

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise Comparativa do Desempenho de
Algoritmos de Estimação de Estado Considerando
PMU(s)**

Ivo Francisco Machado Vilares

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Fernando Maciel Pires Barbosa
Orientadora: Professora Doutora Isabel Maria Marques Alves Ferreira

Porto, Junho 2010

© Ivo Francisco Machado Vilares, 2010

Resumo

Nesta dissertação aborda-se a questão da introdução de medidas provenientes de unidades de medição fasorial, no processo de Estimação de Estado de Sistemas Eléctricos de Energia.

A Estimação de Estado é um elemento fulcral dos modernos centros de controlo e monitorização das redes de energia eléctrica. O Estimador de Estado é na sua essência um programa de cálculo que executa, em tempo real, processos que permitem obter uma base de dados que descreve o estado de uