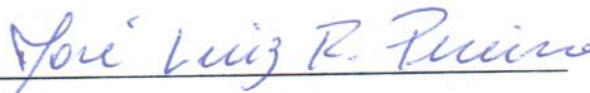
**Ingrid Soares Pereira**

**Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica  
Baseada em Medições Fasoriais**

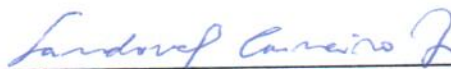
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 31 de agosto de 2015.

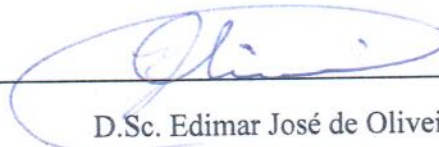
**BANCA EXAMINADORA**



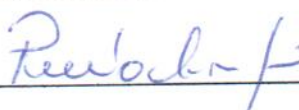
Ph.D. José Luiz Rezende Pereira - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora



Ph.D. Sandoval Carneiro Júnior  
Universidade Federal do Rio de Janeiro



D.Sc. Edimar José de Oliveira  
Universidade Federal de Juiz de Fora



D.Sc. Paulo Augusto Nepomuceno Garcia  
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Aos meus amados pais: Luiz e Inês.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus pelas oportunidades que me foram concedidas.

Aos meus pais, Luiz e Inês, pelo amor e incentivo em cada passo da minha vida.

Às minhas irmãs Inesita, Itiene e Stefane, pelo carinho e amizade.

Aos antigos, novos e eternos amigos, e aos familiares, pelas boas energias e palavras de incentivo.

Ao professor José Luiz pelos ensinamentos, atenção e confiança na orientação nas pesquisas em Engenharia Elétrica em toda a minha trajetória acadêmica.

Ao professor Paulo Garcia pela colaboração na finalização do trabalho.

Aos meus companheiros de curso pelo incentivo e pelas discussões produtivas.

Ao PPEE pela receptividade e pelo apoio.

Aos pesquisadores cujos trabalhos serviram-me como fonte de consulta.

Meus sinceros agradecimentos a todos que de alguma maneira contribuíram e fizeram parte dessa jornada.

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova abordagem para o problema de Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica utilizando os dados históricos de cargas e medidas obtidas pelos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (PMUs – *Phasor Measurement Units*). Nesta formulação as tensões em módulo e fase são escolhidas como variáveis de estados e o problema é matematicamente formulado como um problema de otimização com restrições de igualdade e desigualdade. A função objetivo é formada pela soma quadrática dos resíduos de estimação, definidos como a diferença entre os valores medidos através das PMUs e os valores calculados. As restrições de igualdade são as injeções de potência ativa e reativa nulas nas barras de passagem. As restrições de desigualdade estão associadas às potências ativas e reativas das barras não monitoradas, onde admite-se limites inferiores e superiores em função dos dados históricos das cargas (potências ativas e reativas).

Estudos de casos são realizados utilizando-se um sistema simples 10 barras, e os sistemas IEEE da literatura de 33 e 84 barras. Os dados de medições fasoriais foram obtidos utilizando-se um programa computacional de cálculo de fluxo de potência. Os resultados da estimação de estados utilizando a metodologia proposta foram obtidos através de simulações no ambiente MATLAB e comparados com os resultados do programa de fluxo de potência para validação.

A utilização de medição fasorial sincronizada nos entroncamentos e no final dos ramais do sistema de distribuição associada à utilização de restrições de desigualdade para as potências ativas e reativas das cargas não monitoradas são as principais contribuições deste trabalho.

**Palavras-chave:** Estimação de Estados. Unidades de Medição Fasorial. Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Otimização em Sistemas de Distribuição.

## ABSTRACT

This work presents a new approach to the State Estimation problem in Electrical Distribution Networks using historical data loads and measurements obtained by Phasor Measurement Units (PMUs). In this formulation voltage magnitudes and angles are chosen as state variables and the problem is mathematically formulated as an optimization problem with equality and inequality constraints. The objective function is formed by the quadratic sum of weighted measurements residues, which are defined as the difference between the PMU measurements and the calculated values. The equality constraints are defined as the zero injections of active and reactive power at the no load buses. The inequality constraints are associated with active and reactive powers of non-monitored buses, bounded by a given limit, superior or inferior in relation to historical data loads (active and reactive powers).

Case studies are performed using a simple 10-bus test system, and the 33 and 84 buses IEEE test systems. The data phasor measurements were obtained using a computer program that calculates power flow. The state estimation results using the proposed methodology were obtained through simulations in MATLAB environment and compared with the results of power flow program for validation.

The use of synchronized phasor measurement at the beginning and at the end of the lateral feeders of the distribution system associated with the use of inequality constraints for active and reactive power for the non-monitored loads are the main contributions of this work.

**Keywords:** State Estimation. Phasor Measurement Units. Distribution Systems. Optimization of Distribution Systems.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Configuração do sistema EMS/SCADA .....	20
Figura 2.2 – Diagrama funcional de um sistema de análise de segurança em tempo real .....	21
Figura 2.3 – Diagrama de estados de operação de sistemas elétricos .....	22
Figura 2.4 – Aplicações da solução do Estimador de Estados .....	23
Figura 2.5 – Diagrama funcional simplificado do Estimador de Estados .....	28
Figura 2.6 – Caracterização da observabilidade de uma rede elétrica interconectada .....	30
Figura 4.1 – Arquitetura de um sistema de PMUs .....	40
Figura 4.2 – Esquema de um dispositivo de medição fasorial .....	41
Figura 5.1 – Fluxograma do procedimento de validação da metodologia.....	53
Figura 5.2 – Sistema 10 barras .....	53
Figura 5.3 – Casos estudados da curva de carga .....	54
Figura 5.4 – Sistema 10 barras com alocação das PMUs.....	55
Figura 5.5 – Gráficos do módulo da tensão no sistema 10 barras - Caso 1.....	58
Figura 5.6 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema 10 barras - Caso 1.....	58
Figura 5.7 – Gráficos da potência ativa no sistema 10 barras - Caso 1.....	59
Figura 5.8 – Gráficos da potência reativa no sistema 10 barras - Caso 1.....	59
Figura 5.9 – Gráficos do módulo da tensão no sistema 10 barras - Caso 2.....	62
Figura 5.10 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema 10 barras - Caso 2.....	62
Figura 5.11 – Gráficos da potência ativa no sistema 10 barras - Caso 2.....	62
Figura 5.12 – Gráficos da potência reativa no sistema 10 barras - Caso 2.....	63
Figura 5.13 – Gráficos do módulo da tensão no sistema 10 barras - Caso 3.....	65
Figura 5.14 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema 10 barras - Caso 3.....	65
Figura 5.15 – Gráficos da potência ativa no sistema 10 barras - Caso 3.....	66
Figura 5.16 – Gráficos da potência reativa no sistema 10 barras - Caso 3.....	66
Figura 6.1 – Sistema IEEE 33 barras com PMUs alocadas.....	70
Figura 6.2 – Gráficos do módulo da tensão no sistema IEEE 33 barras .....	72
Figura 6.3 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema IEEE 33 barras .....	72
Figura 6.4 – Gráficos da potência ativa no sistema IEEE 33 barras .....	72
Figura 6.5 – Gráficos da potência reativa no sistema IEEE 33 barras .....	73
Figura 6.6 – Sistema IEEE 84 barras com PMUs alocadas.....	73
Figura 6.7 – Gráficos do módulo da tensão no sistema IEEE 84 barras .....	77
Figura 6.8 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema IEEE 84 barras .....	77

Figura 6.9 – Gráficos da potência ativa no sistema IEEE 84barras .....	78
Figura 6.10 – Gráficos da potência reativa no sistema IEEE 84 barras .....	78

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Comparação entre as bases de dados PMU e SCADA.....	45
Tabela 5.1 – Dados de barra do sistema 10 barras .....	54
Tabela 5.2 – Dados de linha do sistema 10 barras .....	54
Tabela 5.3 – Resultados do fluxo de potência do sistema 10 barras - Caso 1 .....	55
Tabela 5.4 – Resultados da estimação de estados do sistema 10 barras - Caso 1 .....	57
Tabela 5.5 – Resultados do fluxo de potência do sistema 10 barras para o Caso 2 .....	60
Tabela 5.6 – Resultados da estimação de estados do sistema 10 barras - Caso 2 .....	61
Tabela 5.7 – Resultados do fluxo de potência do sistema 10 barras para o Caso 3 .....	63
Tabela 5.8 – Resultados da estimação de estados do sistema 10 barras - Caso 3 .....	64
Tabela 6.1 – Resultados do fluxo de potência do sistema IEEE 33 barras.....	70
Tabela 6.2 – Resultados da estimação de estados do sistema IEEE 33 barras .....	71
Tabela 6.3 – Resultados do fluxo de potência do sistema IEEE 84 barras.....	74
Tabela 6.4 – Resultados da estimação de estados do sistema IEEE 84 barras .....	75
Tabela A.1 – Principais etapas computacionais para as formulações de estimação de estados MQP.....	97
Tabela A.2 – Funções resíduos das medições .....	98

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COS	Centro de Operação do Sistema
EMS	<i>Energy Management System</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GPS	<i>Global Positioning Satellite</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronics Engineers</i>
LAV	<i>Least Absolute Value</i>
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPMS	<i>Synchronized Phasor Measurement System</i>
VAPR	Valores Absolutos Ponderados dos Resíduos
WAMS	<i>Wide Area Measurement System</i>
WLS	<i>Weighted Least Squares</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	13
1.2	MOTIVAÇÃO.....	16
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	17
<b>2</b>	<b>ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA</b>	<b>19</b>
2.1	ASPECTOS GERAIS.....	19
2.2	ESTIMADOR DE ESTADOS .....	25
2.3	ETAPAS ASSOCIADAS .....	27
2.3.1	<b>Configurador de Topologia .....</b>	<b>28</b>
2.3.2	<b>Análise de Observabilidade .....</b>	<b>29</b>
2.3.3	<b>O Estimador de Estados MQP .....</b>	<b>32</b>
2.3.4	<b>Processamento de Erros.....</b>	<b>34</b>
<b>3</b>	<b>ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>36</b>
3.1	ASPECTOS GERAIS.....	36
3.2	ESTADO DA ARTE .....	36
<b>4</b>	<b>MEDIÇÃO FASORIAL EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....</b>	<b>40</b>
4.1	SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA .....	40
4.2	MEDIÇÃO FASORIAL EM SEP .....	43
<b>5</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>50</b>
5.1	ASPECTOS GERAIS.....	50
5.2	MODELAGEM MATEMÁTICA .....	51
5.3	RESOLUÇÃO DO PROBLEMA .....	51
5.4	VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA .....	52
5.4.1	<b>Sistema de 10 barras - Caso 1.....</b>	<b>54</b>
5.4.2	<b>Sistema de 10 barras - Caso 2 - Aumento de carga .....</b>	<b>59</b>
5.4.3	<b>Sistema de 10 barras - Caso 3 - Redução de carga.....</b>	<b>63</b>
5.4.4	<b>Comentários .....</b>	<b>66</b>
<b>6</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>68</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	68
6.2	SISTEMA IEEE 33 BARRAS .....	69

6.3	SISTEMA IEEE 84 BARRAS .....	73
6.4	COMENTÁRIOS .....	78
<b>7</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>80</b>
7.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	80
7.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	81
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>82</b>
	<b>APÊNDICE A - Formulações da Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica .....</b>	<b>89</b>
	<b>APÊNDICE B - Principais Metodologias de Detecção de Erros Grosseiros.....</b>	<b>99</b>
	<b>APÊNDICE C - Equações gerais do fluxo de potência .....</b>	<b>101</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nas últimas décadas o Brasil vivenciou profundas mudanças no setor elétrico envolvendo um novo modelo de organização, regulação e inovações tecnológicas em sua operação, que resultaram em mecanismos eficientes de livre concorrência e em maiores investimentos no setor (SANTOS FILHO, 2006). Por conseguinte as atividades de controle, supervisão e análise de segurança na operação crescem em importância em virtude da maior preocupação em fornecer energia elétrica com garantia de confiabilidade e qualidade da energia.

A fim de suprir essa necessidade surgiram os Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*), sistemas que fornecem informações da rede elétrica em tempo real, tais como estado de chaves e disjuntores, fluxos de potência ativa e reativa, módulos de correntes e tensões, permitindo aos Centros de Operação do Sistema (COS) avaliar a segurança operativa do sistema e efetuar determinadas ações de controle. Gaushell (1987) apresenta uma descrição detalhada das funções do SCADA e fundamentos operacionais do sistema, incluindo uma breve descrição da interface homem-máquina e algumas discussões sobre sua aplicação no SEP.

Paralelamente aos sistemas SCADA, o surgimento de novos problemas decorrentes da complexidade do sistema e a evolução tecnológica resultaram no desenvolvimento de instrumentos e metodologias de monitoração e controle em tempo real para lidar com o desafio da aquisição de medidas de forma mais eficiente, destacando-se os equipamentos relacionados à tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*), que utiliza Unidades de Medição Fasorial (PMU - *Phasor Measurement Unit*) a fim de melhorar a confiabilidade e segurança da rede, a qualidade de energia e a redução de perdas e do tempo de restauração do sistema (LOPES, 2008). Estas informações são também utilizadas como base de dados para a determinação do estado do sistema: módulo e ângulo de fase das tensões complexas nas barras, cujo conhecimento é essencial para programas de análise de redes, análise de contingências e configuradores de redes, por exemplo. Eis, pois, a função desempenhada pelo Estimador de Estados.

O Estimador de Estados processa as informações fornecidas pelo sistema de medição, determinando o estado do sistema elétrico sob estudo, fundamentando-se

essencialmente nas relações matemáticas existentes entre as variáveis de estado e as medições efetuadas. Contudo, o grande desafio encontrado é o de apresentar resultados confiáveis a partir de medidas redundantes e eventualmente afetadas por erros das mais variadas espécies. Adicionalmente, essa base de dados pode ser insuficiente, impedindo sua utilização em determinadas ferramentas computacionais de análise. Além das medições de campo podem existir as medidas virtuais como, por exemplo, injeções nulas de potência em barras de passagem e as medidas relacionadas aos limites operativos de geração ativa/reactiva e de tap de transformadores (SANTOS FILHO, 2006).

O problema de estimação de estados para sistemas de potência foi inicialmente formulado por Schweppe e Wildes na década de 70 (SCHWEPPE, 1970), baseando-se em estudos de fluxo de carga e na solução pelo método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MPQ), também conhecido como *Weighted Least Squares* (WLS). De acordo com esta metodologia o objetivo é minimizar a soma dos resíduos entre os valores estimados e os medidos. A estimação estática de estados tornou-se uma ferramenta importante para o planejamento, o controle e a operação de sistemas de transmissão, sendo ponto de investigação em diversos trabalhos ao longo dos anos, como Wu (1990) e Monticelli (2000). Inicialmente o método MQP foi utilizado pelos pesquisadores, que posteriormente desenvolveram outras abordagens (MONTICELLI, 1999).

Acerca das mudanças ocorridas na distribuição nos últimos anos, Heydt (apud GIUSTINA, 2014) destaca que a desregulamentação do mercado de energia, além da maior inserção da geração distribuída, principalmente de fontes renováveis, está transformando as redes passivas em ativas de alta complexidade, o que atualmente pode ser verificado em redes experimentais. Esses aspectos, juntamente com os requisitos de qualidade de energia e confiabilidade do sistema, demandaram gerenciamento e controle mais efetivos, e a fim de atender a essa necessidade surgiram as chamadas *Smart Grids*. Nesse cenário muitas funções avançadas de controle da operação em tempo real são baseadas no conhecimento do *status* da rede, que corresponde às tensões, correntes e potências. Um retrato instantâneo da rede pode ser obtido através de um algoritmo de estimação de estados, que explora as medições e outras informações disponíveis sobre a rede.

Segundo Giustina (2014) inicialmente essa metodologia de estimação de estados também poderia ser aplicada a sistemas de distribuição. Contudo deve-se considerar na abordagem as diferenças intrínsecas entre os dois tipos de rede. Entre as características típicas dos sistemas de distribuição que impactam na estimação de estados, destacam-se o



desequilíbrio, a radialidade, o número reduzido de medições, a baixa relação X/R, o elevado número de nós e a incerteza no modelo da rede.

- Desequilíbrio: O desequilíbrio é intrínseco, e assimetria de cargas foi intensificada com o advento da geração distribuída, e isso dificulta a aplicação de equivalentes monofásicos na análise da rede, sendo geralmente desenvolvidos estimadores que utilizam a modelagem trifásica.

- Radialidade: Os sistemas de distribuição são radiais ou fracamente malhados, o que resulta em problemas numéricos na aplicação dos métodos tradicionais de estimação de estados. Para Giustina (2014) a radialidade favorece o uso das correntes de ramo como variáveis de estado, garantindo vantagens como a possibilidade de formular a estimação de estados linearizada e maior simplicidade na definição das funções de medição, particularmente das medições de corrente e potência.

- Baixo número de dispositivos de medição: O maior problema na avaliação do estado do sistema consiste no baixo número de dispositivos de medição. Dessa forma a observabilidade da rede apenas pode ser obtida explorando-se as chamadas pseudomedidas, que são medidas não monitoradas em tempo real, porém derivadas de informação prévia, como as cargas. Além disso, devido à falta de redundância, as medidas tornam-se críticas para a robustez do estimador.

- Baixa relação X/R: Os sistemas de distribuição operam em baixa/média tensão. Por esta razão, e em virtude das características físicas das linhas, é possível que essa relação seja igual à unidade ou poucas unidades. Dessa forma não é possível adotar simplificações comumente utilizadas para sistemas de transmissão, sendo mais difícil a aplicação de métodos desacoplados.

- Elevado número de nós: As redes de distribuição são tipicamente extensas, com um elevado número de nós. Isso, juntamente com a necessidade de desenvolver estimadores trifásicos, resulta em sistemas muito grandes e conseqüentemente muitos dados a serem processados pelos algoritmos de estimação.

- Incerteza no modelo da rede: Nas redes de distribuição geralmente as impedâncias das linhas são assumidas como conhecidas. No entanto o conhecimento dos parâmetros da rede apresenta grande incerteza devido ao envelhecimento da rede e à acurácia dos medidores, o que pode degradar o desempenho do estimador (GIUSTINA, 2014).

Muscas (2014) descreve as dificuldades da estimação de estados em redes de distribuição, que apresentam características próprias significativamente diferentes das

características dos sistemas de transmissão de energia elétrica. O autor destaca que as cargas desequilibradas e o aumento da quantidade de fontes de geração distribuída, instaladas de forma não planejada, representam verdadeiros desafios para a controle operacional do sistema. Nesse contexto é apresentado um estudo sobre o impacto de diferentes fontes de incerteza em um estimador de estados projetado para monitorar redes de distribuição de energia elétrica. Os resultados mostraram que a precisão das medições é fundamental para a precisão do estado estimado, no entanto também é necessário um bom conhecimento sobre o comportamento do sistema.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Existem muitos métodos consolidados sobre a aplicação da Estimação de Estados em Redes de Transmissão de Energia Elétrica. Porém, atualmente o grande desafio encontra-se no âmbito da Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica, uma vez que essas redes apresentam características particulares que dificultam ou inviabilizam a aplicação de métodos tradicionais de estimação de estados muito eficazes para as redes de transmissão.

Diversas são as pesquisas que visam maneiras de solucionar esse problema e obter estimadores confiáveis que consigam lidar com as características típicas dos sistemas de distribuição que impactam na estimação de estados, como o desequilíbrio, a radialidade, o número reduzido de medições, a baixa relação X/R, o elevado número de nós e a incerteza no modelo da rede.

As redes de distribuição não possuem redundância suficiente para a aplicação desses métodos tradicionais demandando, assim, inovações tecnológicas para tratar essa insuficiência de dados de medição, podendo também ser necessária a adoção de técnicas de processamento dos erros grosseiros. Assim os centros de controle devem recorrer a novas alternativas para auxiliar na análise de redes, segurança e previsão de carga.

Entre as alternativas está, por exemplo, a inclusão de pseudomedidas na função objetivo do estimador, sendo essas retiradas de bases de dados históricos, informações resultantes de pesquisas, a partir das quais é possível estimar o estado da rede de forma um pouco mais verídica.

No entanto, os avanços tecnológicos no âmbito da medição fasorial sincronizada aplicada a sistemas de monitoramento, controle e operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) podem contribuir significativamente para um melhor conhecimento do comportamento

do sistema elétrico, já que esta perspectiva permite a determinação do estado do sistema de forma mais exata, confiável e rápida.

O objetivo principal deste trabalho é a obtenção de estimativas de estado confiáveis para sistemas de distribuição de energia elétrica a partir de medições de PMUs alocadas nos entroncamentos e no final dos ramais. Essa estratégia de alocação de medidores tem o intuito de reduzir custos no monitoramento da operação do sistema.

Para essa finalidade o estimador proposto, que é baseado no estimador proposto por Schweppe (1970), processa medições fasoriais de tensão e fluxos de potência ativa e reativa, medidas virtuais e dados históricos de barras não monitoradas. As medidas virtuais, correspondentes as injeções nulas de potência ativa e reativa nas barras de passagem, são representadas como restrições de igualdade do problema, enquanto os dados históricos das cargas em barras não monitoradas, associados a uma margem de variação da carga, definem as restrições de desigualdade do problema de estimação de estados.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além deste capítulo introdutório, que apresentou aspectos gerais do trabalho, essa dissertação é composta por mais seis capítulos e três apêndices, que estão descritos resumidamente abaixo.

O Capítulo 2 aborda os aspectos gerais do processo de estimação de estados em sistemas elétricos de potência, sendo descritas as principais etapas e apresentado o estado da arte para os sistemas de transmissão de energia elétrica.

O Capítulo 3 aborda o estado da arte da estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica.

O Capítulo 4 apresenta uma visão global do uso de medições fasoriais no processo de estimação de estados em sistemas elétricos de potência.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia proposta para a alocação de unidades de medição fasorial para fins da estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica, encerrando com a validação da metodologia proposta através da aplicação em um sistema simples de 10 barras (Prova de Conceito).

O Capítulo 6 apresenta outros estudos de casos para a aplicação da metodologia em dois sistemas de distribuição encontrados na literatura: IEEE 33 barras e IEEE 84 barras.

O Capítulo 7 encerra o trabalho, apresentando as principais conclusões e as sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta as principais formulações de solução do estimador de estados para sistemas de transmissão de energia elétrica.

O Apêndice B apresenta as principais metodologias de detecção de erros grosseiros.

O Apêndice C apresenta as equações gerais de injeção e fluxo de potência ativa e reativa.

## 2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

### 2.1 ASPECTOS GERAIS

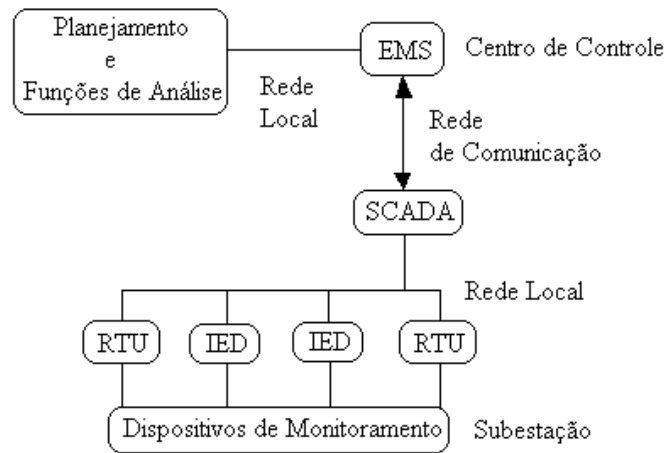
Este capítulo tem por finalidade apresentar uma revisão bibliográfica do processo de Estimação de Estados em Sistemas Elétricos de Potência, abordando informações referentes ao seu histórico e conceitos importantes do estado da arte dessa ferramenta no tocante ao contexto de um centro de operação e controle em tempo real.

O Sistema Elétrico de Potência é composto dos sistemas de geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição. Os sistemas de transmissão podem conter um grande número de subestações que são interconectadas por linhas de transmissão, transformadores e outros dispositivos de controle e proteção. A energia é injetada nos sistemas por geradores e absorvida pelas cargas. As tensões de saída dos geradores tipicamente não excedem 30kV. Conseqüentemente transformadores são utilizados para elevar os níveis de tensão a vários níveis entre 69kV e 765kV para uma transmissão de energia eficiente. Essa elevação de tensão é desejável no sistema de transmissão por diferentes razões, sendo uma delas minimizar as perdas. A extremidade do sistema de transmissão é conectada ao sistema de subtransmissão ou de distribuição, que operam em uma tensão entre 115KV e 4,16KV. O sistema de distribuição é tipicamente configurado para operar em uma configuração radial (ABUR, 2004).

O Centro de Operação do Sistema (COS) tem a incumbência de manter o sistema em condições normais de operação, atendendo com segurança à demanda do sistema, que varia ao longo do dia. Tal tarefa requer monitoramento contínuo das condições do sistema, identificando o estado da operação e determinando ações preventivas caso haja necessidade. A Análise de Segurança do sistema consiste nessa sequência de operações, que envolvem a aquisição de medidas - analógicas e digitais - da rede e posterior processamento resultante na determinação do estado do sistema. As subestações são equipadas com os chamados de *Remote Terminal Units* (RTU), dispositivos que substituem ou complementam os antigos *Intelligent Electronic Devices* (IED), responsáveis pela coleta de medições do sistema SCADA e transmissão das mesmas ao centro de controle *Energy Management System* (EMS) via redes de comunicação como fibra ótica, satélite e microondas (ABUR, 2004).

A Figura 2.1 a seguir mostra a configuração do sistema EMS/SCADA.

Figura 2.1 – Configuração do sistema EMS/SCADA



Fonte: Adaptada de Abur (2004, p. 4)

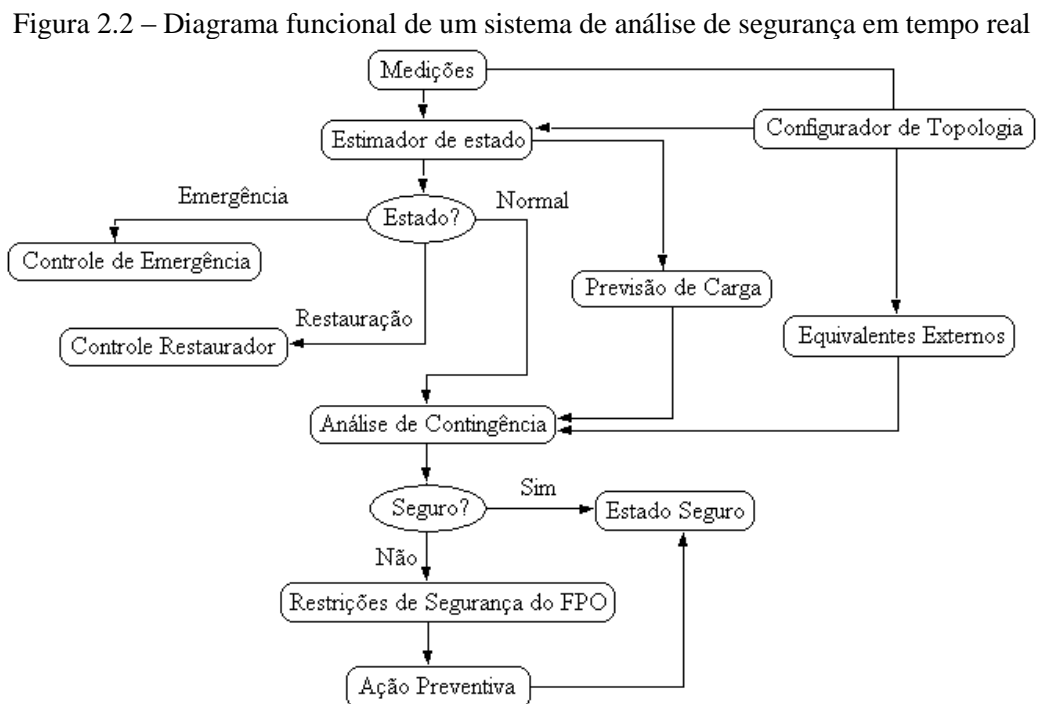
O objetivo principal do Estimador de Estados é determinar os estados da parte observável rede, em geral representados pelas tensões complexas nas barras. É baseado nas relações matemáticas entre as variáveis de estado do sistema e as medidas coletadas. Todavia o conjunto de medições fornecidas pelos sistemas PMU/SCADA pode, eventualmente, apresentar erros das mais variadas origens. Concomitantemente o Estimador de Estados, por processos de detecção e de filtragem de ruído, é capaz de processar medidas com erros grosseiros, identificando-as e eliminando seus efeitos no processo de estimação, contanto que exista redundância suficiente.

Lopes (2008) destaca possíveis fontes de erros ou imprecisões nos dados processados pelo estimador de estados, a saber:

- Erro inerente ao processo de medição, causado pela precisão finita dos aparelhos de aquisição de medidas (ruído);
  - Avaria do equipamento de medição ou tele-transmissão;
  - Má calibração da aparelhagem de medição;
  - Parâmetros imprecisos do sistema elétrico;
  - Erros na configuração topológica do sistema elétrico em virtude de informação incorreta sobre o estado operacional das chaves seccionadoras e disjuntores (aberto ou fechado);
  - Incoerência no modelo matemático;
  - Medições realizadas durante a ocorrência de fenômenos transitórios;
  - Diferenças de sincronismo na aquisição das medidas.

A solução ótima encontrada pelo estimador a partir das medições é, em seguida, disponibilizada ao EMS, tendo aplicação em outras funções de gerenciamento como Fluxo de Potência Ótimo, Análise de Contingência e Previsão de Carga. Isso só é possível devido à grande contribuição da implementação dos sistemas PMU/SCADA: o conhecimento das condições de operação do sistema em tempo real. Por conseguinte o sistema de controle supervisorio até então utilizado teve suas capacidades melhoradas com o advento dos sistemas de aquisição de dados em tempo real (ABUR, 2004).

A Figura 2.2 a seguir apresenta um diagrama funcional de um sistema de análise de segurança em tempo real.



Fonte: Adaptada de Abur (2004, p.7)

Monticelli (1983) apresenta um resumo das funções executadas pelos centros de supervisão e controle, descrevendo os quatro possíveis estados de operação do sistema:

- Seguro: também chamado normal-seguro, são atendidas as restrições de carga  $g(x)=0$ , operação  $h(x)\leq 0$  e segurança  $s(x)\leq 0$ . O sistema está intacto e atua com suprimento total da demanda e sem violação nos limites de operação.

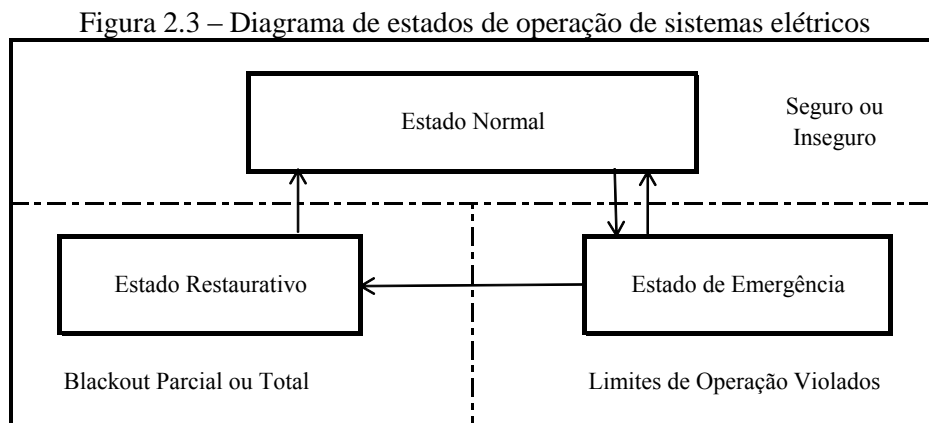
- Alerta: também chamado de normal-alerta, são atendidas apenas as restrições de carga  $g(x)=0$  e operação  $h(x)\leq 0$ . O sistema está intacto, porém nem todas as restrições de segurança são atendidas, o que pode levar à uma situação de emergência.

- Emergência: ocorre a violação das restrições de operação  $h(x) \leq 0$ . Pode ser provocada por uma contingência e conseqüente desligamento de componentes do sistema. O sistema está intacto, com exceção dos equipamentos que provocaram a emergência.

- Restaurativo: ocorre quando uma emergência é eliminada através do desligamento manual ou automático de partes do sistema, como por exemplo cortes de carga. As restrições operacionais são atendidas, porém o sistema não está intacto.

O autor também aborda as transições entre os estados de operação do sistema. Maiores detalhes sobre os estados de operação possíveis e a Análise de Segurança de sistemas são apresentados em Momoh (2005). Segundo Andrade (2008) o conceito destes estados de operação subdivide o problema global de controle do SEP em três subproblemas que demandam ações distintas: Controle no Estado Normal, Controle de Emergência e Controle Restaurativo. Tais estratégias são implementadas considerando todas as etapas (planejamento, tempo real e pós-operação).

A Figura 2.3 a seguir mostra o diagrama de estados para a operação de sistemas elétricos, ilustrando as possíveis transições entre os diferentes estados de operação dos sistemas.



Fonte: Adaptada de Abur (2004, p. 3)

Santos Filho (2006) divide as funções de gerenciamento em dois grupos: o primeiro, responsável pelo tratamento das informações obtidas pelo sistema PMU/SCADA, e um segundo grupo que contempla funções de análise de redes. Essas são ferramentas adicionais de orientação de ações no controle da operação do sistema frente a eventualidades que impossibilitem o fornecimento de energia de forma segura e confiável.



O primeiro grupo engloba, além do Estimador de Estados, o Configurador de Rede, que é responsável pela definição da topologia da rede a partir de informações acerca dos estados de chaves e disjuntores do sistema. Já o segundo grupo contempla um número maior de ferramentas computacionais de análise de redes, apresentando quatro principais, a saber:

#### Fluxo de Potência Ótimo

Fundamentando-se em um critério predefinido, como mínimo corte de carga ou despacho econômico da geração, determina o ponto ótimo de operação do sistema elétrico.

#### Análise de Contingências

Analisa através da simulação de uma lista pré-definida de contingências o impacto de cada contingência no sistema, atentando sempre às restrições de segurança.

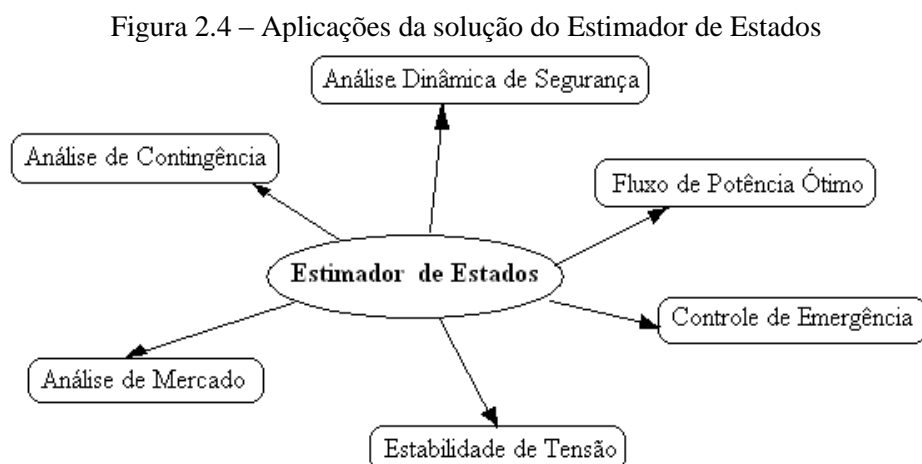
#### Controle de Emergência

No intuito de trazer o sistema a um ponto de operação viável, determina as ações corretivas de controle tendo em vista as restrições do sistema elétrico.

#### Estabilidade de Tensão

Avalia a estabilidade de tensão do sistema frente a aumentos sucessivos da carga, estabelecendo os limites de máxima transferência de potência e o ponto de instabilidade de tensão do sistema.

A Figura 2.4 mostra simplificada possíveis aplicações da solução fornecida pelo estimador de estados.



Adicionalmente Lopes (2008) ressalta as vantagens para a realização das tarefas do operador proporcionadas pela implementação da função de estimação de estados nos centros de operação, dentre elas:

- Determinar a configuração atual da rede elétrica e a observabilidade do plano de medição, para fins de estimação do estado de todo o sistema elétrico;
- Monitorar o desempenho do sistema de forma que não sejam tomadas decisões baseadas em medidas errôneas;
- Determinar todas as grandezas de interesse para a operação do sistema, como valores de fluxo e injeção de potência ativa e reativa, e tensões complexas, mesmo para regiões não monitoradas do sistema;
- Descobrir possíveis anomalias no sistema elétrico, devido a incidentes como curto-circuito, ou avarias em equipamentos de medida ou transmissão de dados.

A estimação de estados pode inclusive ser utilizada na etapa de planejamento da supervisão do sistema, auxiliando na tomada de decisões de acordo com as condições da rede elétrica. Destas, Lopes (2008) destaca:

- Escolha dos melhores locais para instalação de aparelhos de medição;
- Seleção das grandezas a serem medidas;
- Verificação dos parâmetros das linhas de transmissão;
- Definição da classe de precisão e calibração dos aparelhos de medição;
- Determinação de possíveis pontos de reforço à operação do sistema.

Portanto a função do Estimador de Estados é bem definida e sua implementação permite uma variedade de aplicações em funções de gerenciamento do sistema elétrico. Todavia existem diversas técnicas possíveis, o que na prática garante bastante liberdade de escolha da metodologia adequada.

Uma revisão completa de estimadores de estados em sistemas de transmissão pode ser obtidas em Monticelli (1999), Abur (2004), Monticelli (1985), Monticelli (1992), Piazza (1990), Mili (1991a), Mili (1991b), Mili (1994), Allemong (1980), Wu (1985) e Schweppe (1970).

## 2.2 ESTIMADOR DE ESTADOS

Monticelli (1999) descreve duas formas distintas de estimação de estados: a convencional e a generalizada. O Estimador de Estados Convencional processa os dados lógicos – relativos à topologia da rede – e, em seguida, os analógicos, tendo normalmente como variáveis de estado:

### Tensão nodal

1. Módulo da tensão  $V_k$  na barra  $k$
2. Ângulo de fase  $\theta_k$  da tensão na barra  $k$

### Relação de transformação do transformador

1. Relação de transformação  $a_{km}$  do transformador  $km$
2. Ângulo de defasagem  $\varphi_{km}$  do transformador  $km$

Para estimar as variáveis de estado do sistema o estimador de estados faz uso da combinação de medidas e pseudomedidas dos seguintes tipos:

### Medidas

1. Módulo da tensão  $V_k$  na barra  $k$
2. Ângulo de fase  $\theta_k$  da tensão na barra  $k$
3. Potência ativa
  - a. Fluxo de potência ativa  $P_{km}$  no ramo  $km$
  - b.  $\sum P_{km}$  em um determinado grupo de ramos
  - c. Potência injetada  $P_k$  na barra  $k$
4. Potência reativa
  - a. Fluxo de potência reativa  $Q_{km}$  no ramo  $km$
  - b.  $\sum Q_{km}$  em um determinado grupo de ramos
  - c. Potência injetada  $Q_k$  na barra  $k$
5. Módulo da corrente  $|I_{km}|$  no ramo  $km$  e injeção de corrente  $|I_k|$  na barra  $k$
6. Módulo da relação de transformação  $a_{km}$  do transformador  $km$
7. Ângulo de defasagem  $\varphi_{km}$  do transformador  $km$

### Pseudomedidas

1. Módulo esperada da tensão  $V_k$  na barra k
2. Ângulo de fase esperado  $\theta_k$  da tensão na barra k
3. Potência ativa
  - a. Fluxo de potência ativa  $P_{km}^{esp}$  esperado no ramo km
  - b. Limite VAR  $Q_k^{lim}$  na barra k
4. Fluxo de potência reativa  $Q_{km}^{esp}$  esperado no ramo km
5. Módulo da corrente  $|I_{km}^{esp}|$  esperada no ramo km e da injeção de corrente  $|I_k^{esp}|$  esperada na barra k
6. Tap limite  $a_{km}^{lim}$  do transformador km
7. Ângulo de defasagem limite  $\phi_{km}^{lim}$  do transformador defasador km

Em contrapartida a Estimação de Estados Generalizada efetua o processamento simultâneo de dados lógicos e analógicos, tendo o seu vetor de estados aumentado para incluir as seguintes variáveis:

### Fluxo de potência complexa

1. Fluxo de potência ativa  $P_{km}$  e  $P_{mk}$
2. Fluxo de potência reativa  $Q_{km}$  e  $Q_{mk}$
3. Módulo da tensão  $V_k$  na barra k
4. Ângulo de fase  $\theta_k$  da tensão na barra k

O grupo de medidas e pseudomedidas também é aumentado, adicionando-se:

### Medidas

1. Fluxo de potência ativa  $P_{km}$ 
  - a. Nas chaves
  - b. Nos ramos de impedância nula
  - c. Nos ramos de impedância desconhecida
2. Fluxo de potência reativa  $Q_{km}$ 
  - a. Nas chaves
  - b. Nos ramos de impedância nula
  - c. Nos ramos de impedância desconhecida

### Pseudomedidas

1. Módulo da diferença de tensão  $V_k - V_m$  nas chaves fechadas
2. Diferença de ângulo de fase esperado  $\theta_k - \theta_m$  nas chaves fechadas
3. Fluxo de potência ativa  $P_{km}$  em uma chave aberta
4. Fluxo de potência reativa  $Q_{km}$  em uma chave aberta
5. Diferença de módulo da corrente  $I_{km} + I_{mk}$
6. Diferença de admitância  $\Delta Y_{km}^{sh}$  nos modelos equivalentes  $\pi$

Abur (2004) aponta, entre as funcionalidades extras propiciadas pela Estimação de Estados Generalizada:

- Possibilidade de melhorar o modelo estatístico de medidas com suspeita de erro;
- Habilidade de obter melhores estimativas a partir de uma base de dados com suspeita de erro;
- Capacidade de estimar importantes variáveis que não foram medidas;
- Capacidade de determinar o status desconhecido de disjuntores e detectar erros topológicos.

Para o estimador de estados baseado nas equações de fluxo de carga e no método MQP, formulado por Schweppe e Wildes na década de 70 (Schweppe, 1970), o objetivo é minimizar a soma dos resíduos entre os valores estimados e os medidos. Desde a sua formulação, a estimação estática de estados vem sendo uma ferramenta muito importante para o gerenciamento dos sistemas de transmissão, englobando o planejamento, a operação e o controle, sendo objeto de estudo de diversos pesquisadores em todo o mundo. Monticelli, (1999) e Abur (2004) apresentam uma descrição detalhada e abrangente desse problema.

### 2.3 ETAPAS ASSOCIADAS

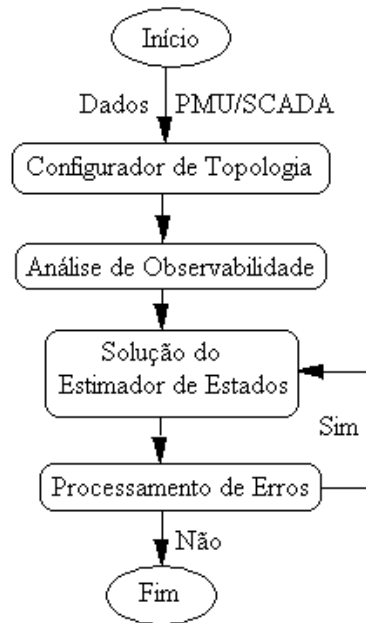
O processo de estimação de estados tipicamente inclui as seguintes funções:

1. Configurador de Topologia
2. Análise de Observabilidade
3. Solução do Estimador de Estados

#### 4. Processamento de Erros

A Figura 2.5 mostra o diagrama funcional simplificado do Estimador de Estados.

Figura 2.5 – Diagrama funcional simplificado do Estimador de Estados



Os próximos itens apresentam a descrição dessas principais funções.

##### 2.3.1 Configurador de Topologia

A partir dos dados referentes ao status dos disjuntores e chaves, as chamadas medidas lógicas, configura o diagrama on-line do sistema: a configuração da rede (ABUR, 2004). Essa base de dados fornecida pelos sistemas PMU/SCADA inclui informações acerca do tipo, configuração e localização dos medidores, assim como a descrição das conexões de dispositivos como transformadores, cargas, geradores, capacitores e indutores. Bose (1987) apresenta uma descrição das etapas de construção do modelo da rede elétrica a partir de medições feitas em tempo real.

Não somente o Estimador de Estados faz uso dessas informações disponibilizadas pelos sistemas PMU/SCADA, mas também outras funções de gerenciamento como Fluxo de Potência Ótimo e Análise de Contingências.

Os modelos barra-ramo são os mais comumente usados nos estudos de fluxo de potência. Assim, na estimação de estados, o configurador de rede reduz o modelo físico a um modelo constituído por barras e ramos (MONTICELLI, 1999).

### 2.3.2 Análise de Observabilidade

Determina se o estado do sistema pode ser estimado utilizando-se uma base de medidas disponíveis. Um sistema é dito “observável” quando o conjunto de medidas é suficiente para a determinação do estado pelo estimador. Caso contrário, é dito “não-observável”. Neste caso medidores adicionais devem ser colocados em particulares localidades. Logo a observabilidade de um dado sistema elétrico é determinada pelo Plano de Medição, ou seja, o tipo e localização das medidas disponíveis, envolvendo na sua análise a teoria de grafos.

A Análise de observabilidade pode ser feita on-line antes da estimação de estados, a fim de verificar que o estado do sistema pode ser obtido a partir do conjunto de medidas coletado no último período, e/ou off-line durante a fase inicial da estimação de estados, visto que é possível verificar a adequação da configuração de medições existente.

Para os sistemas de transmissão são utilizados algoritmos de análise de observabilidade: numéricos, simbólicos, topológicos e híbridos. Monticelli (1999) e Abur (2004) apresentam descrições detalhadas de vários algoritmos através dos quais é feita a análise de observabilidade, destacando-se:

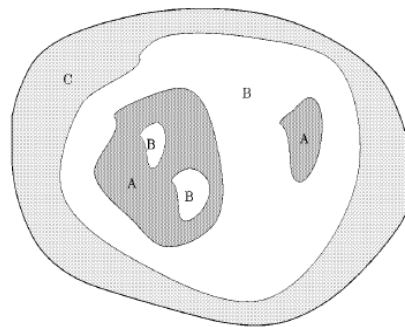
- Análise Topológica: Utiliza a aplicação dos conceitos da teoria de grafos baseando-se no tipo e alocação das medidas.
- Análise Numérica: Fundamenta-se na detecção da presença de pivôs de valor nulo durante a fatoração triangular da matriz ganho.
- Análise Simbólica: Emprega uma redução simbólica da matriz jacobiana.
- Análise Híbrida: Utiliza uma combinação dos algoritmos topológico e numérico.

Erros de comunicação, mudanças de topologia ou erros de medição podem ocasionalmente resultar em casos nos quais o estado do sistema como um todo não pode ser estimado. Todavia o sistema pode conter ilhas observáveis, tendo cada uma o seu próprio

ângulo referência independentemente do resto do sistema. A Análise de observabilidade permite, em uma etapa que precede a estimação de estados, a identificação dos ramos não-observáveis, bem como as ilhas observáveis do sistema, se existirem.

A Figura 2.6 mostra uma rede elétrica com suas áreas observáveis e não-observáveis delimitadas.

Figura 2.6 – Caracterização da observabilidade de uma rede elétrica interconectada



A: Parte observável do sistema de interesse  
 B: Parte não-observável do sistema de interesse  
 C: Resto do sistema interconectado

Fonte: Adaptado de Lopes (2008, p.41)

Além do conceito de ilha observável, há ainda alguns outros conceitos importantes no que diz respeito à observabilidade, a saber:

#### Redundância Global

A redundância global de um dado sistema é definida como a taxa entre o número de medidas do sistema pelo número de variáveis de estado do mesmo. Tipicamente os valores de redundância variam entre 1,7 e 2,2. Um sistema é dito minimamente observável se apresentar redundância global igual a 1 e for observável (SANTOS FILHO, 2006).

Embora medidas redundantes não impactem na observabilidade da rede elétrica, elas são cruciais no processo de detecção, identificação e eliminação de erros grosseiros, podendo ainda impedir que a perda temporária de dados não interfira significativamente no processo de estimação de estados.

Dessa forma é desejável um grau de redundância elevado, porém, tendo em vista que custos associados ao sistema de medição são normalmente elevados, o nível de monitoramento é relativamente baixo na prática. A redundância de um sistema elétrico está intimamente relacionada com o sucesso do processo de estimação.



### Pseudomedidas

Partes não-observáveis da rede elétrica podem ter seus estados determinados pelo estimador mediante a inclusão de pseudomedidas, que são medidas adicionais não mensuradas em tempo real incluídas no conjunto de medições com o propósito de tornar o sistema minimamente observável.

Seus valores são cuidadosamente definidos a partir de uma base histórica de dados (empiricamente) ou a partir do caso base do sistema. Por conseguinte, devido à sua imprecisão, os respectivos valores de ponderação devem ser pequenos (SANTOS FILHO, 2006).

### Medidas Virtuais

O conceito de medida virtual está associado à injeção de potência - ativa e reativa - nula nas barras de passagem do sistema, cuja geração e carga são nulas. Mesmo não sendo medidas fisicamente, essas medidas livres de erro podem ser utilizadas no processo de estimação de estados (ABUR, 2004). Fundamentando-se na precisão da informação, a representação de medidas virtuais no problema de estimação de estados resulta em elevadas ponderações para as mesmas (LOPES, 2008).

### Medidas Críticas

São medidas cuja remoção do conjunto de medições torna o sistema não-observável, isto é, são medidas não redundantes. A identificação das medidas críticas associadas ao conjunto de medições é de vital importância na estimação de estados, visando garantir um monitoramento confiável e eficiente por parte do sistema de medição processado. Consequentemente essas medidas não devem ser portadoras de erros grosseiros, entretanto há também essa possibilidade (LOPES, 2008).

A redundância global do sistema é um índice bastante expressivo, contudo não representa a robustez do sistema de medição. Por exemplo, um sistema pode ter um nível de redundância global elevado, mas localmente a redundância ser baixa, resultando em um conceito de medida crítica do ponto de vista local, uma vez que a perda de uma única medida pouco interfere no índice global (SANTOS FILHO, 2006).

O esquema de medição deve ser adequado às necessidades de processamento do Estimador de Estados conforme o sistema, levando em consideração a redundância, a

qualidade dos valores medidos e a observabilidade. Em geral sua distribuição deve ser a mais homogênea possível e deve apresentar um grau de redundância razoável.

Segundo Santos Filho (2006) a disponibilidade e a qualidade do sistema de medição são questões importantes, sendo os problemas nos canais de comunicação e nas RTU as causas mais frequentes de indisponibilidade total ou parcial. Enquanto os problemas nos canais de comunicação podem ser causados por linhas de comunicação de má qualidade, ou sobrecarregadas, e defeitos nos modems, no caso das RTUs os problemas são normalmente causados por obsolescência dos equipamentos. Em relação à qualidade do sistema de medição o autor relata que as principais causas de problemas nessa área são: o ajuste inadequado dos transdutores, a sobrecarga dos TCs (transformadores de corrente) e TPs (transformadores de potencial) e a utilização de TPs e TCs com classe de precisão inadequada.

Baran (1995) apresenta um método de alocação de medidores em sistemas de transmissão que incorpora todos os aspectos importantes do problema: custo, precisão, confiabilidade e capacidade de processamento erros. O problema é resolvido em três fases. O objetivo na primeira etapa é colocar um conjunto mínimo de medidores que satisfaça os requisitos de precisão desejados. Na segunda etapa, medidores adicionais são colocados a fim de incorporar os requisitos de confiabilidade, que são definidos em termos das perdas de informação das RTUs. Na terceira etapa, os medidores adicionais são colocados para melhorar a capacidade de processamento de erros do estimador de estados, quanto à detecção e a identificação os dados com erros.

### **2.3.3 O Estimador de Estados MQP**

Determina os estados do sistema, em geral composto pelas tensões complexas nas barras, fundamentando-se no modelo da rede e nas medidas coletadas. Fornece, ainda, a melhor estimativa para os fluxos das linhas, geração, cargas e taps de transformadores.

O cálculo do vetor de estados é a etapa principal do processo de estimação de estados, sendo as metodologias baseadas no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) ou no critério da Máxima Verossimilhança as mais difundidas na literatura técnica especializada. Entre as formulações baseadas no MQP o Método das Equações Normais é o mais aplicado, enquanto no âmbito dos algoritmos baseados no critério da Máxima Verossimilhança, o da Soma dos Valores Absolutos Ponderados dos Resíduos (VAPR) é o mais abordado.

No presente trabalho será abordado um estimador baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados definido Schweppe (1970) e reformulado a seguir. Desde a sua proposta inicial, como um problema de otimização irrestrito, muitas variantes foram propostas almejando aprimorar a formulação, bem como adequá-la às novas necessidades do setor elétrico.

$$J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{nm} r_i^2 / \sigma_i^2 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{nm} [z_i - h_i(x)]^2 / \sigma_i^2$$

s.a.  $g(x) = 0$   
 $c(x) \leq 0$

Onde:

$r_i$  : resíduo de estimação para uma medida  $i$  qualquer;  $r_i = z_i - h_i(x)$ ;

$\sigma_i^2$ : representa a variância de uma medida  $i$ ;

$z_i$ : representa uma medida  $i$   $z_i^{\text{medido}}$ ;

$h(x)$ : equação representativa das medições não lineares em função do vetor de variáveis de estado  $x = [V \ \theta]$ ;

$g(\cdot)$  e  $c(\cdot)$  são restrições operativas de igualdade e desigualdade, respectivamente, sendo normalmente utilizadas para representar valores objetivos e limites operacionais de partes não-observáveis do sistema elétrico (MONTICELLI, 2000).

O modelo de estimação de estados estática relaciona os módulos e fases das tensões nos barramentos com as medidas obtidas em tempo real, fundamentando-se na suposição de resíduos de medição. Assim, pelo Método dos Mínimos Quadrados Ponderados o objetivo é minimizar a soma dos quadrados dos resíduos entre os valores medidos e os valores calculados a partir do estado estimado, ponderados pelo inverso da variância dos erros das medições. A variância  $\sigma_i^2$  dos erros de medições é baseada na precisão do sistema de medição e/ou em uma base de dados histórica desses erros de medição.

No Apêndice A são apresentadas as principais formulações alternativas para a solução do estimador de estados pelo Método dos Mínimos Quadrados Ponderados para sistemas de transmissão de energia elétrica.

## 2.3.4 Processamento de Erros

### 2.3.4.1 Erros Grosseiros

Detecta a existência de erros grosseiros no grupo de medidas. Identifica e elimina medidas com erros contanto que haja redundância suficiente. É uma das funções essenciais de um Estimador de Estados.

De forma geral os erros grosseiros podem ser classificados em dois tipos:

- Erro grosseiro único: presente em apenas uma medição em todo o sistema.
- Erros grosseiros múltiplos: presentes em mais de uma medida.

As medições efetuadas podem apresentar erros pelas mais diversas razões. Erros aleatórios eventualmente ocorrem nas medições em virtude da precisão e exatidão dos equipamentos de medição. A rede de comunicação também pode ser responsável por dados de telemetria corrompidos durante a tarefa da transmissão. Desde que haja um grau de redundância suficiente, é esperado que esses erros sejam filtrados pelo Estimador de Estados. Todavia a natureza dessa filtragem depende do método de estimação aplicado (ABUR, 2004).

Essencialmente a identificação de erros grosseiros pressupõe a não existência de erros paramétricos e de erros de configuração da rede – topológicos ou estruturais. Os resultados destes testes podem, no entanto, fornecer subsídios para a identificação de eventuais erros de configuração e/ou paramétricos (SANTOS FILHO, 2006).

As metodologias de detecção de erros grosseiros mais comumente utilizadas na literatura especializada são o Método do Maior Resíduo Normalizado, no qual o maior resíduo normalizado é associado à uma medida errônea; e o Método do Teste de Hipóteses ou Teste  $X^2$ , baseado em uma análise da função objetivo. Essas duas alternativas são abordadas no Apêndice B, sendo largamente descritas em Abur (2004) e Monticelli (1999).

### 2.3.4.2 Erros Paramétricos e Estruturais

Estima vários parâmetros da rede, como parâmetros do modelo da linha de transmissão, parâmetros de *tap* de transformador e parâmetros de capacitor *shunt* e reatores. Detecta erros estruturais ou topológicos na configuração da rede e identifica erros no *status* de disjuntores, contanto que haja redundância suficiente no conjunto de medidas.

O tratamento adequado dos erros paramétricos e topológicos constitui, pois, mais um desafio na área de estimação de estados, já que uma falha nessa etapa resulta em uma representação errônea da rede, prejudicando então a função do estimador de estados

Os erros de topologia podem ser classificados em dois tipos: simples e múltiplos. Os erros topológicos simples ocorrem quando apenas um elemento encontra-se mal configurado, enquanto os múltiplos surgem em situações nas quais mais de um elemento apresenta erro de configuração (LOPES, 2008). Handschin (1975) aborda tanto a análise de erros grosseiros quanto a dos erros estruturais em sistemas elétricos de potência, relacionando os principais métodos de detecção e identificação.

### **3 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **3.1 ASPECTOS GERAIS**

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão passando por mudanças significativas. O aumento da geração distribuída (GD), a aplicação intensiva de telecomunicação, a introdução de dispositivos de controle e a desregulamentação do mercado de energia vem impulsionando a implementação de novas filosofias de operação onde a distribuição deixa de ter um comportamento passivo para se tornar uma rede extremamente complexa, com alto grau de interação entre consumidores e equipamentos. Estes sistemas vem sendo chamados de *Smart Grids* e muitas propostas relacionadas a esta dinâmica de operação vem sendo propostas na literatura (HEYDT, 2010).

Neste contexto é fundamental o desenvolvimento de equipamentos e algoritmos para a operação em tempo real de sistemas de distribuição. Uma ferramenta essencial nesse novo cenário é o estimador de estados (GIUSTINA, 2014). Assim, neste capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica do processo de Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, abordando informações referentes ao seu histórico e conceitos importantes do estado da arte.

#### **3.2 ESTADO DA ARTE**

Estimadores de estados são largamente empregados em sistemas de transmissão de energia elétrica e são considerados atualmente uma ferramenta indispensável nos centros de operação da transmissão. Os estimadores de estados determinam o ponto de operação do sistema a partir de medições em tempo real obtidas através do sistema SCADA (GAUSHELL, 1987). Apesar de ainda existirem desafios, as tecnologias empregadas na estimação de estados em sistemas de transmissão estão bastante consolidadas. Os estimadores atuais são capazes de detectar e tratar erros de medição assim como dados críticos de origem topológica e até paramétrica.

Contudo devido às características dos sistemas de distribuição de energia elétrica, como por exemplo radialidade, desequilíbrios, cargas distribuídas e baixa densidade de carga, não existe ainda tecnologias consolidadas para estimação de estados. Ao contrário dos sistemas de transmissão, na distribuição é muito custosa a instalação de um número elevado

de medidores e conseqüentemente a observabilidade do sistema, dada a baixa redundância das informações, fica comprometida (GIUSTINA, 2014; HUANG, 2012; BARAN, 2009a).

Procurando solucionar o problema de observabilidade Baran (1994) propõe um estimador trifásico onde, a partir de dados históricos, as cargas são consideradas pseudomedidas. Utilizou o método dos mínimos quadrados ponderados para obtenção dos estados da rede, a partir de medidas de energia, tensão e corrente. Procurando ainda melhorar a qualidade das medidas e a observabilidade nos sistemas de distribuição, uma metodologia para alocação de medidores foi apresentada em Baran (1995) e Baran (1996).

Baran (1995) apresenta um método trifásico de estimação de estados que utiliza corrente nos ramos. Esta característica permite desacoplar o problema em três subproblemas distintos, o que não é possível para métodos que utilizam tensões nodais. O método é capaz de trabalhar com sistemas radiais e fracamente malhados. Baran (2001) resume o estado da arte dos métodos de estimação de estado para sistemas de distribuição e também descreve os desafios de desenvolver métodos de estimação de estado que podem resolver alguns dos problemas das redes de distribuição. Baran (2009b) considera a incorporação de medições de tensão para melhoria do estimador de estados, e Baran (2009c) incorpora um método de identificação de erros topológicos baseado nos resíduos normalizados.

Lu (1995) propõe um algoritmo trifásico de estimação de estado onde as medidas de potência, tensão e corrente são convertidas para o seu equivalente de corrente. O método utilizada coordenadas retangulares e conseqüentemente os termos do Jacobiano são constantes e iguais aos elementos da matriz das admitâncias. Buscando aumentar o desempenho computacional uma versão desacoplada foi apresentada em Lin (1996).

A partir do início do século surgiram muitos trabalhos que aplicavam sistemas inteligentes no problema de estimação de estado na distribuição. Em Naka (2003), utilizando medidas de tensão e corrente da subestação e de unidades remotas, estima-se as cargas e a geração dispersa. Na solução do problema de otimização foi aplicado *particle swarm*.

Manitsas (2012) apresenta uma abordagem alternativa para a modelagem de pseudomedidas no contexto da estimação de estados em redes de distribuição a partir do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Utilizou redes neurais artificiais para modelar as cargas e tratá-las no problema de estimação de estados como pseudomedidas. Para isso utilizou os perfis típicos das cargas em conjunto com um número reduzido de medidas. Assim as pseudomedidas são geradas a partir de algumas medições reais utilizando redes neurais artificiais associadas a específicos perfis de carga.

Recentemente Biserica (2012) também utilizou Redes Neurais Artificiais para definir as pseudomedidas. Saric´ (2003) investiga a influência dos dados históricos assim como a contribuição de cada categoria de cliente na definição da carga em um determinado nó do sistema. A formulação utiliza sistemas Fuzzy.

Singh (2009a) apresenta uma avaliação de algumas metodologias de estimação de estados em redes de distribuição, onde as metodologias adotadas em sistemas de transmissão são reconfiguradas e adaptadas para a distribuição. Segundo este estudo a metodologia que envolve a minimização da soma ponderada dos valores absolutos dos resíduos, assim como uma outra metodologia estudada, a estimação generalizada de Schweppe Huber, não pode ser aplicada a sistemas de distribuição. A fim de obter estimações consistentes e de boa qualidade, seriam necessárias modificações significativas nesses algoritmos. Já o estimador baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados apresentou um desempenho confiável e foi considerado aplicável para os sistemas de distribuição, funcionando bem quando as características dos ruídos são conhecidas. Contudo na ausência dessas informações o autor destaca que o método precisa ser modificado.

Singh (2010) apresenta uma abordagem de utilização de cargas como pseudomedidas para o problema da estimação de estados em redes de distribuição. É proposta uma modelagem de carga cuja função probabilidade de densidade de carga é representada por um modelo chamado Mistura Gaussiana, onde o algoritmo de Maximização da Expectativa é utilizado para obter os parâmetros da mistura. O algoritmo baseado no MQP é desenvolvido para utilizar esses modelos de carga, e avaliado através de medidas estatísticas (desvio, consistência e qualidade) após teste em um sistema de distribuição genérico.

Rankovic´ (2014) apresenta um algoritmo de estimação de estados para redes de distribuição baseado no Método dos Mínimos quadrados ponderados utilizando a modelagem trifásica. Os modelos trifásicos dos componentes são desenvolvidos de acordo com as características dos transformadores (ligações dos enrolamentos), linhas (três e quatro fios), cargas (Y aterrada, Y não aterrada e  $\Delta$ ) e unidades de geração distribuída (gerador síncrono, gerador de indução). As cargas não monitoradas ou parcialmente monitoradas e unidades de geração distribuída são inicialmente estimadas a partir dos perfis diários de carga ou de dados históricos ou previsão do tempo. Essas medições são incluídas no estimador de estados com pesos inferiores, sendo tratadas como pseudomedidas. O autor destaca que essa modelagem é particularmente útil para tratar de sistemas assimétricos ou desequilibrados, cuja modelagem monofásica não seria consistente.



Dzafic (2014) apresenta uma modelagem trifásica de um estimador de estados para sistemas de distribuição radiais ou levemente malhados, considerando todas as medições analógicas, incluindo tensão, corrente, potência ativa e reativa, bem como informações históricas de carga. O dimensionamento da carga é baseado em uma otimização pelo Método dos Pontos Interiores. Dessa forma o problema de estimação é dividido em grupos de carga que estão localizados nas chamadas "áreas de medição". Agrupando-se as cargas com os mesmos fatores de ponderação, o número de variáveis de estado para a otimização é minimizado. Restrições de igualdade são utilizadas para fechar o balanço das áreas e isso reduz significativamente o tamanho do problema. O método utilizado nesse estimador é o VAPR.

Tendo em vista a dimensão dos sistemas de distribuição, as limitações de investimento e dificuldades de manutenção de campo das redes de distribuição, que resultam em um número reduzido de medidores e em um grau de redundância insuficiente para as metodologias tradicionais, este trabalho propõe uma metodologia de modelagem das cargas nas barras não monitoradas associada aos benefícios da utilização de PMUs para solucionar o problema da estimação de estados em redes de distribuição.

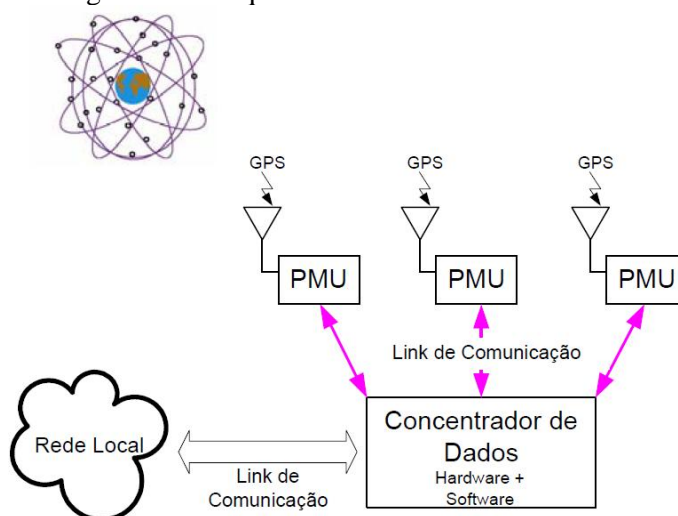
## 4 MEDIÇÃO FASORIAL EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

### 4.1 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

No contexto da estimação de estados em SEPs, paralelamente aos sistemas SCADA, novos instrumentos têm sido propostos para enfrentar o desafio da aquisição de medidas, destacando-se os equipamentos relacionados à tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*) e metodologias de aplicação envolvendo aspectos de monitoração e controle em tempo real. Decker (2005) ressalta que os sistemas SPMS são genericamente citados na literatura técnica como *Wide Area Measurement System* (WAMS). Estes sistemas são constituídos essencialmente por *Phasor Measurement Units* (PMU), conectadas a um concentrador de dados *Phasor Data Concentrator* (PDC) para correlação de valores de tempos definidos e seus valores já relacionados são enviados ao sistema SCADA.

A Figura 4.1 apresenta uma arquitetura clássica de um sistema de PMUs. Ehrensperger (2004) descreve que o concentrador de dados (PDC), é um elemento único em um sistema de medição de uma determinada área de controle e tem como principal função receber e reunir de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as para o uso em aplicações.

Figura 4.1 – Arquitetura de um sistema de PMUs

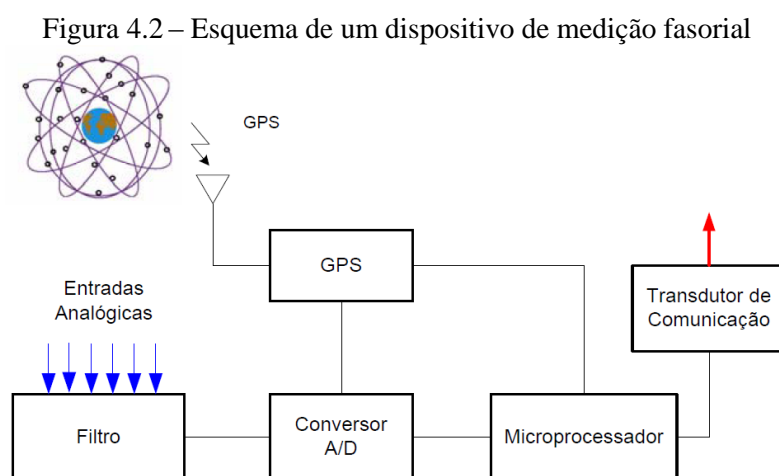


Fonte: Ehrensperger (2004, p.8)

PMU é um dispositivo capaz de medir os fasores de tensão e corrente sincronizados no tempo em um sistema elétrico de potência, permitindo a obtenção, com elevada exatidão e alta taxa de amostragem, de grandezas fasoriais pertencentes a barras geograficamente distantes, de forma sincronizada por meio de um *Global Positioning Satellite* (GPS). Em virtude dessa habilidade, a PMU é considerada um dos dispositivos modernos mais importantes no monitoramento e controle de sistemas elétricos de potência. Porém essa revolução é diretamente afetada pelos custos envolvidos na sua implantação, bem como a rede de comunicação necessária (NUQUI, 2001).

Andrade (2008) apresenta detalhes da origem das PMUs, sua construção e funcionamento, descreve como é feito o cálculo dos fasores e a sincronização dos sinais amostrados, ressaltando que somente após a comercialização dos GPS foi possível desenvolver as primeiras PMUs. Descreve ainda como funciona a convenção para medição fasorial sincronizada conforme a norma IEEE 1344-1995.

A Figura 4.2 abaixo mostra um esquema simplificado de um equipamento de medição fasorial.



Fonte: Ehrensperger (2004, p.11)

O sinal PPS (*pulse per second*) do receptor de sinal GPS é convertido em uma sequência de pulsos de temporização de alta velocidade que são usados na forma de onda do sinal de amostragem. O microprocessador calcula os fasores utilizando a Transformada Discreta de Fourier após a conversão A/D das grandezas de tensão e corrente. O filtro *anti-aliasing* filtra ruídos na entrada da PMU. Por fim o fasor é estampado em intervalos de tempo e enviado ao PDC, equipamento responsável pela armazenagem e concentração de dados (Andrade, 2008). O efeito *aliasing* corresponde à criação de uma falsa frequência durante o

processo de amostragem, em virtude de uma baixa taxa de amostragem. Para se evitar este efeito, a taxa de amostragem – chamada de taxa de Nyquist, deveser maior do que o dobro da maior componente de frequência que se deseja medir (EHRENSPERGER, 2004).

Segundo Phadke (apud EHRENSPERGER, 2004) diferentes métodos podem ser empregados no tratamento dos dados com a finalidade de se efetuar a medição das grandezas fasoriais. Entre estes há o processo de medição por demodulação e o método baseado na passagem por zero (*zerocrossing*) das ondas. No entanto, a Transformada Discreta de Fourier (DFT) é a ferramenta matemática mais utilizada no tratamento das amostras de tensões e correntes do sistema. Uma vez que a DFT realiza o tratamento de dados adquiridos simultaneamente nos diferentes pontos de medição, tem-se a garantia de que os fasores resultantes encontram-se sob a mesma referência temporal e, assim, podem ser utilizados para se conhecer o estado real do sistema em um dado instante (EHRENSPERGER, 2004).

O Padrão IEEE 1344 – Sincrofasores para Sistemas de Potência – foi concluído em 1995. Ele define parâmetros necessários para assegurar que as medições fasoriais serão feitas e comunicadas de uma forma consistente. Ele especifica os requisitos para o sinal de sincronismo e o código de tempo necessário para a entrada para uma unidade de medida. O GPS é a fonte recomendada e IRIG-B é o formato básico utilizado para a comunicação. A norma especifica o formato das medições e de transmissão das informações, de forma a facilitar a comunicação entre os componentes e padronizar a fabricação. A estimação de estados, os sistemas de proteção e o controle de estabilidade podem ser consideravelmente melhorados usando medições fasoriais (MARTIN, 1998).

A Norma IEEE C.37.118 publicada inicialmente em 2005 padroniza o uso de medições fasoriais em sistemas de potência, definindo sincrofasores, frequência e taxa de variação de frequência (ROCOF) de medição sob todas as condições operacionais. Ele especifica métodos para avaliar estas medições e requisitos para o cumprimento da norma tanto em estado estacionário quanto em condições dinâmicas. Etiqueta de tempo e requisitos de sincronização estão incluídos. Este documento define um unidade de medição fasorial (PMU), que pode ser uma unidade física independente ou uma unidade funcional dentro de outra unidade física. Esta norma não especifica hardware, software, ou um método para computar fasores, frequência, ou ROCOF, apresentando um conjunto de requisitos de desempenho de PMUs para garantir que os instrumentos sejam compatíveis resultem em desempenho semelhante ao apresentado com um conjunto de sinais de teste. O usuário deve estar ciente de que, na presença dos componentes indesejáveis no sinal de entrada, podem ocorrer erros de medição mais elevados. Alternativas de processamento de sinais podem ser

utilizadas para reduzir ou eliminar esses erros. Contudo elas são difíceis de implementar em um ambiente em tempo real e podem afetar negativamente a latência de medição ou o tempo de resposta dos sincrofasores (IEEE, 2011).

## 4.2 MEDIÇÃO FASORIAL EM SEP

Um trabalho pioneiro sobre a utilização das PMUs na estimação de estados foi desenvolvido por Thorp, Phadke e Karini (1985), que propuseram a incorporação das medidas de ângulos para a melhoria da convergência do estimador de estados estático WLS. Concluíram também que quando as medidas de ângulo eram usadas no lugar das medidas de fluxo de potência havia uma redução no número de medidas e um aumento na taxa de convergência do estimador. Constataram ainda que, à medida que o número de medições de ângulo aumentavam e o número de medições de fluxo diminuía, o desvio padrão das tensões complexas estimadas aproximava-se do desvio padrão das medidas. Os autores propuseram a utilização de potências complexas como pseudomedidas, obtidas a partir das medições de tensão e corrente das PMUs, permitindo uma formulação do problema de estimação usando somente medições complexas de tensão e corrente.

Phadke (2002) faz uma abordagem do histórico da medição fasorial sincronizada, que teve seu início em meados da década de 1980 e desde então tem recebido atenção considerável de pesquisadores dos sistemas elétricos de potência. O autor ressalta que a PMU é descendente direta do relé de distância introduzido no final da década de 1970. Desde os primeiros protótipos da PMU construídos na Virginia Tech, a aplicação de medições de PMUs na operação e controle dos SEPs é reconhecida em todo o mundo e continua sendo um assunto muito importante nas pesquisas.

Ehrensperger (2004) investiga a utilização de Sistemas de Medição Fasorial em Sistemas de Energia Elétrica, fazendo uma análise do estado da arte e o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que permite a simulação de funções de monitoração e controle de sistemas elétricos, quando desempenhadas a partir do uso de sistemas de medição fasorial. Esse trabalho apresenta aspectos relativos ao processo de medição fasorial sincronizada, bem como os elementos constituintes, e uma visão geral a partir da exploração das experiências realizadas em diversos países.

Andrade (2008) apresenta uma investigação de possíveis aplicações dos sistemas SPMS no processo de monitoração e controle da operação de sistemas elétricos de potência, analisando os impactos do SPMS na estimação de estados em tempo real e seu uso na análise

do fluxo de potência, na análise de estabilidade, nas estratégias de controle. Sumariza ainda aspectos gerais do estágio atual das aplicações dos SPMS em diversos países, como EUA, México, Itália, Suíça, Japão, países Nórdicos, além da União Europeia e Ásia. Descreve ainda detalhes da estrutura hierárquica e arquitetura do projeto do SPMS no Brasil, além de fazer uma avaliação econômica dos impactos da tecnologia no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Castro Vide (2013) relata que as medidas provenientes dos SPMS apresentam elevada precisão se comparadas às medidas convencionais provenientes dos SCADA, propondo duas abordagens de incorporação das medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado para monitoramento do estado do sistema. O uso de medições fasoriais na obtenção de observabilidade do sistema também é explorado.

Zhu (2007) revisita a formulação do problema de estimação de estados, assumindo a disponibilidade de pelo menos uma unidade de medição fasorial (PMU) no sistema. No artigo o autor afirma que a existência de medidas de PMUs elimina a necessidade de escolher uma barra de referência na formulação do problema de estimação de estados. No entanto, também necessita um mecanismo de detecção de erros de medição das PMUs, bem como a identificação e a eliminação dessas medidas. O trabalho investiga os requisitos para garantir uma estimação de estados robusta na presença de erros individuais provenientes de PMUs. Tais requisitos são verificados através da implementação de um GPS e da utilização de sistemas de teste contendo uma ou mais medidas fasoriais, concluindo-se que a formulação produz resultados consistentes, desde que certas condições de redundância sejam satisfeitas.

Cheng (2008) descreve que o estimador de estados mais comumente usado na indústria de energia é não linear e formulado usando medidas convencionais, tais como medições de fluxo e injeções de potência. Há uma carga computacional que resulta em uma preocupação para o estimador de estados MQP ao integrar medições de PMUs. Por esta razão foram propostos estimadores de estados distribuídos, que podem resolver esse problema de integração. No entanto, existe uma discrepância entre estimadores de estados distribuídos e o estimador de estado integrado. Dessa forma o autor propõe uma nova formulação linear que é capaz de tratar em conjunto as medidas tradicionais e as medições de PMUs de maneira fácil e eficiente. A partir da transformação iterativa de fasores de potência em fasores de corrente, são misturadas medições convencionais e medições de PMUs, melhorando a redundância e a precisão do estimador de estados. A matriz de ganho é mantida constante, o que reduz a carga computacional.

No trabalho de Avila-Rosales (2009) também é abordado um modelo híbrido PMU/SCADA para estimação de estados on-line mais robusta e apurada. É feita, ainda, uma comparação entre as duas bases de dados, que é mostrada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Comparação entre as bases de dados PMU e SCADA

PMU	SCADA
Atualiza 30 vezes por segundo	Atualiza em 2-5 segundos
Dados com estampa de tempo	Latência
Compatibilidade com as tecnologias modernas de comunicação	Baseado em tecnologias antigas de comunicação
Responde ao comportamento dinâmico do sistema	Responde ao comportamento estático do sistema
Mudança de ângulo significa mudança na transferência de potência	Mudança de frequência significa desequilíbrio entre geração/carga

Fonte: Adaptado de Avila-Rosales (2009, p. 3)

Jones (2013) apresenta uma modelagem linear trifásica da estimação de estados com o uso exclusivo de medidas provenientes de PMUs, onde as variáveis de estado são as tensões e as correntes. Haughton (2013) propõe um estimador de estados trifásico linear para sistemas de distribuição inteligentes. São características dos sistemas de distribuição tradicionais a radialidade, a carga desequilibrada e distribuída em curtas distâncias, baixa penetração de geração distribuída e baixa redundância nas medições, por exemplo. O estimador de estados tradicional MQP foi usado para desenvolver um estimador estático linear não-iterativo para sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados, cada vez mais automatizados e necessitados de sistemas aprimorados de monitoramento e controle em tempo real.

Pau (2013) comenta que a desregulamentação e a privatização estão criando novos problemas de controle, gerenciamento e confiabilidade devido à novas tecnologias que estão sendo difundidas nos sistemas de distribuição. Nesse cenário são necessárias ferramentas mais precisas, em especial quanto ao conhecimento dos ângulos de fase, a fim de evitar situações críticas. Dessa forma as PMUs emergem de forma promissora. Este artigo apresenta a inclusão de medições fasoriais em um estimador de estados baseado na corrente dos ramos. Adicionalmente a modelagem proposta melhora significativamente o conhecimento do perfil da voltagem, sendo testada em sistema radial e fracamente malhado. O estimador é expresso tanto em coordenadas polares, quanto retangulares.

Göl (2014) alega que, embora o MQP seja o estimador comumente empregado para resolver o problema de estimação de estados em sistemas de energia, utilizando principalmente medições provenientes dos sistemas SCADA, ele ainda falha na presença de medidas com erros. O afirma que o estimador baseado nos Mínimos Valores Absolutos (*Least Absolute Value - LAV*) é mais robusto, mas não é amplamente utilizado devido ao seu maior custo computacional. Uma vantagem desse estimador é a rejeição automática de medidas com erros dependendo do conjunto de medições. Com a inclusão exclusivamente de medições fasoriais o artigo demonstra as vantagens e argumenta que esse estimador é estatisticamente robusto e computacionalmente competitivo em relação ao MQP.

Göl (2015) propõe uma incorporação de um número limitado de PMUs na solução de estimação de estados a fim de melhorar a exatidão estado estimado e a velocidade de processamento, condição particularmente importante para as situações do sistema que requerem ação de controle rápida baseada na instabilidade de tensão devido ao evento inesperado. Em tais situações os estimadores de estado baseados em SCADA podem ser demasiado lentos para capturar as alterações no estado do sistema devido à baixa velocidade de varredura, que é da ordem de segundos. Já as medições através de PMUs podem fornecer atualização em milissegundos, contudo, eles podem não fornecer observabilidade completa do sistema. Este trabalho propõe uma solução para suprir esse problema da falta de observabilidade em um estimador baseado na minimização da soma dos valores absolutos dos resíduos.

Chakrabarti (2009) analisa a influência da alocação da medição fasorial sincronizada na observabilidade do sistema. A programação quadrática inteira é utilizada na minimização do número de PMUs requerido para manter a observabilidade completa do sistema mesmo perante a saída de linhas de transmissão ou de PMUs, buscando a maximização da redundância em todos os barramentos do sistema.

Aminifar (2014) utiliza medições fasoriais sincronizadas na estimação de estados dinâmica, além de previsões que aumentam o grau de redundância dos dados de medição. Uma vez que pode haver variações drásticas durante as flutuações de carga, o uso de previsões pode ser prejudicial ao estimador. É proposta uma metodologia na qual o problema de otimização é solucionado através de programação inteira mista que descarta essas previsões sempre que detecta mudanças repentinas no estado do sistema. Este recurso melhora a computação e dispensa processo iterativo.



Lei (2012) confirma que a precisão do estimador de estados é maior com a inclusão das PMUs e propõe um algoritmo que processa medidas provenientes dos sistemas SPMS e SCADA e utiliza os multiplicadores de Lagrange nas restrições do problema.

Segundo Sexauer (2013) o alto índice fontes de geração distribuída e cargas ativas nas redes de distribuição tem a capacidade de transformar o sistema tradicionalmente lento em mudanças em um sistema bastante dinâmico, demandando novas estratégias de controle e proteção dos sistemas elétricos, cuja abordagem tradicional pode não ser adequada. Nesse contexto é abordada a necessidade e os benefícios da utilização de PMUs, sendo apresentados detalhes de seu funcionamento, requisitos e pontos de atenção.

Aminifar (2015) apresenta um panorama geral da literatura que envolve a tecnologia da tecnologia de medição de sincrofasores, PMUs e WAMS e sua aplicação em sistemas de energia elétrica em todo o mundo. Esse sistema de medição emergiu como uma forma avançada de monitoramento e controle, desafiando pesquisadores que buscam oportunidades de aplicações diversas dessa tecnologia. O documento aborda artigos de investigação relevantes sobre tema, publicados pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* e *The Institution of Engineering and Technology (IET)* entre 1983 e 2014, a fim de ajudar engenheiros e estimular o desenvolvimento e a aplicação dessa tecnologia no monitoramento dinâmico e no controle automatizado dos sistemas de energia modernos.

Fadiran (2012) apresenta uma proposta de alocação ótima de medidores convencionais e PMUs utilizando programação linear inteira na Estimção de Estados em SEP e na Análise de Observabilidade. Deve ser claro o objetivo da alocação de PMUs, a fim de conseguir os benefícios desejados em cada aplicação. Segundo o autor a maioria dos estudos tem alcançado observabilidade para estimação de estados com cobertura de PMUs de 30% na rede. Já para a análise de faltas a cobertura deve ser de 50% de PMUs, cobertura que pode não ser alcançada em um futuro próximo devido ao custo. Este trabalho propõe uma metodologia de alocação que visa reduzir o número de PMUs necessário para garantir a observabilidade na estimação de estados e nas faltas.

Albuquerque (2013) propõe um método de alocação ótima de PMUs em sistemas elétricos de energia através de um Algoritmo Genético Canônico Modificado (AGCM), o qual visa determinar a quantidade mínima de PMUs e a localização ótima dessas unidades, de forma a garantir a completa observabilidade topológica do sistema. São realizadas modificações nos operadores genéticos e consideradas hipóteses restritivas no espaço de busca com o intuito de melhorar o desempenho na solução do problema de otimização.

Singh (2009b) apresenta uma proposta de alocação ótima de unidades de medição fasorial cuja técnica baseia-se na melhoria sequencial de um índice de probabilidade bivariável relacionado aos erros relativos das tensões e ângulos de fase em cada barra, representados por elipses. O estimador de estados baseado no Método dos Mínimos Quadrados apresenta as tensões complexas como variáveis de estado. O custo efetivo da alocação de medidores leva em consideração a locação dos medidores, o tipo de medidas, e o número de medidas.

Continuando seus estudos, Singh (2011) faz uma abordagem do problema da alocação de medidores para a estimação de estados em redes de distribuição cujo objetivo é procurar um conjunto de locais de alocação que minimiza a probabilidade de que o valor de pico dos erros relativos dos módulos de tensão e as estimativas do ângulo em toda a rede seja superior a um limiar especificado. A técnica proposta diminui o esforço computacional e emprega cálculos exatos das probabilidades, em vez das estimativas de probabilidades do trabalho anterior.

Portanto na literatura encontram-se várias metodologias aplicáveis ao planejamento de sistemas de medição para diferentes finalidades. Em geral o problema da alocação ótima de PMUs consiste em um problema de otimização com restrições, onde a função objetivo é alocar o mínimo de PMUs em barras estratégicas de forma a alcançar a observabilidade do sistema. É grande o número de publicações, que envolvem em geral métodos convencionais de otimização, técnicas heurísticas e meta-heurísticas. Algumas técnicas são abordadas por Clements (1990), Bei (2004), Nuqui (2005), Manousakis (2010), Korres (2012) e Roy (2012).

Os trabalhos de Marin (2003, Milosevic (2003), Aminifar (2009) e Bahabadi (2011) abordam a aplicação de algoritmos genéticos na alocação de PMUs. Já os trabalhos desenvolvidos por Gao (2008) e Rosli (2012) utilizam *Particle Swarm Optimization* (PSO), enquanto Antônio (2001) utiliza o *Simulated Annealing*, que é uma técnica meta-heurística que determina a solução do problema de otimização por variações aleatórias da solução atual.

É possível encontrar soluções a partir de programação linear, programação não-linear, programação dinâmica e outros. Gou (2008a) apresenta uma formulação genérica e demonstra que o problema de alocação ótima de PMUs pode ser modelado de forma linear e resolvido por técnicas associadas a programação linear inteira, que é simplificada em Gou (2008b). Khare (2014) também utiliza programação linear na solução do problema de alocação ótima de PMUs, sendo incorporada na metodologia a análise de observabilidade topológica.

Segundo Baran (1995) o principal objetivo na determinação de um esquema de medição é satisfazer os seguintes requisitos:

#### Custo

O investimento total para montar um esquema de medição deve ser o mínimo possível, englobando os medidores, RTU e sistema de comunicação.

#### Precisão

As medições obtidas através do sistema de medição devem apresentar precisão para uma estimação correta dos estados do sistema.

#### Confiabilidade

A quantidade de medidores deve ser suficiente para uma estimação de estados confiável mesmo quando houver a perda de alguns medidores.

#### Processamento de erros grosseiros

O sistema de medição deve permitir ao Estimador de Estados detectar dados inválidos devido a erros grosseiros nas medições.

Aboud (2014) apresenta uma revisão dos estudos de alocação da medição fasorial sincronizada em sistemas de potência. Segundo o autor a PMU é, atualmente, um dos dispositivos mais eficientes para medição de grandezas elétricas em tempo real. A estratégia de alocação de PMUs deve levar em consideração fatores como confiabilidade, precisão e os requisitos especiais das redes de distribuição modernas. Além da revisão são apresentadas sugestões para o desenvolvimento de métodos de alocação de PMUs mais viáveis para as *smart grids*, de acordo com o objetivo a ser alcançado pela aplicação, já que o problema é multidimensional e multifuncional, podendo ser instalado por muitos motivos. Logo é importante conhecer os principais requisitos e as possíveis restrições ao emprego de PMUs, para que a alocação desses dispositivos, que são caros, seja feita adequadamente.

## 5 METODOLOGIA PROPOSTA

### 5.1 ASPECTOS GERAIS

Neste trabalho é proposta uma abordagem para a modelagem de Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica na qual são aplicados os conceitos do estimador MQP, onde a função objetivo consiste em minimizar a soma ponderada dos resíduos entre os valores medidos e os valores calculados a partir do estado estimado.

Devido ao reduzido número de medidores nessas redes e o elevado número de nós, que resulta em um maior número de variáveis de estado, além de ser conveniente a redução de custos associados à medição, é proposta a utilização dos dados históricos de cargas, além das medidas obtidas pelos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (PMUs- *Phasor Measurement Units*). O conjunto de medição é composto por medições de tensão (módulo e fase), injeções e fluxos de potência ativa e reativa.

Nesta formulação baseada no MQP as tensões em módulo e fase são escolhidas como variáveis de estado e o problema é matematicamente formulado como um problema de otimização com restrições de igualdade e desigualdade.

As restrições de igualdade são as injeções de potência ativa e reativa nulas nas barras de passagem. Mesmo não sendo medidas fisicamente essas medidas são livres de erro e podem ser utilizadas no processo de estimação de estados, agregando valor devido à sua alta precisão e confiabilidade.

Para as demais barras do sistema, isto é, as barras não monitoradas, embora não seja realizada medição, são conhecidos dados históricos de carga, que são introduzidos no problema através de restrições de desigualdade modeladas pelas equações de injeção de potência ativa e reativa, que podem variar em relação aos valores históricos em um intervalo especificado com o objetivo de acomodar as variações de carga no sistema ao longo do dia. Assim ficam definidas as restrições de desigualdade do estimador.

Por fim, quanto à utilização da medição fasorial sincronizada, define-se as barras de alocação das PMUs, que são instaladas estrategicamente no alimentador, nos entroncamentos e no final dos ramais do sistema de distribuição. Essa estratégia, associada à utilização de restrições de desigualdade para a modelagem das cargas não monitoradas, são as principais contribuições deste trabalho.

## 5.2 MODELAGEM MATEMÁTICA

O problema de estimação de estados fundamenta-se essencialmente nas relações matemáticas existentes entre as variáveis de estado e as medições efetuadas. As equações gerais de balanço de potência são descritas no Apêndice, conforme Monticelli (1983) e Abur (2004). O problema de estimação de estados pode ser escrito como um problema de otimização da seguinte forma:

$$\min f(V,\theta) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{nm} \left( \frac{Z_i^{\text{medido}} - Z_i^{\text{calculado}}}{\sigma_i} \right)^2 \quad (5.1)$$

$$\text{s.a. } P_k(V,\theta) = 0 \quad (\text{barras de passagem}) \quad (5.2)$$

$$Q_k(V,\theta) = 0 \quad (\text{barras de passagem}) \quad (5.3)$$

$$P_k^{\min} \leq P_k(V,\theta) \leq P_k^{\max} \quad (\text{barras não monitoradas}) \quad (5.4)$$

$$Q_k^{\min} \leq Q_k(V,\theta) \leq Q_k^{\max} \quad (\text{barras não monitoradas}) \quad (5.5)$$

Onde:

nm: número de medidas

$V,\theta$ : módulo e fase das tensões (estados do sistema)

$Z_i^{\text{medido}}$ : valor medido pelas PMUs (entrada do problema)

$Z_i^{\text{calculado}}$ : valor calculado em função do estado a ser estimado (saída do problema)

$P_k(V,\theta), Q_k(V,\theta)$ : equações de balanço de potência ativa e reativa na barra k

## 5.3 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

Como não é o objetivo deste trabalho o desenvolvimento dos algoritmos de otimização não linear para o tratamento do problema, para a realização das simulações utilizou-se o ambiente MATLAB, sendo que o problema de otimização foi solucionado aplicando-se a função *fmincon*, utilizada para solução de problemas de programação não-linear com restrições lineares e não-lineares. É estruturada para resolver problemas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & \min F(X) \quad (\text{função objetivo}) \\
 \text{s.a.} \quad & A * X \leq B, A_{\text{eq}} * X = B_{\text{eq}} \quad (\text{restrições lineares}) \\
 & C(X) \leq 0, C_{\text{eq}}(X) = 0 \quad (\text{restrições não lineares}) \\
 & LB \leq X \leq UB \quad (\text{limites})
 \end{aligned}$$

Esta função possui várias opções de algoritmos para solução do problema de otimização, sendo possível configurar manualmente ou deixar que o algoritmo seja escolhido automaticamente. Neste trabalho foi especificado o algoritmo do Método dos Pontos Interiores (MPI) para a solução do problema. Momoh (2005) apresenta uma revisão detalhada sobre esse método e sua aplicação em sistemas elétricos, descrevendo algoritmos de solução que utilizam programação linear e não linear. O autor destaca o uso do MPI para a solução do Fluxo de Potência Ótimo, um problema de otimização que busca o estado do sistema de forma a garantir a disponibilidade, a confiabilidade e a segurança, mediante restrições físicas e operacionais.

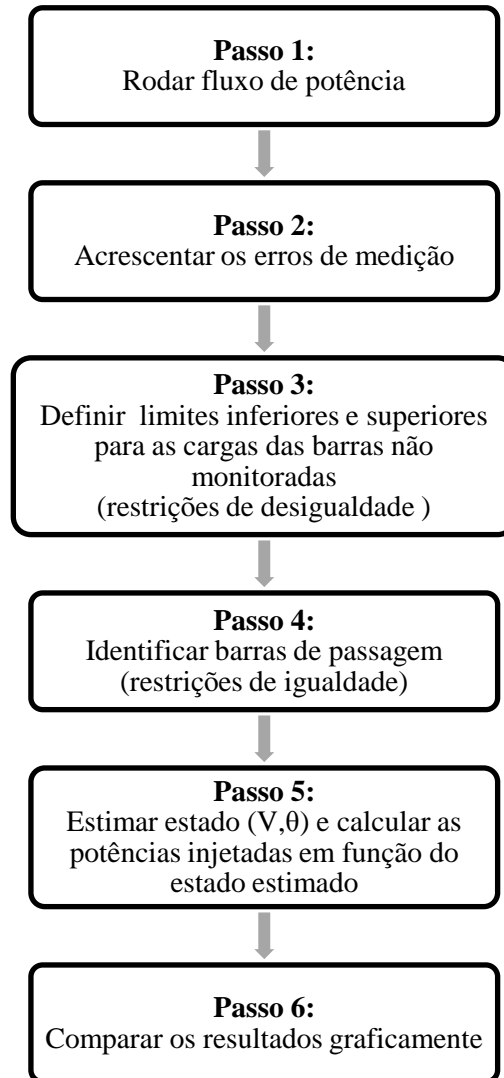
Segundo Santos Filho (2006) a incorporação de restrições de desigualdade ao problema de estimação de estados tornou-se computacionalmente mais viável devido ao MPI, que tem sido largamente utilizado na operação de sistemas elétricos devido à sua eficiência computacional. Clements (1995) apresenta uma formulação para o problema de estimação de estados com a inclusão de restrições de desigualdade cujo problema é solucionado aplicando-se o Método dos Pontos Interiores com o uso de funções de barreira logarítmica para o tratamento das desigualdades.

#### 5.4 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

A fim de facilitar o entendimento da metodologia proposta, o procedimento de validação será realizado conforme os passos descritos a seguir, simplificados na Figura 5.1, aplicados a um sistema simples de 10 barras.

Serão realizados três estudos: o primeiro, obtendo-se as medidas a partir dos dados do sistema original (**Caso 1**); o segundo, considerando um aumento de até 30% nas cargas do sistema original (**Caso 2**); e o terceiro, admitindo uma diminuição de até 30% nas cargas do sistema original (**Caso 3**). Os casos 2 e 3 visam simular outros pontos de operação na curva diária de carga do sistema.

Figura 5.1 – Fluxograma do procedimento de validação da metodologia



Seja o sistema de 10 barras ilustrado na Figura 5.2. As bases do sistema são 11kV e 10MVA.

Figura 5.2 – Sistema 10 barras

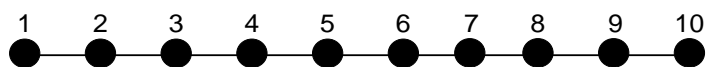
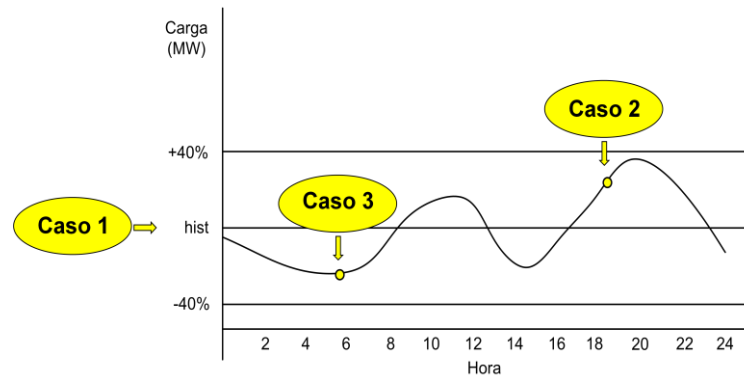


Figura 5.3 – Casos estudados da curva de carga



A Tabela 5.1 a seguir apresenta os dados de barra desse sistema, enquanto a Tabela 5.2 apresenta os dados de linha desse sistema.

Tabela 5.1 – Dados de barra do sistema 10 barras

Barra	Tipo	V(p.u.)	$\theta$ (rad)	Pg(kW)	Pd(kW)	Qg(kVAr)	Qd(kVAr)	$b^{sh}$ (kVAr)
1	Referência (V $\theta$ )	1	0	0	0	0	0	0
2	Carga (PQ)	1	0	0	200	0	150	0
3	Carga (PQ)	1	0	0	200	0	100	0
4	Carga (PQ)	1	0	0	800	0	600	0
5	Passagem (P=Q=0)	1	0	0	0,000	0	0	0
6	Carga (PQ)	1	0	0	100	0	60	0
7	Carga (PQ)	1	0	0	20	0	10	0
8	Carga (PQ)	1	0	0	20	0	10	0
9	Carga (PQ)	1	0	0	20	0	10	0
10	Carga (PQ)	1	0	0	20	0	10	0

Tabela 5.2 – Dados de linha do sistema 10 barras

De	Para	Tipo	r( $\Omega$ )	x( $\Omega$ )	$b^{sh}$	tap	fase
1	2	Linha de Transmissão	0,1310	0,2690	0	1	0
2	3	Linha de Transmissão	0,0262	0,0538	0	1	0
3	4	Linha de Transmissão	0,1703	0,3497	0	1	0
4	5	Linha de Transmissão	0,0524	0,1076	0	1	0
5	6	Linha de Transmissão	0,4978	1,0222	0	1	0
6	7	Linha de Transmissão	0,0393	0,0807	0	1	0
7	8	Linha de Transmissão	0,0393	0,0807	0	1	0
8	9	Linha de Transmissão	0,0786	0,1614	0	1	0
9	10	Linha de Transmissão	0,2096	0,4304	0	1	0

#### 5.4.1 Sistema de 10 barras - Caso 1

**Passo 1:** Rodar um fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson para o sistema. Os resultados do fluxo de potência são mostrados na Tabela 5.3.

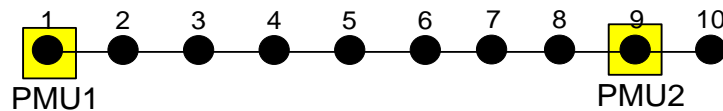


Tabela 5.3 – Resultados do fluxo de potência do sistema 10 barras - Caso 1

Barra	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1,0000	0,0000	0,1386	0,0962
2	0,9964	-0,1173	-0,0200	-0,0150
3	0,9957	-0,1376	-0,0200	-0,0100
4	0,9923	-0,2447	-0,0800	-0,0600
5	0,9921	-0,2515	0,0000	0,0000
6	0,9905	-0,3161	-0,0100	-0,0060
7	0,9905	-0,3185	-0,0020	-0,0010
8	0,9905	-0,3203	-0,0020	-0,0010
9	0,9904	-0,3226	-0,0020	-0,0010
10	0,9903	-0,3258	-0,0020	-0,0010

**Passo 2:** Acrescentar erros aleatórios aos resultados do fluxo de potência que serão correspondentes às medições das PMUs, sendo 0,4% para as tensões, e 0,8% para as injeções e fluxos de potência ativa e reativa. De acordo com a metodologia de alocação proposta, são alocadas PMUs nas barras 1 e 9 do sistema de 10 barras, como mostrado na Figura 5.4 a seguir. As injeções de potência ativa e reativa, bem como os fluxos de potência ativa e reativa são calculados a partir das tensões complexas obtidas através do fluxo de potência convencional, conforme as equações descritas por Monticelli (1983), presentes no Apêndice C deste trabalho.

Figura 5.4 – Sistema 10 barras com alocação das PMUs



Dessa forma as medições fornecidas pelo sistema de medição fasorial são:

$$\text{PMU1: } V_1=0,9999\text{p.u.}$$

$$\theta_1=0,0000 \text{ rad}$$

$$P_1=0,1384\text{p.u.}$$

$$Q_1=0,0968\text{p.u.}$$

$$P_{f_{1-2}}=0,1383 \text{ p.u.}$$

$$Q_{f_{1-2}}=0,0960\text{p.u.}$$

PMU2:  $V_9=0,9903\text{p.u.}$

$\theta_9=-0,0056\text{rad}$

$P_9=-0,0020\text{p.u.}$

$Q_9=-0,0010\text{p.u.}$

$Pf_{9-8}=-0,0040\text{p.u.}$

$Qf_{9-8}=-0,0020\text{p.u.}$

$Pf_{9-10}=0,0020\text{p.u.}$

$Qf_{9-10}=0,0010\text{p.u.}$

Onde:

V: módulo da tensão;

$\theta$ : fase da tensão;

P: potência ativa injetada;

Q: potência reativa injetada;

Pf: fluxo de potência ativa;

Qf: fluxo de potência reativa.

Assim tem-se 20 estados e 14 medidas, ou seja, a redundância é igual a  $14/20$ , ou seja, 0,7. Conforme Abur (2004), considerou-se um desvio padrão igual a 0,004 para as medidas de tensão (módulo e fase), 0,01 para as injeções de potência ativa e reativa, e 0,008 para os fluxos de potencia ativa e reativa. Os limites de banda da tensões complexas são definidos a partir do resultado do fluxo de potência.

**Passo 3**: A partir das injeções de potência ativa e reativa obtidas pelo fluxo de potência, que correspondem aos dados históricos, calcular os limites inferiores e superiores das cargas nas barras não monitoradas, em função da margem especificada (40%), a fim de definir as restrições de desigualdade do problema.

$$0,6 \times P_k^{\text{hist}} \leq P_k(V, \theta) \leq 1,4 \times P_k^{\text{hist}}$$

$$0,6 \times Q_k^{\text{hist}} \leq Q_k(V, \theta) \leq 1,4 \times Q_k^{\text{hist}}$$

Assim para as barras não monitoradas do sistema de 10 barras são definidas as seguintes restrições de desigualdade:

$$\begin{aligned}
-0,0280 &\leq P_2(V,\theta)\leq -0,0120 \\
-0,0280 &\leq P_3(V,\theta)\leq -0,0120 \\
-0,1120 &\leq P_4(V,\theta)\leq -0,0480 \\
-0,0140 &\leq P_6(V,\theta)\leq -0,0060 \\
-0,0028 &\leq P_7(V,\theta)\leq -0,0012 \\
-0,0028 &\leq P_8(V,\theta)\leq -0,0012 \\
-0,0028 &\leq P_{10}(V,\theta)\leq -0,0012 \\
-0,0210 &\leq Q_2(V,\theta)\leq -0,0090 \\
-0,0140 &\leq Q_3(V,\theta)\leq -0,0060 \\
-0,0840 &\leq Q_4(V,\theta)\leq -0,0360 \\
-0,0084 &\leq Q_6(V,\theta)\leq -0,0036 \\
-0,0014 &\leq Q_7(V,\theta)\leq -0,0006 \\
-0,0014 &\leq Q_8(V,\theta)\leq -0,0006 \\
-0,0014 &\leq Q_{10}(V,\theta)\leq -0,0006
\end{aligned}$$

**Passo 4:** Identificar barras de passagem e definir as restrições de igualdade do problema, que correspondem às injeções nulas de potência ativa e reativa nessas barras.

Esse sistema apresenta uma barra de passagem, a barra de número 5, cujas injeções nulas de potência ativa e reativa definem as restrições de igualdade do problema de estimação de estados. Assim:

$$P_5(V,\theta)=0 \text{ e } Q_5(V,\theta)=0$$

**Passo 5:** Rodar o estimador de estados proposto utilizando as medições das PMUs. As variáveis de estado são as tensões (módulo e fase). As injeções de potência ativa ( $P_c$ ) e reativa ( $Q_c$ ) são calculadas a partir das tensões complexas estimadas ( $V_e, \theta_e$ ), utilizando-se as equações descritas por Monticelli (1983). Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.4 a seguir. O processo de otimização durou aproximadamente 24 segundos, computou 35 iterações e o valor da função objetivo foi 0,0041. Nota-se que os resultados do estimador foram bastante satisfatórios.

Tabela 5.4 – Resultados da estimação de estados do sistema 10 barras - Caso 1

Barra	$V_e(\text{p.u.})$	$\theta_e(^{\circ})$	$P_c(\text{p.u.})$	$Q_c(\text{p.u.})$
1	0,9998	0,0000	0,1383	0,0963
2	0,9962	-0,1203	-0,0216	-0,0174
3	0,9956	-0,1375	-0,0214	-0,0110

4	0,9923	-0,2406	-0,0779	-0,0579
5	0,9921	-0,2521	0,0000	0,0000
6	0,9907	-0,3094	-0,0090	-0,0050
7	0,9906	-0,3151	-0,0020	-0,0010
8	0,9906	-0,3151	-0,0020	-0,0010
9	0,9905	-0,3151	-0,0020	-0,0009
10	0,9905	-0,3209	-0,0020	-0,0010

**Passo 6:** Comparar graficamente os resultados do estimador de estados com os resultados do fluxo de potência. As Figuras 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8 apresentam o perfil de tensão, ângulo de fase das tensões, injeções de potência ativa e reativa, respectivamente, bem como os erros absolutos entre os valores do fluxo de potência e os valores obtidos pelo estimador.

Figura 5.5 – Gráficos do módulo da tensão no sistema 10 barras - Caso 1

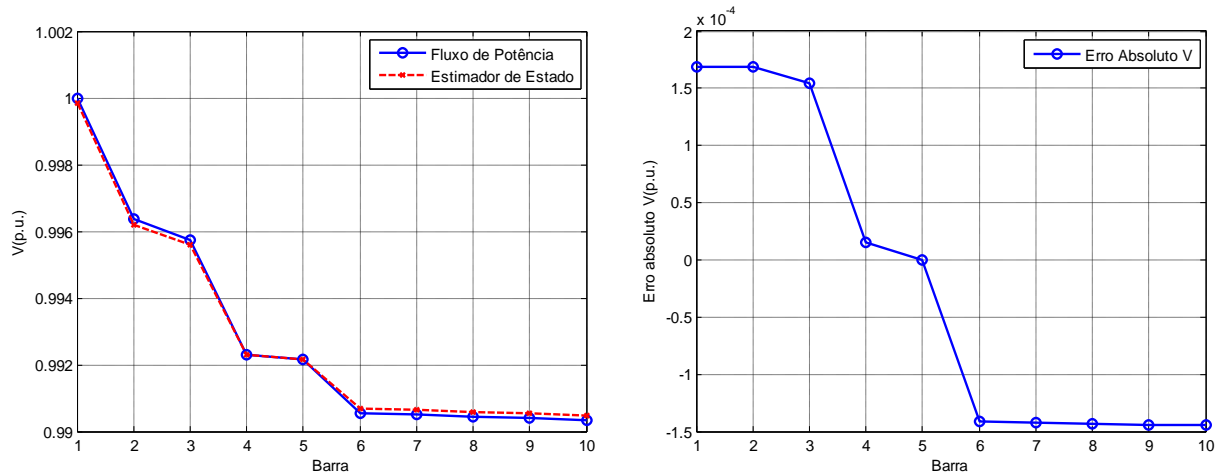


Figura 5.6 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema 10 barras - Caso 1

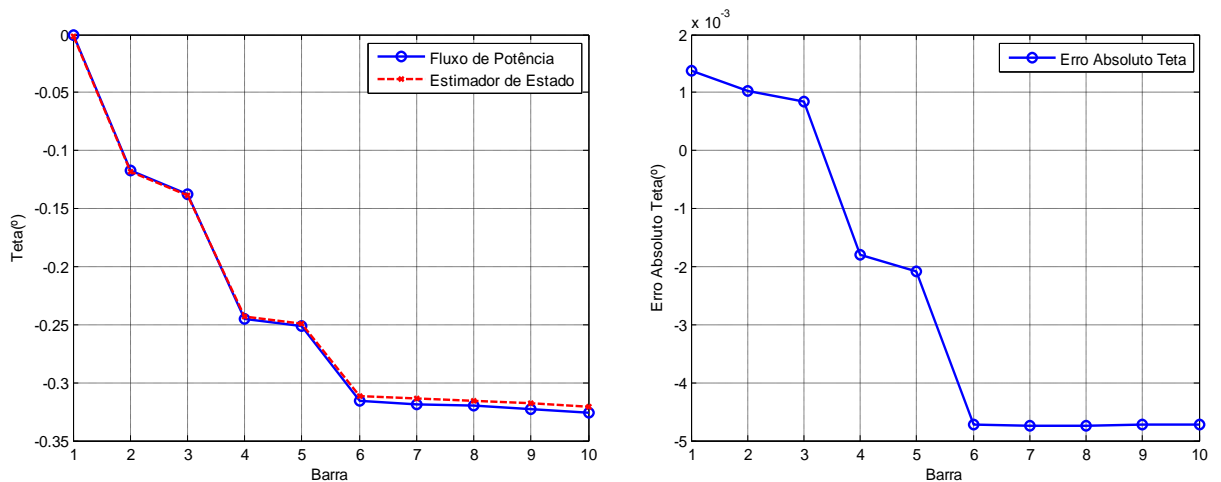


Figura 5.7 – Gráficos da potência ativa no sistema 10 barras - Caso 1

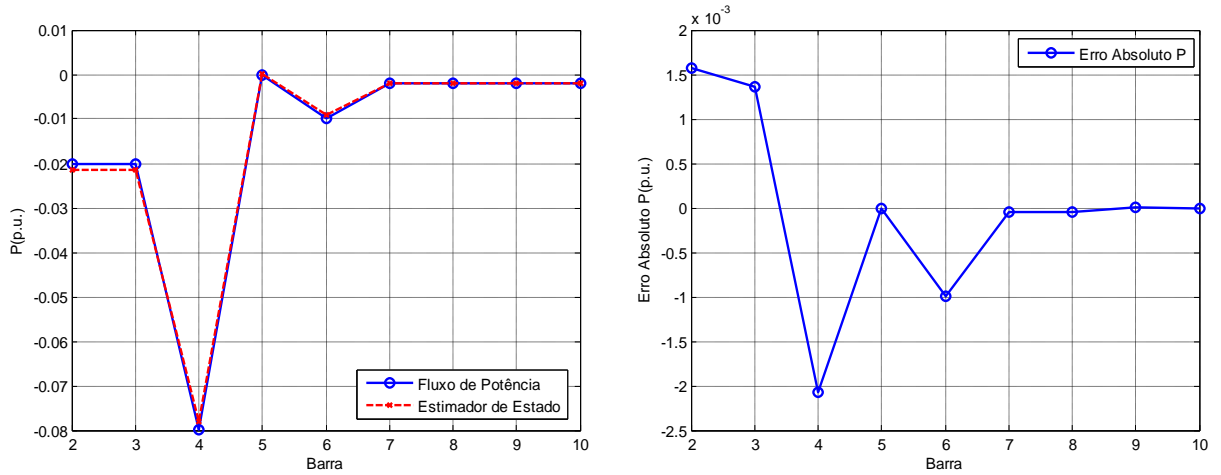
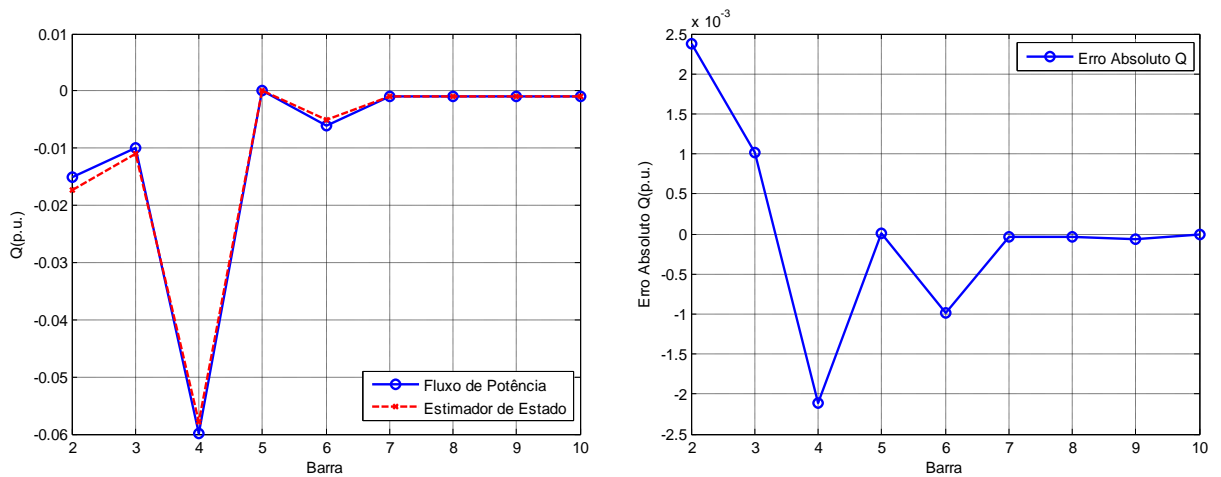


Figura 5.8 – Gráficos da potência reativa no sistema 10 barras - Caso 1



Na representação gráfica das injeções de potência foi retirada a barra de referência do sistema original a fim de melhorar a escala de visualização.

#### 5.4.2 Sistema de 10 barras - Caso 2 - Aumento de carga

**Passo 1:** Rodar um fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson para o sistema com um aumento aleatório de até 30% nas cargas de tal forma a refletir outro ponto de operação na curva diária de carga do sistema, onde há aumento da demanda em relação à média histórica. Os resultados do fluxo de potência são mostrados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Resultados do fluxo de potência do sistema 10 barras para o Caso 2

Barra	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1,0000	0,0000	0,1498	0,1047
2	0,9961	-0,1264	-0,0248	-0,0170
3	0,9954	-0,1476	-0,0226	-0,0125
4	0,9918	-0,2580	-0,0820	-0,0624
5	0,9916	-0,2654	0,0000	0,0000
6	0,9898	-0,3355	-0,0105	-0,0067
7	0,9898	-0,3383	-0,0025	-0,0012
8	0,9897	-0,3402	-0,0020	-0,0011
9	0,9896	-0,3430	-0,0023	-0,0011
10	0,9896	-0,3468	-0,0024	-0,0012

**Passo 2:** São acrescentados erros aleatórios conforme realizado no Caso 1.

Dessa forma as medições fornecidas pelo sistema de medição fasorial são:

PMU1:  $V_1=0,9973$ p.u.

$\theta_1=0,0000$  rad

$P_1 =0,1493$ p.u.

$Q_1=0,1038$ p.u.

$Pf_{1-2}= 0,1498$ p.u.

$Qf_{1-2}= 0,1054$ p.u.

PMU2:  $V_9=0,9865$  p.u.

$\theta_9=-0,0060$ rad

$P_9=-0,0023$ p.u.

$Q_9=-0,0011$ p.u.

$Pf_{9-8}=-0,0047$ p.u.

$Qf_{9-8}=-0,0023$ p.u.

$Pf_{9-10}=0,0024$ p.u.

$Qf_{9-10}=0,0012$ p.u.

**Passo 3:** Calcular os limites inferiores e superiores para uma margem de 40% em relação aos dados históricos, obtendo-se as mesmas restrições de desigualdade do Caso 1.

**Passo 4:** Identificar as barras de passagem e definir as restrições de igualdade do problema, que correspondem às injeções nulas de potência ativa e reativa nessas barras. Conforme o Caso 1, tem-se  $P_5(V,\theta)=0$  e  $Q_5(V,\theta)=0$ .

**Passo 5:** Rodar o estimador de estados proposto utilizando as medições das PMUs. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.6 a seguir. O processo de otimização durou aproximadamente 6 segundos, computou 31 iterações e o valor da função objetivo foi 0,5646. Nota-se que os resultados do estimador foram bastante satisfatórios.

Tabela 5.6 – Resultados da estimação de estados do sistema 10 barras - Caso 2

Barra	Ve(p.u.)	$\theta_e(^{\circ})$	Pc(p.u.)	Qc(p.u.)
1	0,9995	-0,0115	0,1495	0,1044
2	0,9956	-0, 1375	-0,0262	-0,0203
3	0,9949	-0, 1604	-0,0260	-0,0132
4	0,9915	-0, 2636	-0,0824	-0,0627
5	0,9914	-0, 2693	0,0000	0,0000
6	0,9902	-0, 3209	-0,0067	-0,0039
7	0,9902	-0, 3266	-0,0016	-0,0008
8	0,9901	-0, 3266	-0,0016	-0,0008
9	0,9901	-0, 3323	-0,0023	-0,0007
10	0,9900	-0, 3323	-0,0021	-0,0009

**Passo 6:** Comparar graficamente os resultados do estimador de estados com os resultados do fluxo de potência. As Figuras 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12 apresentam o perfil de tensão, ângulo de fase das tensões, injeções de potência ativa e reativa, respectivamente, bem como os erros absolutos entre os valores do fluxo de potência e os valores obtidos pelo estimador. Na representação gráfica das injeções de potência foi retirada a barra de referência do sistema a fim de melhorar a escala de visualização.

Figura 5.9 – Gráficos do módulo da tensão no sistema 10 barras - Caso 2

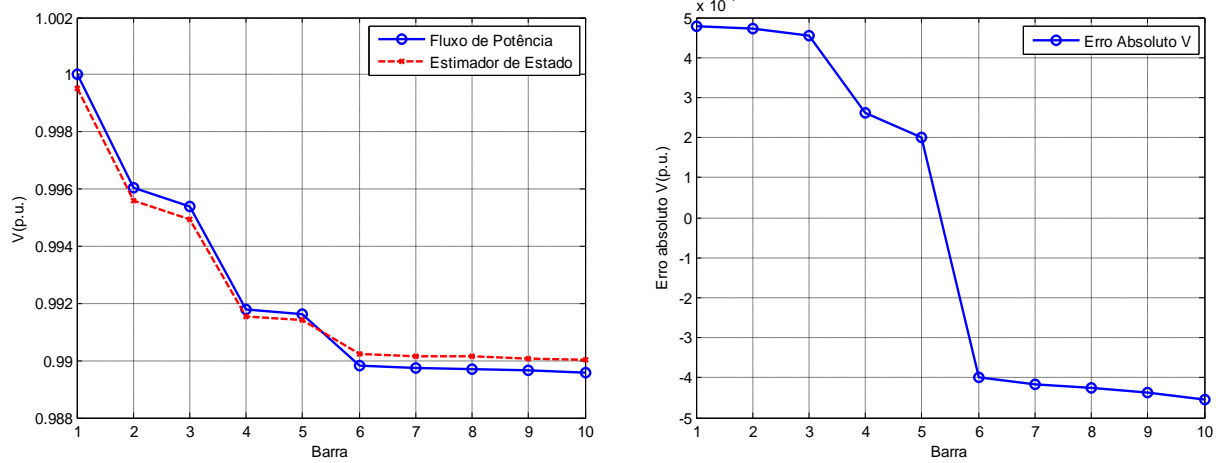


Figura 5.10 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema 10 barras - Caso 2

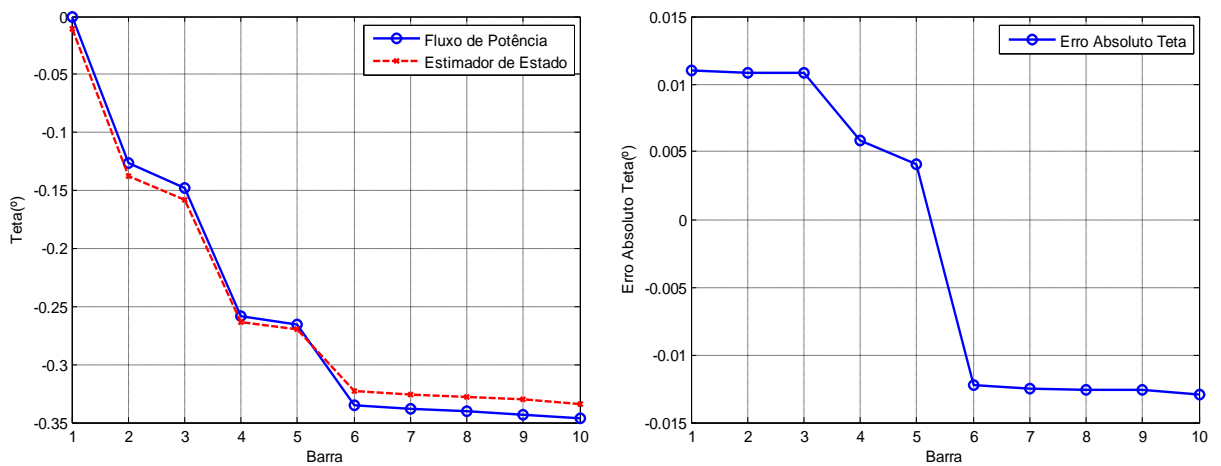


Figura 5.11 – Gráficos da potência ativa no sistema 10 barras - Caso 2

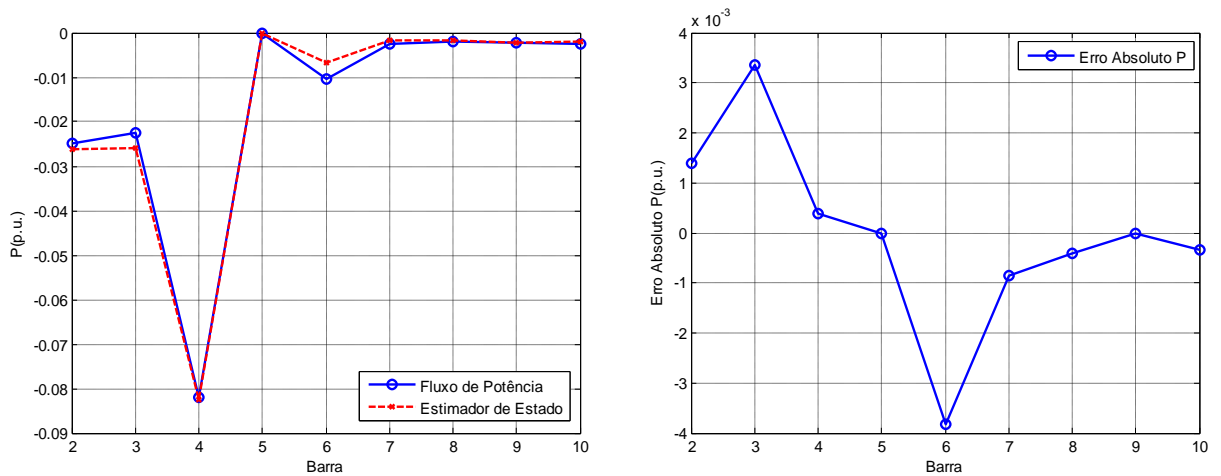
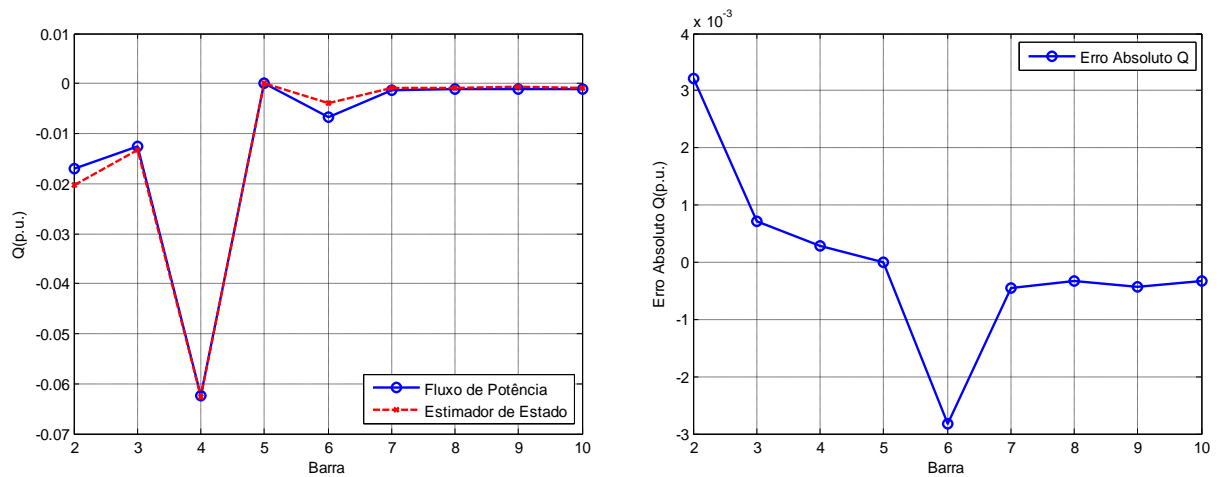




Figura 5.12 – Gráficos da potência reativa no sistema 10 barras - Caso 2



### 5.4.3 Sistema de 10 barras - Caso 3 - Redução de carga

**Passo 1:** Rodar um fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson para o sistema com uma redução aleatória de até 30% nas cargas de tal forma a refletir outro ponto de operação na curva diária de carga do sistema, onde há redução da demanda em relação à média histórica. Os resultados do fluxo de potência são mostrados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Resultados do fluxo de potência do sistema 10 barras para o Caso 3

Barra	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1,0000	0,0000	0,1147	0,0781
2	0,9970	-0,0980	-0,0194	-0,0129
3	0,9965	-0,1142	-0,0147	-0,0095
4	0,9938	-0,2037	-0,0641	-0,0473
5	0,9936	-0,2101	0,0000	0,0000
6	0,9923	-0,2709	-0,0092	-0,0042
7	0,9923	-0,2730	-0,0014	-0,0009
8	0,9922	-0,2746	-0,0018	-0,0009
9	0,9922	-0,2768	-0,0018	-0,0009
10	0,9921	-0,2799	-0,0019	-0,0008

**Passo 2:** São acrescentados erros aleatórios conforme realizado no Caso 1. Dessa forma as medições fornecidas pelo sistema de medição fasorial são:

$$\text{PMU1: } V_1 = 1,0022 \text{ p.u.}$$

$$\theta_1 = 0,0000 \text{ rad}$$

$$P_1 = 0,1151 \text{ p.u.}$$

$$Q_1 = 0,0780 \text{ p.u.}$$

$$Pf_{1-2} = 0,1140 \text{p.u.}$$

$$Qf_{1-2} = 0,0781 \text{p.u.}$$

$$\text{PMU2: } V_9 = 0,9909 \text{p.u.}$$

$$\theta_9 = -0,0048 \text{rad}$$

$$P_9 = -0,0018 \text{p.u.}$$

$$Q_9 = -0,0009 \text{p.u.}$$

$$Pf_{9-8} = -0,0037 \text{p.u.}$$

$$Qf_{9-8} = -0,0017 \text{p.u.}$$

$$Pf_{9-10} = 0,0019 \text{p.u.}$$

$$Qf_{9-10} = 0,0008 \text{p.u.}$$

**Passo 3:** Calcular os limites inferiores e superiores para uma margem de 40% em relação aos dados históricos, obtendo-se as mesmas restrições de desigualdade dos Casos 1 e 2.

**Passo 4:** Identificar as barras de passagem e definir as restrições de igualdade do problema, que correspondem às injeções nulas de potência ativa e reativa nessas barras. Conforme os Casos 1 e 2, tem-se  $P_5(V, \theta) = 0$  e  $Q_5(V, \theta) = 0$ .

**Passo 5:** Rodar o estimador de estados proposto utilizando as medições das PMUs. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.8 a seguir. O processo de otimização durou aproximadamente 6 segundos, computou 35 iterações e o valor da função objetivo foi 0,1647. Nota-se que os resultados do estimador foram bastante satisfatórios.

Tabela 5.8 – Resultados da estimação de estados do sistema 10 barras - Caso 3

Barra	Ve(p.u.)	$\theta_e(^{\circ})$	Pc(p.u.)	Qc(p.u.)
1	1,0000	0,0057	0,1144	0,0781
2	0,9970	-0,0917	-0,0150	-0,0092
3	0,9965	-0,1089	-0,0152	-0,0063
4	0,9935	-0,1948	-0,0630	-0,0490
5	0,9933	-0,2063	0,0000	0,0000
6	0,9914	-0,2750	-0,0127	-0,0083
7	0,9913	-0,2807	-0,0022	-0,0013
8	0,9913	-0,2807	-0,0022	-0,0013
9	0,9912	-0,2807	-0,0018	-0,0010
10	0,9911	-0,2865	-0,0019	-0,0008

**Passo 6:** Comparar graficamente os resultados do estimador de estados com os resultados do fluxo de potência. As Figuras 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16 apresentam o perfil de tensão, ângulo de fase das tensões, injeções de potência ativa e reativa, respectivamente, bem como os erros absolutos entre os valores do fluxo de potência e os valores obtidos pelo estimador. Na representação gráfica das injeções de potência foi retirada a barra de referência do sistema a fim de melhorar a escala de visualização.

Figura 5.13 – Gráficos do módulo da tensão no sistema 10 barras - Caso 3

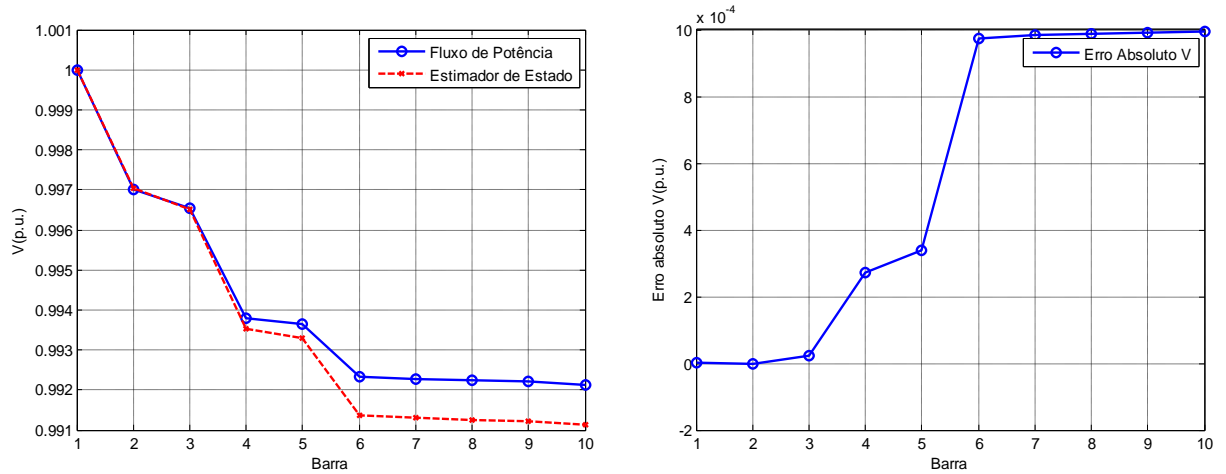


Figura 5.14 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema 10 barras - Caso 3

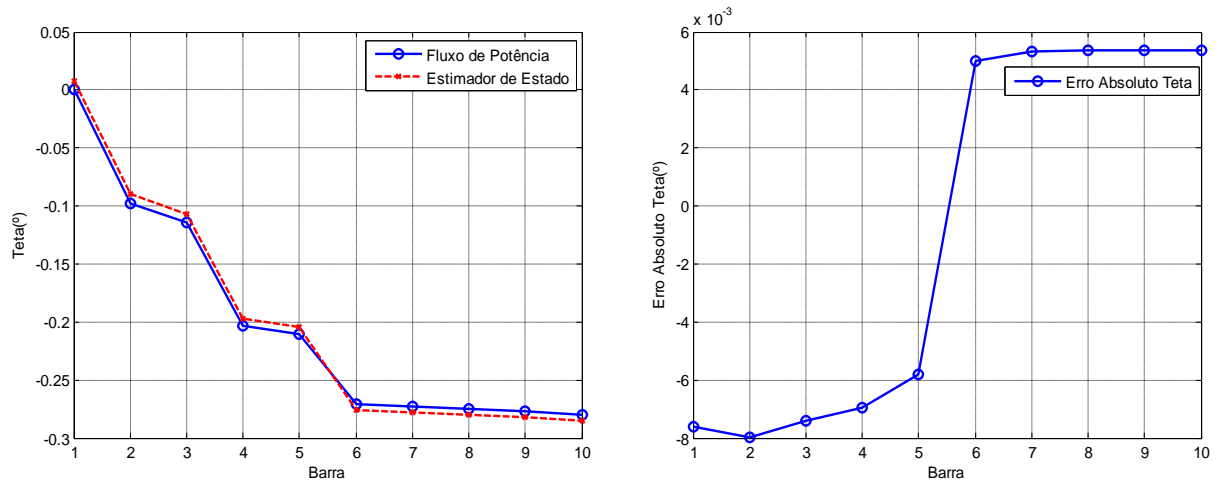


Figura 5.15 – Gráficos da potência ativa no sistema 10 barras - Caso 3

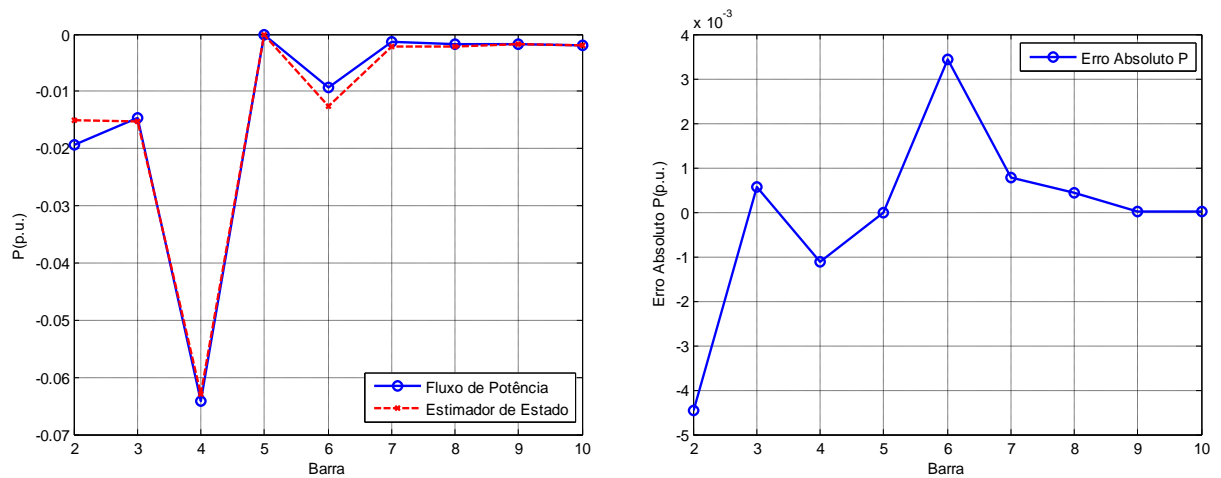
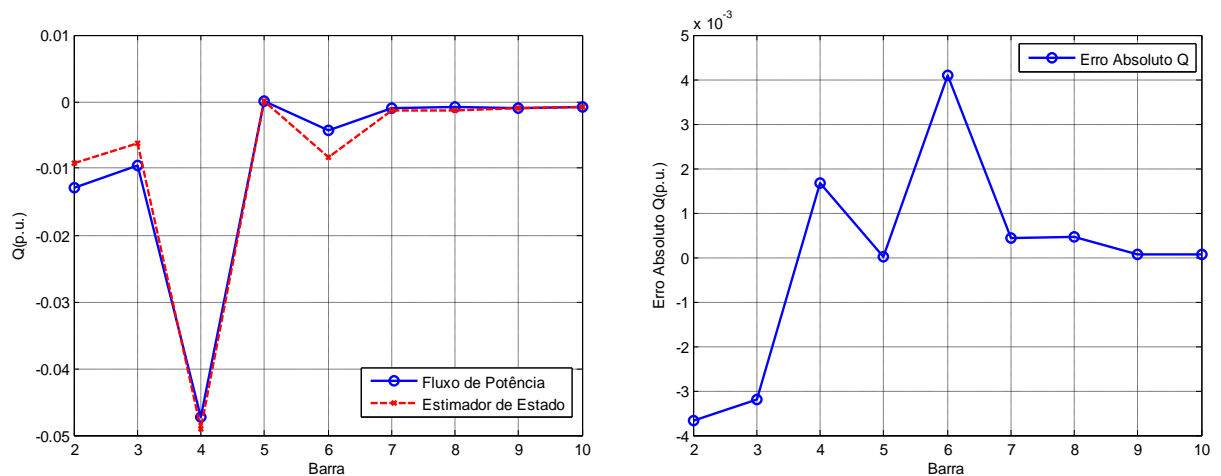


Figura 5.16 – Gráficos da potência reativa no sistema 10 barras - Caso 3



#### 5.4.4 Comentários

Observa-se que o estado estimado é muito próximo do valor do fluxo de potência, o que era absolutamente esperado do processo de otimização devido às características das medições. Pequenas discrepâncias são resultantes dos erros inseridos, referentes ao sistema de medição. O processo de otimização durou apenas alguns segundos, mostrando-se de rápida convergência, sendo eficaz no cálculo do vetor de estados mesmo com um grau de redundância de medições reduzido. Eis, pois, a principal contribuição da metodologia proposta neste trabalho, juntamente com a modelagem das cargas não monitoradas como restrições de desigualdade.

O capítulo seguinte apresenta a aplicação da metodologia proposta em outros sistemas encontrados na literatura: IEEE 33 barras e IEEE 84 barras.

## 6 RESULTADOS

### 6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este capítulo tem o intuito de apresentar os testes realizados, bem como os resultados obtidos ao aplicar a metodologia proposta neste trabalho. Estudos de casos foram realizados utilizando-se os equivalentes monofásicos dos sistemas de distribuição de energia elétrica IEEE 33 e 84 barras. O procedimento de testes foi realizado conforme os passos descritos no fluxograma da Figura 5.1.

Os dados correspondentes às medições fasoriais foram obtidos utilizando-se um programa computacional de cálculo de fluxo de potência. Os resultados da estimação de estados utilizando a metodologia proposta foram obtidos através de simulações no ambiente MATLAB e comparados com os resultados do programa de fluxo de potência convencional para validação.

O estimador proposto considera os seguintes tipos de dados de entrada: dados de topologia e parâmetros do circuito, desvio padrão das medidas, dados medidos em tempo real obtidos pelas PMUs e dados históricos de carga.

A metodologia proposta prevê a alocação de PMUs nos alimentadores, nos entroncamentos e no final dos ramais, sendo consideradas medições fasoriais de tensão e fluxos de potência ativa e reativa, bem como as injeções de potência ativa e reativa.

Inicialmente é rodado um fluxo de potência convencional para o sistema original, obtendo-se os valores de tensão (módulo e fase), fluxos de potência ativa e reativa, e injeções de potência ativa e reativa, que servirão como base para comparação com os resultados do estimador proposto. O fluxo de potência convencional é resolvido pelo Método de Newton-Raphson, conforme descrito em Monticelli (1983).

Antes do processamento das medidas pelo estimador é acrescentado um erro randômico a essas medições, correspondente ao erro do sistema de medição, que é considerado 0,4% para as tensões complexas (módulo e fase), e 0,8% para as injeções e fluxos de potência ativa e reativa. Conforme Abur (2004), considerou-se um desvio padrão igual a 0,004 para as medidas de tensão (módulo e fase), 0,01 para as injeções de potência ativa e reativa, e 0,008 para os fluxos de potência ativa e reativa. Os limites de banda das tensões são definidos a partir do resultado do fluxo de potência.

As barras não monitoradas são representadas considerando suas potências ativas e reativas como restrições de desigualdade, cujos limites inferiores e superiores são definidos

considerando-se uma margem de variação de até 40% dessas potências em relação aos respectivos dados históricos da curva de carga.

Assim, tem-se:

$$0,6 \times P_k^{\text{hist}} \leq P_k(V, \theta) \leq 1,4 \times P_k^{\text{hist}}$$

$$0,6 \times Q_k^{\text{hist}} \leq Q_k(V, \theta) \leq 1,4 \times Q_k^{\text{hist}}$$

As barras de passagem são incluídas no problema de estimação de estados devido à sua confiabilidade, uma vez que possuem carga e geração nulas e são livres de erros. Dessa forma são consideradas medidas virtuais, representando injeções de potência ativa e reativa nulas nas barras em questão, introduzidas no estimador como restrições de igualdade.

Toda a modelagem descrita nesse trabalho é utilizada como argumento da função *fmincon* que, ao final de sua operação, disponibiliza os valores encontrados para as variáveis de estado e o valor da função objetivo, entre outros parâmetros do processo de otimização. É considerada uma tolerância de  $10^{-6}$  tanto para o fluxo de potência convencional quanto para o estimador, enquanto o número máximo de iterações é limitado a 1000 e o parâmetro “*Max Fun Evals*”, que limita o número de avaliações da função que esta sendo otimizada, é feito igual a 100000.

As simulações foram conduzidas utilizando a plataforma MATLAB em um computador Intel Core i7 2.4 GHz com 6GB de RAM e um sistema operacional Windows 8 64-bits.

## 6.2 SISTEMA IEEE 33 BARRAS

Inicialmente é rodado um fluxo de potência convencional pelo Método de Newton-Raphson para esse sistema. Os resultados, acrescidos de erros, serão utilizados como medições das PMUs posteriormente. As bases do sistema são 12,66kV e 10MVA. Os resultados do fluxo de potência para o sistema encontram-se na Tabela 6.1. Não existem barras de passagem nesse sistema.

De acordo com a metodologia proposta são alocadas PMUs nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23, 31 e 33 do sistema IEEE 33 barras, mostrado na Figura 6.1 a seguir.

Figura 6.1 – Sistema IEEE 33 barras com PMUs alocadas

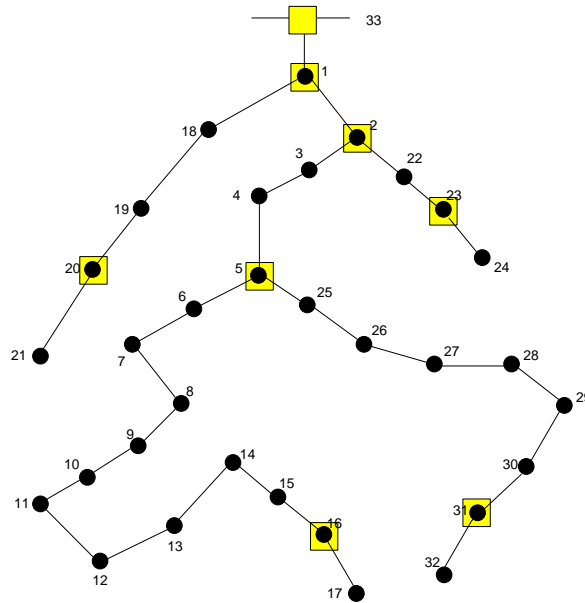


Tabela 6.1 – Resultados do fluxo de potência do sistema IEEE 33 barras

Barra	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	0,9970	0,0145	-0,0100	-0,0060
2	0,9829	0,0960	-0,0090	-0,0040
3	0,9755	0,1617	-0,0120	-0,0080
4	0,9681	0,2283	-0,0060	-0,0030
5	0,9497	0,1339	-0,0060	-0,0020
6	0,9462	-0,0965	-0,0200	-0,0100
7	0,9413	-0,0604	-0,0200	-0,0100
8	0,9351	-0,1335	-0,0060	-0,0020
9	0,9292	-0,1960	-0,0060	-0,0020
10	0,9284	-0,1888	-0,0045	-0,0030
11	0,9269	-0,1773	-0,0060	-0,0035
12	0,9208	-0,2686	-0,0060	-0,0035
13	0,9185	-0,3473	-0,0120	-0,0080
14	0,9171	-0,3850	-0,0060	-0,0010
15	0,9157	-0,4082	-0,0060	-0,0020
16	0,9137	-0,4855	-0,0060	-0,0020
17	0,9131	-0,4951	-0,0090	-0,0040
18	0,9965	0,0037	-0,0090	-0,0040
19	0,9929	-0,0633	-0,0090	-0,0040
20	0,9922	-0,0827	-0,0090	-0,0040
21	0,9916	-0,1030	-0,0090	-0,0040
22	0,9794	0,0651	-0,0090	-0,0050
23	0,9727	-0,0237	-0,0420	-0,0200
24	0,9694	-0,0674	-0,0420	-0,0200
25	0,9477	0,1733	-0,0060	-0,0025
26	0,9452	0,2295	-0,0060	-0,0025
27	0,9337	0,3124	-0,0060	-0,0020
28	0,9255	0,3903	-0,0120	-0,0070
29	0,9220	0,4956	-0,0200	-0,0600
30	0,9178	0,4112	-0,0150	-0,0070
31	0,9169	0,3881	-0,0210	-0,0100
32	0,9166	0,3804	-0,0060	-0,0040
33	1,0000	0,0000	0,3918	0,2435



Assim tem-se 66 estados e 68 medidas, ou seja, a redundância é igual a 68/66, ou seja, 1,03. Os resultados obtidos pela metodologia proposta para a estimação de estados são apresentados na Tabela 6.2, e as Figuras 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5 a seguir ilustram a comparação desses resultados com os valores calculados pelo fluxo de potência.

O processo de otimização durou aproximadamente 26 segundos, computou 94 iterações e o valor da função objetivo foi 0,1347. Nota-se que, apesar do grau de redundância reduzido no conjunto de medição, esses resultados foram muito satisfatórios, validando a metodologia proposta para a solução do problema de estimação de estados em redes de distribuição de energia elétrica, que tradicionalmente apresentam um número reduzido de medidores e grande extensão.

Tabela 6.2 – Resultados da estimação de estados do sistema IEEE 33 barras

Barra	Ve(p.u.)	$\theta_e(^{\circ})$	Pc(p.u.)	Qc(p.u.)
1	0,9948	0,0143	-0,0103	-0,0064
2	0,9807	0,0942	-0,0095	-0,0037
3	0,9732	0,1600	-0,0144	-0,0083
4	0,9659	0,2281	-0,0037	-0,0019
5	0,9476	0,1371	-0,0059	-0,0018
6	0,9441	-0,0918	-0,0201	-0,0106
7	0,9393	-0,0556	-0,0198	-0,0104
8	0,9331	-0,1298	-0,0060	-0,0020
9	0,9273	-0,1936	-0,0059	-0,0020
10	0,9265	-0,1868	-0,0045	-0,0030
11	0,9250	-0,1761	-0,0059	-0,0035
12	0,9190	-0,2695	-0,0059	-0,0034
13	0,9167	-0,3486	-0,0117	-0,0074
14	0,9153	-0,3861	-0,0060	-0,0010
15	0,9140	-0,4092	-0,0060	-0,0020
16	0,9119	-0,4858	-0,0060	-0,0020
17	0,9113	-0,4953	-0,0090	-0,0040
18	0,9943	0,0034	-0,0126	-0,0056
19	0,9911	-0,0549	-0,0057	-0,0028
20	0,9904	-0,0745	-0,0090	-0,0039
21	0,9898	-0,0951	-0,0090	-0,0039
22	0,9771	0,0621	-0,0097	-0,0050
23	0,9704	-0,0275	-0,0420	-0,0200
24	0,9670	-0,0717	-0,0422	-0,0201
25	0,9456	0,1769	-0,0071	-0,0033
26	0,9431	0,2331	-0,0069	-0,0033
27	0,9319	0,3181	-0,0066	-0,0025
28	0,9239	0,3977	-0,0133	-0,0086
29	0,9205	0,5001	-0,0177	-0,0588
30	0,9166	0,4128	-0,0132	-0,0047
31	0,9157	0,3896	-0,0210	-0,0099
32	0,9154	0,3818	-0,0060	-0,0040
33	0,9978	0,0000	0,3924	0,2431

Figura 6.2 – Gráficos do módulo da tensão no sistema IEEE 33 barras

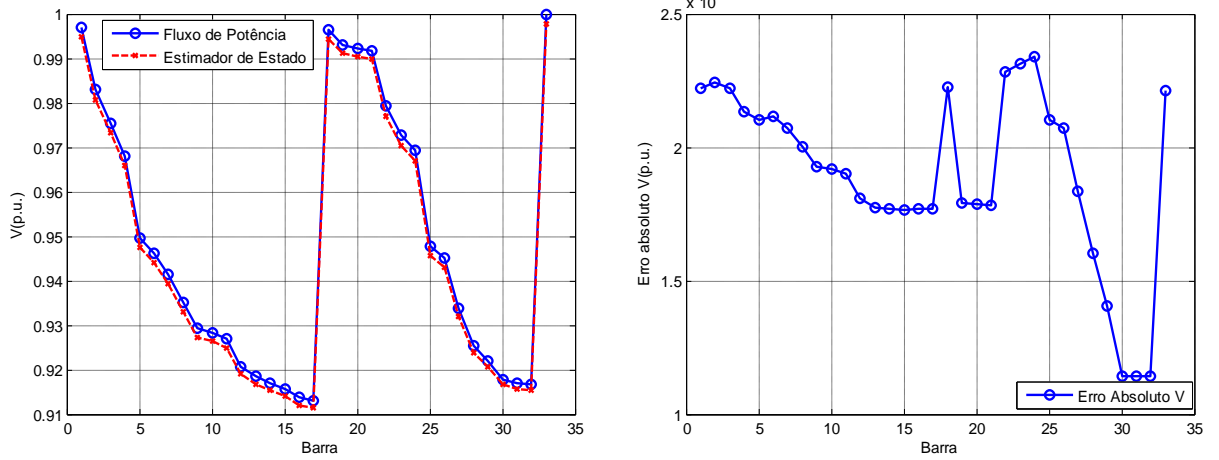


Figura 6.3 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema IEEE 33 barras

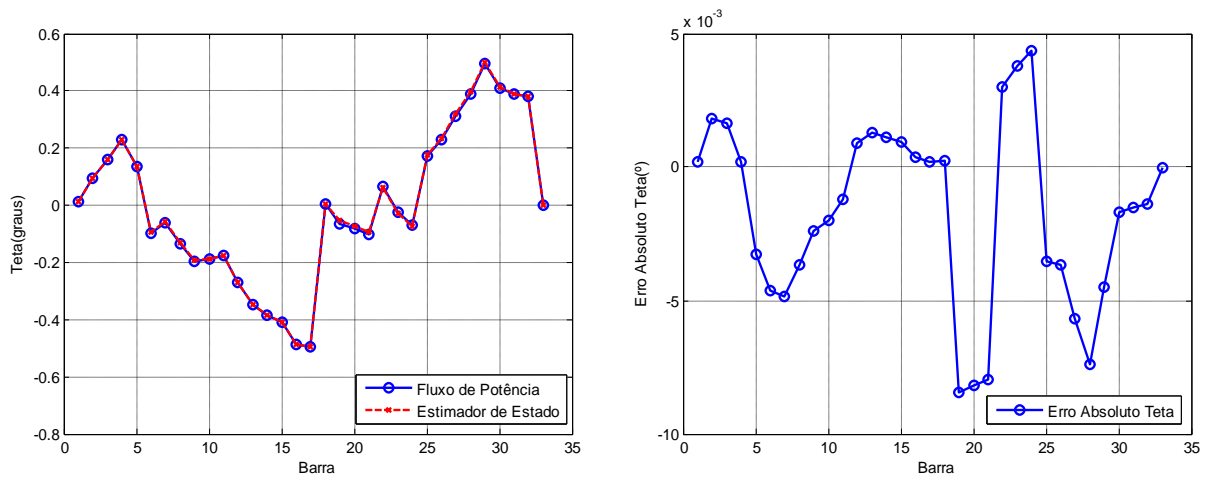


Figura 6.4 – Gráficos da potência ativa no sistema IEEE 33 barras

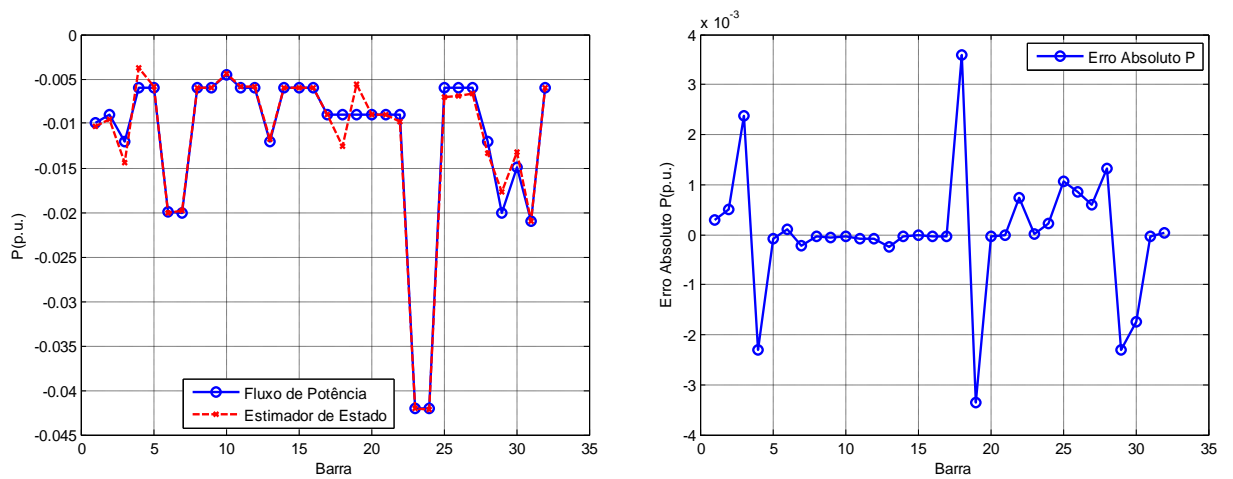
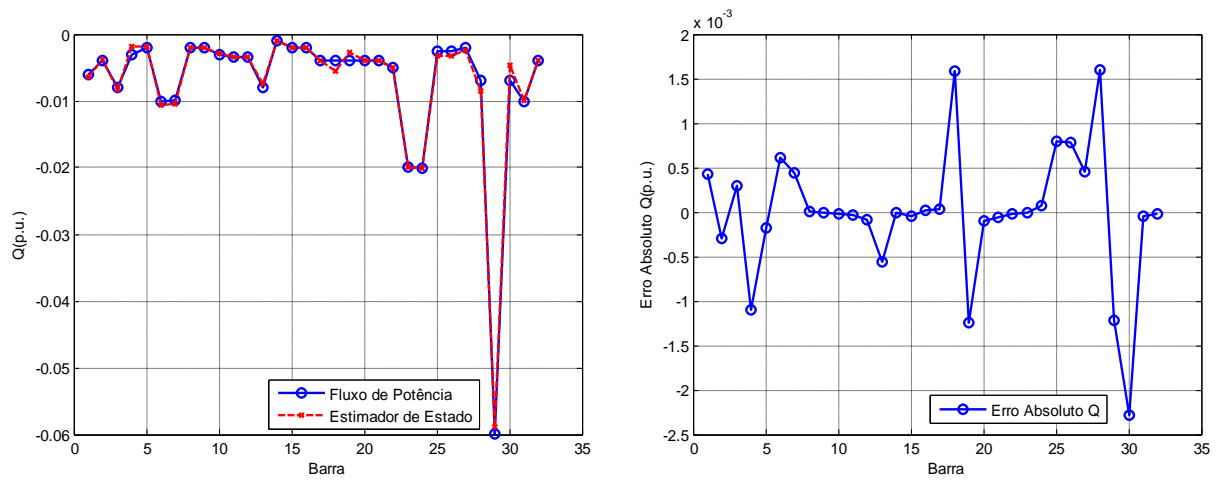


Figura 6.5 – Gráficos da potência reativa no sistema IEEE 33 barras

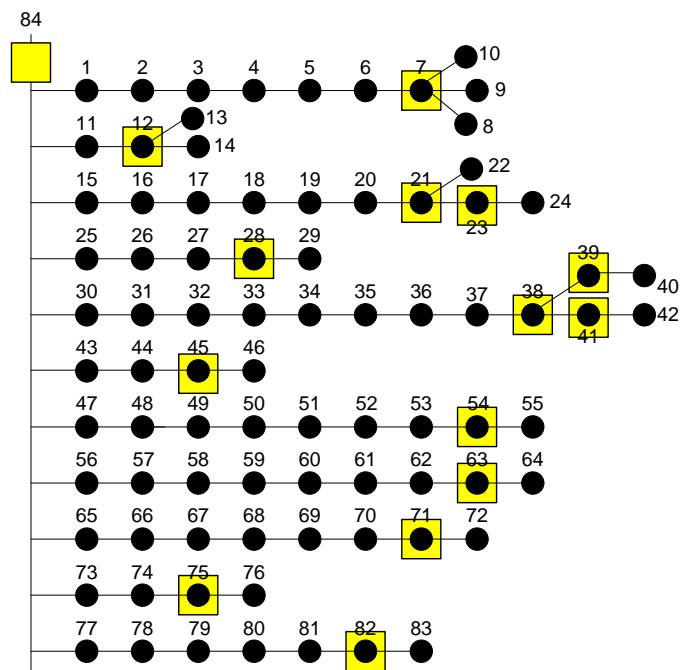


### 6.3 SISTEMA IEEE 84 BARRAS

Inicialmente é rodado um fluxo de potência convencional pelo Método de Newton-Raphson para esse sistema. Os resultados, acrescidos de erros, serão utilizados como medições das PMUs posteriormente. As bases do sistema são 11kV e 10MVA. Os resultados do fluxo de potência para o sistema encontram-se na Tabela 6.3.

As barras 1, 11, 15, 30, 43, 47, 48, 49, 56, 59, 65, 67, 69, 70, 73, 74 e 77 são barras de passagem. De acordo com a metodologia proposta são alocadas PMUs nas barras 7, 12, 21, 28, 38, 39, 41, 45, 54, 63, 71, 75, 82 e 84 do sistema IEEE 84 barras, mostrado na Figura 6.6 a seguir.

Figura 6.6 – Sistema IEEE 84 barras com PMUs alocadas



Assim tem-se 168 estados e 180 medidas, ou seja, a redundância é igual a 180/168, ou seja, 1,07. Os resultados obtidos pela metodologia proposta para a estimação de estados são apresentados na Tabela 6.4, e as Figuras 6.7, 6.8, 6.9 e 6.10 a seguir ilustram a comparação desses resultados com os valores calculados pelo fluxo de potência.

Tabela 6.3 – Resultados do fluxo de potência do sistema IEEE 84 barras

Barra	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	0,9794	-0,8665	0,0000	0,0000
2	0,9637	-1,3406	-0,0100	-0,0050
3	0,9466	-1,8734	-0,0300	-0,0200
4	0,9405	-2,0655	-0,0350	-0,0250
5	0,9282	-2,4598	-0,0220	-0,0100
6	0,9261	-2,5273	-0,1100	-0,0800
7	0,9243	-2,6039	-0,0400	-0,0320
8	0,9237	-2,6281	-0,0300	-0,0200
9	0,9227	-2,6545	-0,0300	-0,0230
10	0,9236	-2,6246	-0,0300	-0,0260
11	0,9956	-0,1363	0,0000	0,0000
12	0,9766	-0,7342	-0,1200	-0,0800
13	0,9761	-0,7478	-0,0800	-0,0600
14	0,9754	-0,7708	-0,0700	-0,0500
15	0,9879	-0,5190	0,0000	0,0000
16	0,9839	-0,6387	-0,0300	-0,0150
17	0,9802	-0,7474	-0,0500	-0,0350
18	0,9707	-1,0249	-0,0700	-0,0400
19	0,9688	-1,0745	-0,1200	-0,1000
20	0,9655	-1,1647	-0,0300	-0,0300
21	0,9627	-1,2523	-0,0400	-0,0350
22	0,9626	-1,2589	-0,0050	-0,0020
23	0,9624	-1,2699	-0,0050	-0,0020
24	0,9624	-1,2761	-0,0050	-0,0010
25	0,9963	-0,1648	-0,0050	-0,0030
26	0,9915	-0,3137	-0,0100	-0,0060
27	0,9806	-0,6554	-0,0100	-0,0070
28	0,9778	-0,7848	-0,1800	-0,1300
29	0,9773	-0,8037	-0,0200	-0,0120
30	0,9845	-0,4076	0,0000	0,0000
31	0,9742	-0,6953	-0,1800	-0,1600
32	0,9694	-0,8498	-0,0200	-0,0150
33	0,9686	-0,8774	-0,0200	-0,0100
34	0,9638	-1,0313	-0,0800	-0,0600
35	0,9632	-1,0510	-0,0100	-0,0060
36	0,9588	-1,2024	-0,0100	-0,0060
37	0,9585	-1,2114	-0,0020	-0,0010
38	0,9583	-1,2199	-0,0020	-0,0010
39	0,9582	-1,2224	-0,0020	-0,0010
40	0,9582	-1,2258	-0,0020	-0,0010
41	0,9572	-1,2527	-0,0200	-0,0160
42	0,9570	-1,2606	-0,0050	-0,0030
43	0,9984	-0,0609	0,0000	0,0000
44	0,9975	-0,0842	-0,0030	-0,0020
45	0,9945	-0,1594	-0,0800	-0,0700
46	0,9935	-0,1889	-0,0200	-0,0150

47	0,9815	-0,8728	0,0000	0,0000
48	0,9779	-0,9941	0,0000	0,0000
49	0,9743	-1,1163	0,0000	0,0000
50	0,9722	-1,1900	-0,0200	-0,0160
51	0,9682	-1,3286	-0,0800	-0,0600
52	0,9669	-1,3775	-0,0500	-0,0300
53	0,9651	-1,4467	-0,0500	-0,0350
54	0,9644	-1,4749	-0,0500	-0,0300
55	0,9640	-1,4969	-0,0200	-0,0080
56	0,9902	-0,4344	0,0000	0,0000
57	0,9737	-0,9587	-0,0030	-0,0020
58	0,9722	-1,0097	-0,0600	-0,0420
59	0,9712	-1,0560	0,0000	0,0000
60	0,9705	-1,0784	-0,0020	-0,0010
61	0,9700	-1,0929	-0,0020	-0,0010
62	0,9683	-1,1496	-0,0200	-0,0130
63	0,9652	-1,2442	-0,0300	-0,0240
64	0,9650	-1,2544	-0,0300	-0,0200
65	0,9958	-0,1621	0,0000	0,0000
66	0,9855	-0,4364	-0,0050	-0,0030
67	0,9753	-0,8464	0,0000	0,0000
68	0,9571	-1,6063	-0,0400	-0,0360
69	0,9538	-1,7536	0,0000	0,0000
70	0,9487	-1,9767	0,0000	0,0000
71	0,9449	-2,1518	-0,2000	-0,1500
72	0,9447	-2,1553	-0,0200	-0,0150
73	0,9853	-0,6199	0,0000	0,0000
74	0,9838	-0,6829	0,0000	0,0000
75	0,9813	-0,7936	-0,1200	-0,0950
76	0,9809	-0,8138	-0,0300	-0,0180
77	0,9727	-1,1888	0,0000	0,0000
78	0,9587	-1,8288	-0,0400	-0,0360
79	0,9542	-2,0482	-0,2000	-0,1300
80	0,9508	-2,1527	-0,0200	-0,0140
81	0,9479	-2,2398	-0,0500	-0,0360
82	0,9469	-2,2706	-0,0100	-0,0030
83	0,9437	-2,3474	-0,0400	-0,0360
84	1,0000	0,0000	2,8925	2,2187

Tabela 6.4 – Resultados da estimação de estados do sistema IEEE 84 barras

Barra	Ve(p.u.)	$\theta_e(^{\circ})$	Pc(p.u.)	Qc(p.u.)
1	0,9802	-0,8594	0,0000	0,0000
2	0,9646	-1,3293	-0,0104	-0,0058
3	0,9476	-1,8621	-0,0324	-0,0252
4	0,9417	-2,0569	-0,0374	-0,0311
5	0,9300	-2,4523	-0,0219	-0,0100
6	0,9280	-2,5153	-0,1037	-0,0659
7	0,9263	-2,5955	-0,0405	-0,0323
8	0,9256	-2,6184	-0,0300	-0,0198
9	0,9246	-2,6471	-0,0302	-0,0232
10	0,9255	-2,6127	-0,0300	-0,0261
11	0,9962	-0,1261	0,0000	0,0000
12	0,9770	-0,7219	-0,1201	-0,0808
13	0,9765	-0,7391	-0,0807	-0,0610
14	0,9759	-0,7620	-0,0700	-0,0503

15	0,9885	-0,5099	0,0000	0,0000
16	0,9845	-0,6303	-0,0286	-0,0140
17	0,9808	-0,7391	-0,0476	-0,0313
18	0,9711	-1,0199	-0,0698	-0,0391
19	0,9692	-1,0714	-0,1236	-0,1027
20	0,9657	-1,1631	-0,0309	-0,0328
21	0,9629	-1,2490	-0,0401	-0,0352
22	0,9628	-1,2548	-0,0051	-0,0020
23	0,9626	-1,2662	-0,0050	-0,0021
24	0,9626	-1,2720	-0,0050	-0,0010
25	0,9969	-0,1547	-0,0043	-0,0026
26	0,9921	-0,3037	-0,0085	-0,0053
27	0,9811	-0,6474	-0,0109	-0,0083
28	0,9783	-0,7792	-0,1810	-0,1297
29	0,9778	-0,8021	-0,0202	-0,0123
30	0,9852	-0,4011	0,0000	0,0000
31	0,9749	-0,6875	-0,1761	-0,1515
32	0,9699	-0,8422	-0,0193	-0,0150
33	0,9691	-0,8709	-0,0193	-0,0100
34	0,9640	-1,0256	-0,0851	-0,0668
35	0,9634	-1,0485	-0,0099	-0,0060
36	0,9590	-1,1975	-0,0101	-0,0062
37	0,9587	-1,2032	-0,0020	-0,0010
38	0,9585	-1,2147	-0,0019	-0,0011
39	0,9584	-1,2147	-0,0020	-0,0010
40	0,9583	-1,2204	-0,0020	-0,0010
41	0,9574	-1,2490	-0,0200	-0,0160
42	0,9572	-1,2548	-0,0050	-0,0030
43	0,9990	-0,0516	0,0000	0,0000
44	0,9981	-0,0745	-0,0031	-0,0018
45	0,9951	-0,1490	-0,0800	-0,0699
46	0,9941	-0,1776	-0,0197	-0,0149
47	0,9820	-0,8652	0,0000	0,0000
48	0,9784	-0,9855	0,0000	0,0000
49	0,9748	-1,1115	0,0000	0,0000
50	0,9726	-1,1860	-0,0170	-0,0124
51	0,9686	-1,3235	-0,0698	-0,0500
52	0,9671	-1,3751	-0,0513	-0,0341
53	0,9651	-1,4496	-0,0626	-0,0454
54	0,9644	-1,4782	-0,0503	-0,0300
55	0,9640	-1,5011	-0,0201	-0,0081
56	0,9907	-0,4297	0,0000	0,0000
57	0,9741	-0,9626	-0,0029	-0,0019
58	0,9725	-1,0141	-0,0580	-0,0384
59	0,9714	-1,0600	0,0000	0,0000
60	0,9707	-1,0829	-0,0020	-0,0010
61	0,9702	-1,1001	-0,0020	-0,0010
62	0,9683	-1,1574	-0,0235	-0,0169
63	0,9652	-1,2548	-0,0304	-0,0245
64	0,9650	-1,2662	-0,0300	-0,0202
65	0,9965	-0,1547	0,0000	0,0000
66	0,9862	-0,4354	-0,0062	-0,0038
67	0,9761	-0,8480	0,0000	0,0000
68	0,9581	-1,6100	-0,0416	-0,0320
69	0,9547	-1,7590	0,0000	0,0000
70	0,9497	-1,9767	0,0000	0,0000
71	0,9458	-2,1486	-0,1993	-0,1509
72	0,9457	-2,1543	-0,0197	-0,0152

73	0,9859	-0,6073	0,0000	0,0000
74	0,9845	-0,6704	0,0000	0,0000
75	0,9819	-0,7792	-0,1193	-0,0948
76	0,9815	-0,8021	-0,0301	-0,0183
77	0,9733	-1,1860	0,0000	0,0000
78	0,9594	-1,8277	-0,0390	-0,0432
79	0,9550	-2,0512	-0,2101	-0,1357
80	0,9520	-2,1543	-0,0192	-0,0120
81	0,9494	-2,2403	-0,0435	-0,0249
82	0,9484	-2,2689	-0,0099	-0,0029
83	0,9453	-2,3491	-0,0399	-0,0359
84	1,0006	0,0057	2,8985	2,2170

Figura 6.7 – Gráficos do módulo da tensão no sistema IEEE 84 barras

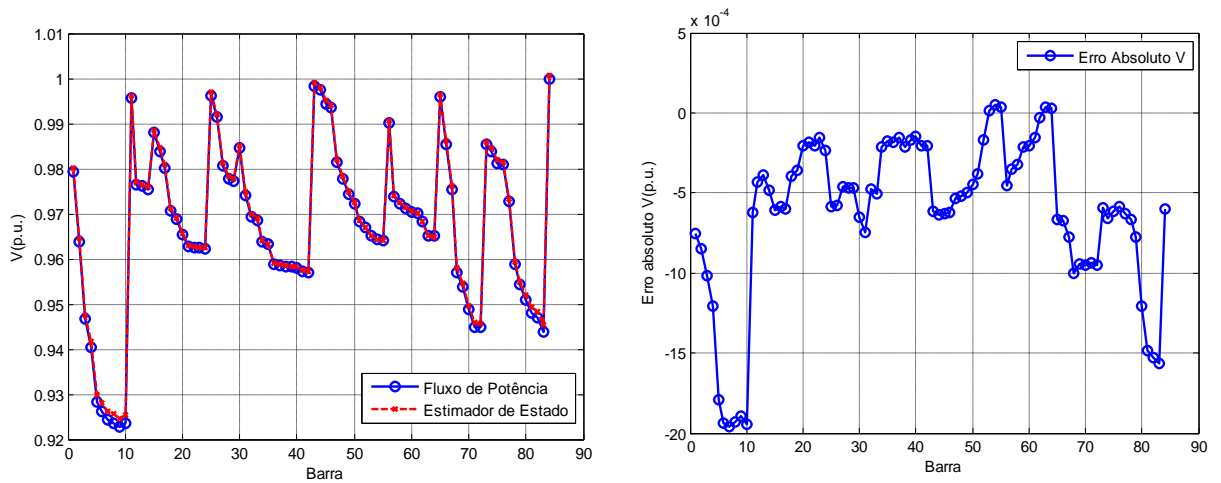


Figura 6.8 – Gráficos do ângulo de fase da tensão no sistema IEEE 84 barras

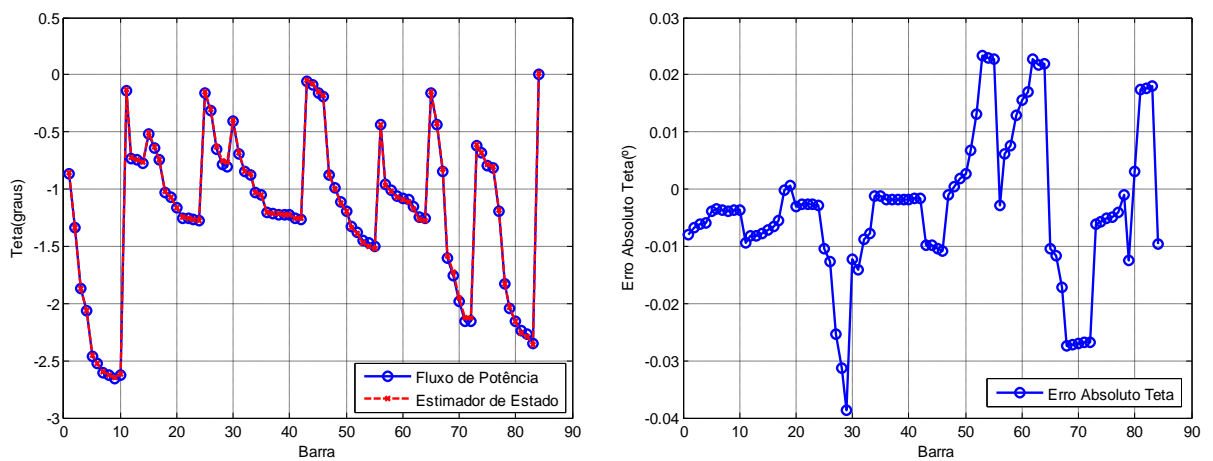


Figura 6.9 – Gráficos da potência ativa no sistema IEEE 84 barras

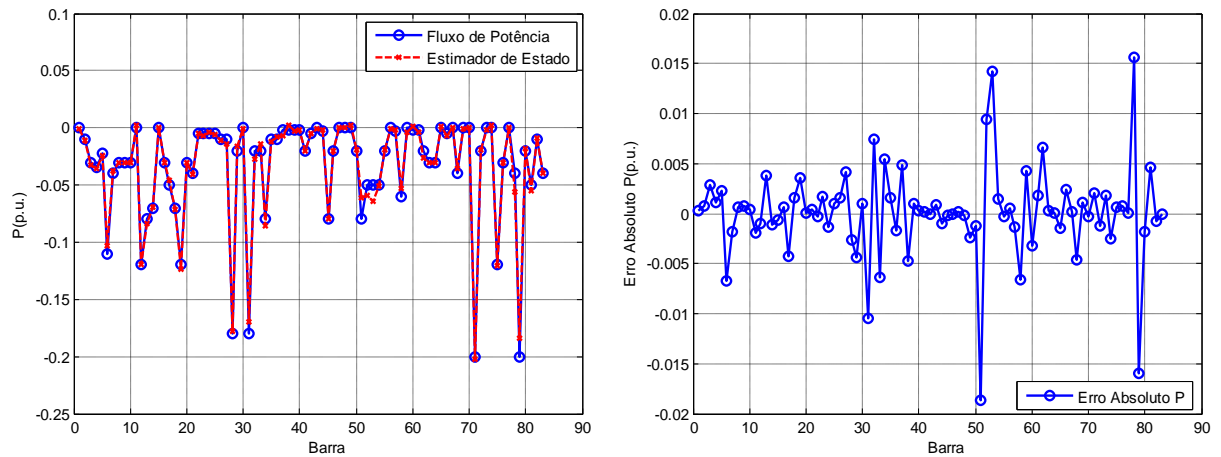
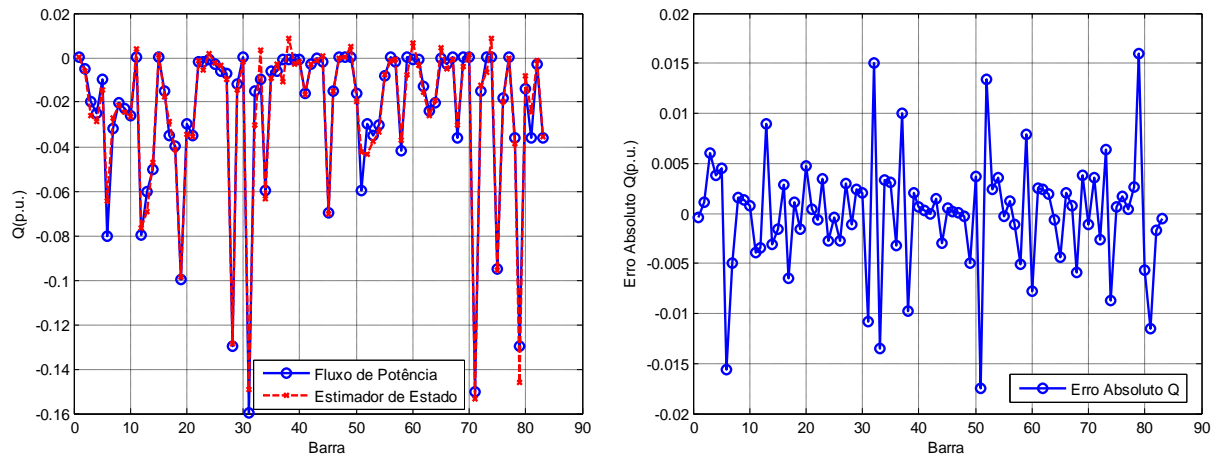


Figura 6.10 – Gráficos da potência reativa no sistema IEEE 84 barras



O processo de otimização durou aproximadamente 4 minutos, computou 213 iterações e o valor da função objetivo foi 1,7840. Portanto o tamanho do sistema influi diretamente no número de iterações e no tempo computacional demandado. A análise dos gráficos obtidos mostra que os resultados do estimador aproximam-se satisfatoriamente dos valores do fluxo de potência convencional.

#### 6.4 COMENTÁRIOS

Nesse capítulo foram apresentados estudos de caso para validação da metodologia proposta para estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica. As simulações foram realizadas no ambiente MATLAB e foram estudados dois sistemas IEEE



distintos – 33 e 84 barras – assumindo-se como medições os valores do fluxo de potência convencional acrescidos de erros a fim de emular uma situação real.

Observou-se, através da análise dos resultados obtidos, que a metodologia foi eficiente no cálculo do vetor de estados dos sistemas de distribuição de energia elétrica estudados, apresentando resultados satisfatórios dentro da abordagem proposta, que consiste em estimar o estado do sistema utilizando um número reduzido de PMUs, medidas virtuais e dados históricos das cargas. Quanto maior o sistema, maior o número de variáveis do problema, maior o número de iterações e o tempo computacional requerido.

Na representação gráfica das injeções de potência foram retiradas as barras de referência dos sistemas originais a fim de melhorar a escala de visualização. As pequenas discrepâncias entre os valores obtidos pelo fluxo de potência e pelo estimador de estados podem ser justificadas pela adoção de um erro de 0,4% para as medidas de tensão (módulo e fase) e 0,8% para as medidas fluxo de potência e potências injetadas.

## 7 CONCLUSÃO

### 7.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Esse trabalho apresentou uma nova abordagem para o problema de estimação de estados em redes de distribuição de energia elétrica a partir de um problema de otimização, no qual a função objetivo consiste em minimizar a soma ponderada dos resíduos entre os valores medidos e estimados, utilizando dados históricos de cargas e medidas obtidas pelos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (PMUs - *Phasor Measurement Units*).

Na formulação proposta o vetor de estados é composto pelas tensões complexas em módulo e fase, sendo incluídas restrições de igualdade e desigualdade no problema. As restrições de igualdade correspondem às injeções de potência ativa e reativa nulas nas barras de passagem. As restrições de desigualdade estão associadas às potências ativas e reativas das barras não monitoradas, onde admite-se limites inferiores e superiores para os dados históricos das cargas (potências ativas e reativas) de tal forma a permitir que as potências destas barras possam ser acomodadas na curva diária de carga.

Estudos de casos foram realizados utilizando-se os sistemas IEEE de 33 e 84 barras. Os resultados da estimação de estados utilizando a metodologia proposta foram obtidos através de simulações no MATLAB e comparados com os valores do fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson), demonstrando claramente que a utilização de PMUs alocadas estrategicamente, associada à inclusão de restrições de igualdade e desigualdade definidas pela metodologia, proporcionam estimativas bastante precisas.

A inclusão de informações adicionais sobre o sistema, na forma de medidas virtuais (injeções nulas nas barras de passagem) e de pseudomedidas (dados históricos), contribuiu positivamente para a "observabilidade" do sistema, correspondendo a uma espécie de aumento no grau de redundância, viabilizando a estimação de estados mesmo com um número reduzido de medidas.

A metodologia proposta apresentou erros pouco significativos e demandou de poucos segundos a alguns minutos para solucionar o problema da estimação de estados, mostrando-se útil para o monitoramento em tempo real das redes de distribuição. Quanto maior o sistema a ser analisado, maior o número de variáveis de estado e, portanto, maior o tempo computacional requerido.

Uma possível melhoria seria, por exemplo, com a implantação de técnicas de processamento de erros grosseiros, envolvendo a detecção, identificação e eliminação destes, que impactam diretamente na convergência do processo iterativo.

A utilização de medição fasorial sincronizada com a alocação de PMUs nos entroncamentos e no final dos ramais do sistema de distribuição, bem como a utilização de restrições de desigualdade para as potências ativas e reativas das cargas não monitoradas, para as quais são definidos limites em função dos dados históricos, proporcionando resultados muito precisos a partir de um número reduzido de medições, são as principais contribuições deste trabalho.

## 7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresenta possibilidades de aprimoramento visando a robustez da ferramenta de estimação de estados aplicada aos sistemas de monitoramento, controle e operação de sistemas elétricos de potência. Propõe-se, por exemplo, os seguintes pontos de investigação para trabalhos futuros:

- Inclusão de técnicas de detecção e identificação de erros grosseiros;
- Comparação com outras metodologias de alocação de PMUs;
- Aplicação de outras técnicas de solução do problema de otimização;
- Aplicação da metodologia proposta no problema de estimação dinâmica;
- Inclusão de desequilíbrios através da abordagem trifásica.

## REFERÊNCIAS

- ABOOD, H.; SREERAM, V. A Review on Phasor Measurement Units Placement for State Estimation Studies. **Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, Perth, out 2014.
- ABUR, A. Least Absolute Value State Estimation with Equality and Inequality Constraints, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, p. 680-686, mai 1993.
- ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G., **Power systems state estimation: Theory and Implementation**. New York : Marcel Dekker Inc., 2004. 327 p.
- ALBUQUERQUE, R.J.; COELHO, A. L. M.; OLIVEIRA, D. Q.; LIMA, S. L.; SANTOS, I. S. Algoritmo Genético Canônico Modificado Aplicado na Alocação Ótima de Unidades de Medição Fasorial Sincronizada para Análise de Observabilidade. **XI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI)**, Fortaleza, 2013.
- ALLEMONG, J. J.; IRISSARRI, G. D.; SASSON, A. M. An Examination Of Solvability for State Estimation. **IEEE FES Winter Meeting**, Paper A80-008-3, New York, 1980.
- AMINIFAR, F.; LUCAS, C.; KHODAEI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using Immunity Genetic Algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 3, p. 1014-1020, 2009.
- AMINIFAR, F., SHAHIDEHPOUR, M., FOTUHI-FIRUZABAD, M., KAMALINIA, S. Power System Dynamic State Estimation With Synchronized Phasor Measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 63, n. 2, p. 352-363, fev 2014.
- AMINIFAR, F. Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and State-of-the-Art. **IEEE Access**, v.2, jan 2015.
- ANDRADE, S. R. C. 2008. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada**: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), PPGEE/UFMG, Belo Horizonte, 2008.
- ANTONIO, A. B., TORREAO, J. R. A.; DO COUTTO FILHO, M. B. Meter placement for power system state estimation using simulated annealing. **IEEE Power Tech Proceedings**, v. 3, Porto, 2001.
- AVILA-ROSALES, R.; RICE, M. J.; BEARD, L.; GALVAN, F. Recent Experience with a Hybrid SCADA/PMU On-line State Estimator. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Calgary, 2009.
- BAHABADI, H.B.; MOALLEM, M. Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Harmonic State Estimation in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms. **21st International Conference on Systems Engineering (ICSEng)**, p. 100-105, Las Vegas 2011.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.9, n. 3, p. 1601-1609, ago 1994.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 483-49, fev1995.

BARAN, M.E.; ZHU, J.; ZHU, H., et al. A meter placement method for state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 3, p. 1704-1710, ago 1995.

BARAN, M. E.; ZHU, J.; KELLEY, A. W. Meter Placement for Red-Time Monitoring of Distribution Feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, p. 332-337, fev 1996.

BARAN, M.E. Challenges in state estimation on distribution systems. **Power Engineering Society Summer Meeting**, v.1, p. 429-433, Vancouver,2001.

BARAN, M. E.; MCDERMOTT, T. E. Distribution system state estimation using AMI data. **IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE)**,p. 1-3,Seattle, 2009a.

BARAN, M.E.; JUNG, J.; MCDERMOTT, T.E. Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Calgary, 2009b.

BARAN, M.E.; JUNG, J.; MCDERMOTT, T.E. Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems. **Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**, p. 1-4, Seoul, 2009c.

BEI, X.; ABUR, A. Observability Analysis and Measurement Placement for Systems with PMUs. **IEEE Power Systems Conference and Exposition**, v. 2, p.943 - 946 , out 2004.

BISERICA, M.et al. Neural networks to improve distribution state estimation-Volt Var control performances. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1137-1144, mai2012.

BOSE, A.; CLEMENTS, K.A. Real-time modeling of power networks. **Proceedings of the IEEE**, v. 75, p. 1607-1622, dez 1987.

CASTRO VIDE, P.S.P.S. 2013. **Estimação de Estado em um Sistema Elétrico de Energia: Usando Medidas Fasoriais Sincronizadas**. Tese (Doutorado em Sistemas de Energia), Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2013.

CHAKRABARTI, S.; KYRIAKIDES, E.;ELIADES, D. G. Placement of Synchronized Measurements for Power System Observability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, p. 12-19, jan 2009.

CHENG, Y.; HU, X.; GOU, B. A New State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements. **IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)**, p. 2817-2820, Seattle, 2008.

CLEMENTS, K. A. Observability methods and optimal meter placement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 12, n. 2, p. 88–93, abr 1990.

CLEMENTS, K.A.; DAVIS, P.W.; FREY, K.D.. Treatment of inequality constraints in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 567-573, mai1995.

DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; DOTTA, D.; ZIMATH, S. L. Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Desenvolvimentos e Aplicação na Monitoração de Frequência do Sistema Elétrico Brasileiro. **XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**, Curitiba, 2005.

DZAFIC,I.; HUSEINAGIC, I.;HENSELMEYER, S. Real Time Distribution System State Estimation Based On Interior Point Method. **Southeast Europe Journal of Soft Computing**,v.3, n. 1, p. 32-38, mar 2014.

EHRENSPERGER, J.G. 2004. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada:Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFSC, Florianópolis, 2004.

FUJII, S. Y. Impactos de PMU e Avanços Tecnológicos sobre Sistemas EMS (Estimador de Estado e Outras Aplicações). **XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE)**, Belém, 2009.

FADIRAN,J.I.; CHOWDHURY,S.; CHOWDHURY,S.P. Optimal Placement of Phasor and Conventional Measurements for Power System State Estimation and Fault Observability. **IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)**, Auckland, 2012.

GAO, Y.; HU, Z.; HE, X.; LIU, D. Optimal Placement of PMUs in Power Systems Based on Improved PSO Algorithm. **3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)**,p. 2464-2469, Singapore, 2008.

GAUSHELL,D.J.; DARLINGTON, H.T. Supervisory Control and Data Acquisition. **Proceedings of the IEEE**, v. 75, n. 12, p. 1645-1658, dez1987.

GIUSTINA, D.D.; PAU, M.; PEGORARO, P.A.; PONCI, F.; SULIS,S. Electrical distribution system state estimation: measurement issues and challenges. **IEEE Instrumentation & Measurement Magazine**, v. 17, n. 6, p-36-42, dez 2014.

GÖL, M.; ABUR, A. LAV Based Robust State Estimation for Systems Measured by PMUs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1808-1814, jul 2014.

GÖL, M.; ABUR, A. A Hybrid State Estimator For Systems With Limited Number of PMUs. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1511-1517, mai 2015.

GOU, B. Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1099-1104, ago 2008a.

- GOU, B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1525-1526, ago 2008b.
- GOUVÊA, J. P. S.; COSTA, A.J.A.S. Estimador de estados ortogonal com restrições de igualdade. **SBA Controle & Automação**, v. 9, n. 3, set/out/nov/dez 1998.
- HANDSCHIN, E.; SCHWEPPE, F.C.; KOHLAS, J., et al. Bad data analysis for power systems state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v.94, n. 2, p. 329-377, mar1975.
- HAUGHTON, D. A.; HEYDT, G. T. A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1187-1195, mai 2013.
- HEYDT, G. T. The next generation of power distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid** , v. 1, n. 3, p. 225–235, nov2010.
- HOLTEN, L.; GJELSVIK, A.; WU, F.F., et al. Comparison of different methods for state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**.v.3, n. 4, p.1798-1806, nov 1988.
- HUANG, Y.F.; WERNER, S.; HUANG, J.; KASHYAP, N.; GUPTA, V. State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid. **IEEE Signal Processing Magazine**, v. 29, n. 5, p. 33-43, set 2012.
- IEEE. **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**. IEEE Std C37.118.1-2011(Revision of IEEE Std C37.118-2005), p. 1-61, 2011.
- JONES, K.D.; THORP, J.S.; GARDNER, R.M. Three-Phase Linear State Estimation Using Phasor Measurements. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Vancouver, 2013.
- KHARE, G.; SAHU, N.; SUNITHA, R. Optimal PMU placement using matrix modification based integer linear programming. **International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)**, p. 632-636, Nagercoil, mar 2014.
- KORRES, G.N.; MANOUSAKIS, N.M. State estimation and observability analysis for phasor measurement unit measured systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, Iss. 9, p. 902–913, 2012.
- LEI, W.; LI, X. Research on PMU/SCADA Mixed Measurements State Estimation Algorithm with Multi-Constraints. **IEEE Symposium on Electrical & Electronics Engineering (EEESYM)**, Kuala Lumpur, 2012.
- LIN, W.M.; TENG, J.H. Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, v. 143, n. 1, p. 43-48, jan1996.
- LOPES, T. T. 2008. **Estimadores de Estado em Sistemas de Energia Elétrica Incluindo Restrições Fuzzy**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

- LU,C.N.; TENG, J.H.; LIU, W.H.E. Distribution System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 229-240, fev 1995.
- MANITSAS, E.; SINGH, R.; PAL, B.C.; STRBAC,G. Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 27, n. 4,p. 1888-1896, nov 2012.
- MANOUSAKIS, N.M.; KORRES, G.N. Observability Analysis for Power Systems Including Conventional and Phasor Measurements. **7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion**, p. 1-8, Agia Napa, nov 2010.
- MARIN, F.J.; GARCI´A-LAGOS, F.; JOYA, G.; SANDOVAL, F. Genetic algorithms for optimal placement of phasor measurement units in electrical networks. **IET Electronics Letters**, v.39, n. 19 , p. 1403-1405, set 2003.
- MARTIN, K.E. et al. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13 , n. 1, p. 73-77,jan 1998.
- MILI, L.; PHANIRAJ, V.; ROUSSEEUW, P. J. Robust Estimation Theory for Bad Data Diagnostics in Electrical Power Systems. **Advances in Control and Dynamic Systems**. C.T.: Leondes, 1991.
- MILI, L.; PHANIRAJ, V.; ROUSSEEUW, P. J. Least Median of Squares Estimation in Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, no 2, p. 511-523,mai 1991.
- MILI, L.; CHENIAE, M. G.; ROUSSEEUW, P. J. Robust State Estimation of Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Circuits and Systems**, v. 41, n. 5, p. 349-358, mai1994.
- MILOSEVIC´, B.;BEGOVIC´, M. Non dominated Sorting Genetic Algorithm for Optimal Phasor Measurement Placement. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 18, n. 1, p. 69-75, fev 2003.
- MOMOH, J. A. **Electric Power System Applications of Optimization**. New York: Marcel Dekker Inc, 2005.478 p.
- MONTICELLI, A.**Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**.São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.164 p.
- MONTICELLI, A.**State Estimation in Electric Power System: A Generalized Approach**, Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1999. 394 p.
- MONTICELLI, A. Electric Power System State Estimation. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, n. 2., p. 262-282, fev 2000.
- MONTICELLI, A.; WU, F. F. Network Observability: Identification of Observable Islands and Measurement Placement . **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 104, n.5, p.1035-1041, mai1985.



MONTICELLI, A.; GARCIA, A.; SLUTSKER, I. Handling Discardable Measurements in Power System State Estimation. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 7, no : 1371-1349, 1992.

MUSCAS, C.; SULIS, S. ;ANGIONI, A.; PONCI, F.; MONTI, A. Impact of Different Uncertainty Sources on a Three-Phase State Estimator for Distribution Networks. **IEEE Transactions on Instrumentation And Measurement**, v. 63, n. 9, p. 2200-2208, set 2014.

NAKA, Shigenori et al. A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 60-68, fev2003.

NUQUI, R. F. **State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements**. 2001. Tese (Doutorado em Engenharia), Faculty of the Virginia, Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, 2001.

NUQUI, R.F.; PHADKE, A.G. Phasor Measurement Unit Placement Techniques for Complete and Incomplete Observability. **IEEE Transactions On Power Delivery**, v. 20, n. 4, p. 2381-2388, out 2005.

PAU, M.; PEGORARO, P.A.; SULIS,S. Efficient Branch-Current-Based Distribution System State Estimation Including Synchronized Measurements. **IEEE Transactions On Instrumentation And Measurement**, v. 62, n. 9, p. 2419-2429, set 2013.

PHADKE, A. G. Synchronized Phasor Measurements: a Historical Overview. **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition**, v. 1, p. 476-479, out 2002.

PIAZZA, T. S.; SIMÕES, A. J. A.; MANDEL, A. Qualitative Methods to Solve Qualitative Problems. **IEEE Transaction on Power Systems**, v. 5, n.3, p. 941-949, ago1990.

RANKOVIC´, A.; MAKSIMOVIC´, B. M.; SARIC´, A. T. A three-phase state estimation in active distribution networks. **Electrical Power and Energy Systems**, v.54, p. 154-162, 2014.

ROSLI, H.M.; MOKHLIS, H. ; BAKAR, A.H.A. Optimal measurement placement using PSO for state estimation. **IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)**, p. 834 - 839, Kota Kinabalu , dez 2012.

ROY, B.K.; SINHA, A.K.; PRADHAN, A.K. An optimal PMU placement technique for power system observability. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 42, p. 71-77, 2012.

SANTOS FILHO, C. A. N. 2006. **Estimação de Estado via Método de Pontos Interiores com Ajuste das Restrições de Desigualdade**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

SARIĆ, Andrija T.; ĆIRIĆ, Rade M. Integrated fuzzy state estimation and load flow analysis in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 2, p. 571-578, abr2003.

SCHWEPPE, F.C.; ROM, D. B. Power System Static State Estimation – Part I, II and III. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 89, n. 1, p.120-135, jan 1970.

SEXAUER, J.; JAVANBAKHT,P.; MOHAGHEGHI,S. Phasor Measurement Units for the Distribution Grids: Necessity and Benefits. **Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**, Washington, 2013.

SINGH, R.; PAL, B.C.; JABR, R.A. Choice of estimator for distribution system state estimation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 3, n. 7, p. 666-678, jul2009.

SINGH, R.; PAL, B.C.; VINTER, R.B. Measurement Placement in Distribution System State Estimation. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 668-675, mai2009.

SINGH, R.; PAL, B.C.; JABR, R.A. Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 4, n.1, p. 50-59, jan2010.

SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Meter Placement for Distribution System State Estimation- An Ordinal Optimization Approach. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 26, n. 4., p-2328 2335, nov 2011.

THORP, J. S.; PHADKE, A. G.; KARIMI, K. J. Real Time Voltage-Phasor Measurements for Static State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 104, n. 11, p. 3098-3106, nov1985.

WU, F. F.; MONTICELLI, A. Network Observability: Theory. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 104, n.5, p.1042-1048, mai 1985.

WU,F.F. Power system state estimation: a survey. **International Journal Electrical Power & Energy Systems**, v. 12, n.2, p. 80-87, abr 1990.

ZHU, J.;ABUR, A. Effect of Phasor Measurements on the Choice of Reference Bus for State Estimation, **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, Tampa, 2007.

## APÊNDICE A - Formulações da Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica

A seguir serão apresentadas as principais formulações alternativas para a solução do estimador de estados pelo Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, segundo Abur (2004) e Santos Filho (2006).

Em todas as abordagens, tem-se  $x$  como o vetor das variáveis de estados, com dimensão  $2nb-1$  ( $nb$ =número de barras), e um barramento utilizado como referência para os ângulos de fase das tensões complexas. Define-se, ainda, o vetor  $z$  como o vetor do conjunto de medidas analógicas presentes no sistema, cuja dimensão é  $nm$  ( $nm$ = número de medidas).

$$z=h(x)+r \quad (A.1)$$

Onde  $h(x)$  é o vetor das equações representativas das medições não lineares em função do vetor de variáveis de estado,  $x$ , com dimensão  $nm \times 1$ . Os erros de medição, componentes do vetor  $r$  cuja dimensão é definida pelo número de medidas analógicas, é normalmente assumido como uma variável aleatória, possuindo distribuição Normal ou Gaussiana com média zero e matriz de covariância  $R$ . Isto é:

$$e \sim N(0,R) \quad (A.2)$$

$$R=[Eee^t] \quad (A.3)$$

Onde:

$N(0,R)$  representa a função de distribuição Normal com média zero e covariância  $R$ ;

$E[.]$  representa a função do valor esperado;

$R$  é a matriz quadrada de covariância dos erros de medição, com dimensão  $nm \times nm$ .

Assumindo-se que todos os erros que afetam as medidas são independentes entre si, a matriz  $R$  pode ser definida por uma matriz diagonal:

$$R=E \begin{bmatrix} 1/\sigma^2 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 1/\sigma^2 \end{bmatrix} \quad (A.4)$$

Nesta expressão,  $\sigma$  representa a variância de uma medida analógica  $i$ ;  $i=1, \dots, nm$ .

### 7.2.1.1 Equações Normais

A função o objetivo é composta pela soma dos quadrados dos resíduos entre os valores estimados e os valores medidos, ponderando pelo inverso da variância do erro da medição. Procura-se, pois, minimizar a função resíduo  $J$ .

$$J = [h(x)-z]^t \cdot R \cdot [h(x)-z] \quad (\text{A.5})$$

Onde:

A solução do problema é obtida por um processo iterativo que define os incrementos nas variáveis de estado através da solução da equação:

$$G(x) \cdot \Delta x = H^t(x) \cdot W \cdot [h(x)-z] \quad (\text{A.6})$$

onde a matriz  $H$  é matriz jacobiana do vetor de relações não-lineares  $h$ , e  $G$  denominada a matriz ganho, definidas como:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{flow}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_m}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta_m}{\partial \theta} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

$$G(x) = H^t(x) \cdot W \cdot H(x)$$

As equações de cálculo de injeção e fluxo de potência ativa/reactiva, bem como as derivadas correspondentes à contribuição de cada medida na matriz jacobiana do problema de estimação de estados são mostradas no Apêndice deste documento.

Lu (1995) apresenta um algoritmo de estimação de estados de sistema de distribuição trifásico cujo o Método das Equações Normais é utilizado para solucionar o problema, que é formulado a partir das equações de corrente ao invés das equações de potência, sendo comparado com outras metodologias, além de realizada a análise de observabilidade do sistema de distribuição estudado.

#### 7.2.1.2 Transformação Ortogonal

Qualquer matriz de dimensão de *rank* completo, pode ser decomposta em duas matrizes da forma:

$$\tilde{H} = QR \quad (A.8)$$

onde  $Q$  é uma matriz ortogonal ( $Q^t = Q^{-1}$ ) de dimensão  $M \times N$  e  $R$  é uma matriz triangular superior (elementos nulos abaixo da diagonal principal). Portanto, pode-se obter uma expressão equivalente à equação A.8.

$$Q^t \tilde{H} = \tilde{R} \quad (A.9)$$

Considerando a particularidade de  $\tilde{R}$  ser triangular superior, pode-se ainda escrever:

$$\tilde{H} = [Q_n \quad Q_0] \begin{bmatrix} R \\ 0 \end{bmatrix} = Q_n U \rightarrow Q_n^t \tilde{H} = R \quad (A.10)$$

Aplicando tais considerações à equação A.6, e comparando à equação A.7, obtém-se:

$$\tilde{H}^t \cdot \tilde{H} \cdot \Delta x = \tilde{H}^t \cdot \tilde{\Delta z} \quad (A.11)$$

onde:

$$\begin{aligned} \tilde{H} &= R^{1/2} \cdot H \\ \tilde{\Delta z} &= R^{1/2} \cdot [h(x) - z] \end{aligned} \quad (A.12)$$

Nesse método as ponderações das medidas não aparecem explicitamente, sendo anexadas aos demais termos da equação. Utilizando a propriedade  $QQ^t=I$ , a equação A.11 pode ser transformada em:

$$\begin{aligned}\tilde{H}^t QQ^t \tilde{H} \Delta x &= \tilde{H}^t \tilde{\Delta z} \\ R^t R \Delta x &= R^t Q^t \tilde{\Delta z} \\ R^t R \Delta x &= R^t Q_n^t \tilde{\Delta z} \\ R \Delta x &= Q_n^t \tilde{\Delta z}\end{aligned}\tag{A.13}$$

Gouvêa (1998) aborda um estimador de estados MQP ortogonal desenvolvido para aplicação na operação em tempo real de sistemas de potência com restrições de igualdade utilizando Rotações de Givens. O algoritmo apresentado alia a simplicidade do Método de Pesos, apresentado em uma versão mais refinada, à estabilidade numérica dos Métodos Ortogonais. O Método dos Pesos é também muito utilizado em conexão com o Método das Equações Normais.

#### 7.2.1.3 Método Híbrido

Pode-se derivar das equações de 2.13:

$$G = H^t \cdot R \cdot H = \tilde{H}^t \tilde{H} = R^t R\tag{A.14}$$

O método híbrido resolve as equações normais usando transformação ortogonal, assim:

$$R^t R \Delta x = H^t(x) \cdot R \cdot [h(x) - z]\tag{A.15}$$

Wu (1990) revisa os métodos de solução do problema de estimação de estados pelo método MQP em redes de transmissão e promove uma discussão sobre o estimador desacoplado, o condicionamento da matriz ganho

#### 7.2.1.4 Método de Peters e Wilkinson

Este método alternativo fundamenta-se na decomposição LU da matriz  $\tilde{H}$ :

$$\tilde{H} = LU \quad (\text{A.16})$$

onde  $L$  é uma matriz trapezoidal inferior e  $U$  é uma matriz triangular superior. Substituindo-se na equação normal, tem-se:

$$\begin{aligned} \tilde{H}^t \tilde{H} \Delta x &= \tilde{H}^t \Delta \tilde{z} \\ U^t L^t L U \Delta x &= U^t L^t \Delta \tilde{z} \\ L^t L U \Delta x &= L^t \Delta \tilde{z} \\ (L^t L) \Delta y &= L^t \Delta \tilde{z} \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

Onde:  $\Delta y = U \Delta x \quad (\text{A.18})$

O processo de solução consiste nas seguintes etapas:

1. Efetuar a fatoração LU de  $\tilde{H}$ .
2. Calcular  $\Delta y$  conforme 2.17, utilizando-se a fatoração de Cholesky de  $L^t L$  seguida de substituições *forward/backward*.
3. Obter  $\Delta x$  a partir de substituição *backward* usando A.18.

A principal vantagem desse método é aproveitar o fato de  $L^t L$  ser menos mal-condicionada que  $\tilde{H}^t \tilde{H}$ .

#### 7.2.1.5 Equações Normais com Restrições

A representação das medidas exatas no processo de estimação de estados pode ser feita de duas maneiras distintas: na primeira adota-se valores elevados para as ponderações dessas medidas. Visto que seus valores são exatos e conhecidos, a contribuição dessas medidas na estimação deve ter um peso maior em relação às demais medidas da telemetria, que possuem um erro aleatório intrínseco.

Denomina-se medidas virtuais as informações que não necessitam de qualquer forma de medição para que seus valores sejam conhecidos. A exemplo disso pode-se citar as injeções nulas de potência nas barras de passagem.

Considerando a partição das medidas do processo de estimação em medidas da telemetria ( $z=h(x)+e$ ) e medidas virtuais ( $c(x) = 0$ ), ter-se-ia também a matriz jacobiana particionada em H e C. O método das equações normais correspondente pode ser descrito por:

$$[H^t \cdot R \cdot H + r \cdot C^t \cdot C] \Delta x = H^t(x) \cdot R \cdot [h(x)-z] + r \cdot C^t \cdot \Delta c \quad (A.19)$$

onde r representaria a razão entre as ponderações das medidas virtuais e as ponderações das medidas da telemetria.

Para valores elevados de r, o segundo termo à esquerda da igualdade,  $r \cdot C^t \cdot C$ , seria dominante. Pelo fato do número de medidas virtuais ser bastante inferior ao das medidas da telemetria, a matriz C não seria de *rank* completo, o que tornaria o sistema em análise não-observável. Dessa maneira, o termo  $[H^t \cdot R \cdot H + r \cdot C^t \cdot C]$  tornar-se-ia singular, causando problema de instabilidade numérica na obtenção da solução.

A segunda maneira de se representar as medidas virtuais no processo de estimação é considerá-las como restrições de igualdade. Sendo assim, o processo de estimação ficaria formulado como:

$$\begin{aligned} \min \quad & J(x) = [h(x)-z]^t \cdot R \cdot [h(x)-z] \\ \text{sujeito a} \quad & c(x) = 0 \end{aligned} \quad (A.20)$$

Utilizando-se o método dos multiplicadores de Lagrange ( $\lambda$ ) para resolver o problema de minimização com restrições de igualdade, obter-se-ia:  $\lambda$

$$\begin{bmatrix} H^t R H & C^t \\ C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^t \cdot R \cdot [h(x)-z] \\ -c(x) \end{bmatrix} \quad (A.21)$$

onde a matriz de coeficientes F é definida como:

$$\begin{bmatrix} H^t R H & C^t \\ C & 0 \end{bmatrix} \quad (A.22)$$

Desta forma, a matriz de ponderação R não possuirá valores elevados de ponderação, uma vez que as medidas virtuais foram consideradas como restrições de igualdade e não contribuem na formação de R. Contudo, a matriz de coeficientes F é singular. Surge a necessidade de aliar à fatoração LU da matriz F ao pivoteamento por linha para manter a estabilidade numérica, bem como técnicas de fatoração de matrizes esparsas.



### 7.2.1.6 Matriz Aumentada de Hatchel

De maneira análoga às medidas virtuais, as equações que envolvem as relações entre as medições e as representações destas em funções não-lineares, podem ser tratadas como restrições de igualdade. Com isso, o problema de minimização torna-se:

$$\begin{aligned} \min \quad & J(x) = r^t \cdot R \cdot r \\ \text{sujeito a} \quad & c(x) = 0 \\ & r - h(x) + z = 0 \end{aligned} \quad (\text{A.23})$$

Utilizando o método dos multiplicadores de Lagrange ( $\lambda$ ), o problema de minimização pode ser descrito como:

$$\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^t & 0 & C^t \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^t \cdot R \cdot [h(x)-z] \\ 0 \\ -c(x) \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

Holten (1988) aborda diferentes metodologias de estimação de estados MQP em redes de transmissão e apresenta alternativas para tratar o mau condicionamento da matriz ganho, realizando um estudo comparativo entre o Método das Equações Normais, a Transformação Ortogonal, o Método Híbrido, o Método das Equações Normais com Restrições e o Método da Matriz Aumentada de Hatchel. Essa comparação é feita em termos da estabilidade numérica, da eficiência computacional e da complexidade de implementação.

Clements (1995) propõe uma formulação para o problema de estimação de estado em redes de transmissão baseada no método MQP com a inclusão de restrições de desigualdade para a modelagem de limites de geração de reativo, *tap* de transformadores e cargas de barras não monitoradas, que apesar de desconhecidas apresentam limites de banda. Além disso as barras sem carga e sem geração, ou seja, cujas injeções de potência são nulas, são modeladas como restrições de igualdade do problema, que é solucionado aplicando-se o Método dos Pontos Interiores com o uso de funções de barreira logarítmica para o tratamento das desigualdades.

Abur (1993) apresenta uma formulação detalhada do estimador de estado baseado no método dos mínimos valores absolutos, mostrando as vantagens da inclusão de restrições de igualdade e desigualdade. Segundo o autor existem três tipos de medidas: medidas sem restrições, que são medidas enviadas ao sistema de controle e podem conter erros grosseiros; medidas exatas, que não são medidas mas são conhecidas, como as injeções nulas; e as

pseudomedidas, que não são conhecidas mas são delimitadas em bandas como restrições de desigualdade, como as previsões de carga.

Na solução o problema é desacoplado e cada iteração do estimador é composta por dois problemas de programação linear (P0 e QV). O autor conclui que nessa abordagem que contempla restrições operacionais o ganho é maior na inclusão de restrições de igualdade, resultando em uma convergência mais rápida, enquanto a inclusão de restrições de desigualdade afeta pouco o desempenho do estimador. A Tabela A.1 resume as principais etapas computacionais na implementação das diferentes técnicas de estimação por MQP apresentadas anteriormente (SANTOS FILHO, 2006).

Santos Filho (2006) faz uma revisão geral sobre o problema de estimação de estados e descreve que várias funções podem ser utilizadas nesse problema de otimização, como as mostradas na Tabela A.2, onde  $\alpha$  é o parâmetro de ajuste fino que é definido conforme a implementação.

Tabela A.1 – Principais etapas computacionais para as formulações de estimação de estados MQP

Técnica	Equações Normais	Transformação Ortogonal	Método Híbrido	Equações Normais com restrições de igualdade	Matriz aumentada de Hatchel
<b>Equações</b>	H $G = H^T \cdot W \cdot H$	$\tilde{H} = W^{1/2} \cdot H$	$\tilde{H} = W^{1/2} \cdot H$	$F = \begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix}$	$F = \begin{bmatrix} R & H & 0 \\ -H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix}$
<b>Fatoração</b>	Fatorar G Fatoração triangular (Fatoração Cholesky) $G = U^T U$	Fatorar H Fatoração ortogonal $Q_0^T \tilde{H} = U$	Fatorar H Fatoração ortogonal $Q_0^T \tilde{H} = U$	Fatorar F Fatoração triangular (Fatoração Cholesky) $F = U^T U$	Fatorar F Fatoração triangular (Fatoração Cholesky) $F = U^T U$
<b>Solução</b>	Encontrar $\Delta x$ Resolver $G \cdot \Delta x = H^T \cdot W \cdot [h(x) - z]$	Encontrar $\Delta x$ Resolver $R \Delta x = Q_0^T W^{1/2} \cdot [h(x) - z]$	Encontrar $\Delta x$ Resolver $R^T R \Delta x = H^T(x) \cdot W \cdot [h(x) - z]$	Encontrar $\Delta x$ Resolver $\begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ -c(x) \end{bmatrix}$	Encontrar $\Delta x$ Resolver $\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ -H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ 0 \\ -c(x) \end{bmatrix}$
<b>Vantagem</b>	Fácil implementação	A fatoração QR não é baseada em pivôs escalares, logo é mais robusta numericamente.	Fácil implementação ; Fatoração QR.	Resolve o problema do método da equação normal para ponderações elevadas.	A matriz de Hatchel é muito esparsa.
<b>Desvantagem</b>	Mal-condicionamento do problema.	A matriz Q é menos esparsa do que G.	A matriz Q é menos esparsa.	Implementação; A matriz F tem dimensão maior do que G.	Técnicas de pivoteamento eficientes devido a esparsidade.

Fonte: Santos Filho (2006, p.20)

Tabela A.2 – Funções resíduos das medições

<b>Estimador</b>	$\rho(r_i)$
<b><i>Quadratic-Constant (QC)</i></b>	$= \begin{cases} r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se }  r_i^2/\sigma_i^2  \leq a \\ a^2/\sigma_i^2 & \end{cases}$
<b><i>Quadratic-Linear (QL)</i></b>	$= \begin{cases} r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se }  r_i^2/\sigma_i^2  \leq a \\ 2a \cdot \sigma_i^2 \cdot  r_i  - a^2 \cdot \sigma_i^2 & \end{cases}$
<b><i>Square-Root (SR)</i></b>	$= \begin{cases} r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se }  r_i^2/\sigma_i^2  \leq a \\ 4a^{3/2} \cdot \sqrt{ r_i /\sigma_i} - 3 \cdot a^2 & \end{cases}$
<b><i>Schweppe-Huber Generalized-M (SHGM)</i></b>	$= \begin{cases} 1/2 \cdot r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se }  r_i^2/\sigma_i^2  \leq a \cdot w_i \\ a \cdot w_i \cdot  r_i^2/\sigma_i^2  - 1/2 \cdot a^2 \cdot w_i^2 & \end{cases}$ $w_i$ : fator modificado iterativamente
<b><i>Least Absolute Value (LAV)</i></b>	$=  r_i $

Fonte: Santos Filho (2006, p.22)

## APÊNDICE B - Principais Metodologias de Detecção de Erros Grosseiros

Neste apêndice são revisadas duas metodologias de detecção de erros grosseiros mais comumente utilizadas na literatura: o Método do Maior Resíduo Normalizado, no qual o maior resíduo normalizado é associado à uma medida errônea; e o Método do Teste de Hipóteses ou Teste  $X^2$ , baseado em uma análise da função objetivo, sendo ambas descritas em Abur (2004) e Monticelli (1999).

### Método do Teste de Hipóteses

Para o estimador de estados baseado no MQP a função objetivo  $J(x)$  é definida como:

$$J(x) = \sum_{i=1}^{nm} \frac{[h_i(x) - z_i]^2}{\sigma_i^2} \quad (\text{B.1})$$

Onde:

$r_i = h_i(x) - z_i$  : resíduo da medição

$\sigma_i^2$  : variância da medida  $i$

O problema do teste de hipótese resume-se em definir para qual magnitude de  $J(x)$  haverá presença de erros grosseiros. Na ausência de medidas com erros grosseiros,  $J(x)$  terá distribuição Chi-Quadrado ( $\chi^2$ ).

Para realizar o teste é calculado o parâmetro  $\gamma$  desta distribuição, sendo que:

$J(x) \geq \gamma$  , então existem medidas com erros grosseiros;

$J(x) < \gamma$  , então não existem medidas com erros grosseiros.

O valor de  $\gamma$  é calculado definindo-se uma probabilidade de se considerar que não haja medidas com erros, quando estas existem. Considerando, então, uma distribuição Chi-Quadrado, com um nível de significância  $\alpha$  e grau de liberdade  $nm - ne$ , onde  $nm$  é o número de medições e  $ne$  é o número de estados, tem-se:

$$\gamma = \chi_{m-n, 1-\alpha}^2 \quad (\text{B.2})$$

Na prática, a distribuição Chi-Quadrado é aproximada por uma distribuição normal.

#### Método dos Maiores Resíduos Normalizados

O teste de resíduos normalizados é mais preciso para detectar erros grosseiros que o teste de hipótese. O resíduo normalizado de uma medida de ordem  $i$  é definido como:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\sigma_{ii}}} \quad (\text{B.3})$$

Em geral compara-se o valor de cada resíduo normalizado com um nível limite  $c=3$ . Deste vetor, que apresenta distribuição de probabilidade normal com valor médio nulo, toma-se a medida que apresenta o maior resíduo normalizado como a medida portadora de erro grosseiro.

### APÊNDICE C - Equações gerais do fluxo de potência

Este apêndice tem como finalidade apresentar as expressões empregadas para modelagem do conjunto de medidas do problema de estimação de estado. Neste trabalho compõem o conjunto de medição as tensões (módulo e fase), as injeções de potência ativa e reativa, e os fluxos de potência ativa e reativa.

Essas grandezas podem ser expressas em coordenadas retangulares ou polares em função das variáveis de estado do problema, constituídas pelos módulos  $V$  e ângulos de fase  $\theta$  das tensões complexas nas barras.

As equações para o cálculo da injeção e fluxo de potência ativa, bem como sua contribuição na matriz jacobiana  $H$  do problema são descritas em (MONTICELLI, 1999) e (ABUR,2004). Monticelli (1983) apresenta a modelagem e as equações do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson.

As expressões gerais para as medidas de fluxo de potência ativa ( $P_{km}$ ) e reativa ( $Q_{km}$ ), entre duas barras  $k$  e  $m$ , bem como as equações de cálculo da injeção de potência ativa ( $P_k$ ) e reativa ( $Q_k$ ), são descritas a seguir.

$$P_{km} = V_{km}^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (C.1)$$

$$Q_{km} = -V_{km}^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (C.2)$$

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (C.3)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (C.4)$$

Onde:

$V_k$  : Módulo da tensão na barra  $k$ ;

$V_m$  : Módulo da tensão na barra  $m$ ;

$\theta_k$ : Ângulo da tensão na barra  $k$ ;

$\theta_m$  : Ângulo da tensão na barra  $m$ ;

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ ;

$K$ : conjunto das barras vizinhas da barra  $k$ ;

$g_{km}$  : Condutância do trecho de linha  $k - m$ ;

$b_{km}$  : Susceptância do trecho de linha  $k - m$ ;

$b_{km}^{sh}$  : Susceptância shunt adicional no trecho de linha k – m.

$G_{km}$  : Elemento k – m da matriz de Condutância da rede elétrica;

$B_{km}$  : Elemento k – m da matriz de Susceptância da rede elétrica;

$Y_{km} = G_{km} + iB_{km}$ , onde  $Y_{km}$  é o elemento k – m da matriz Admitância Nodal.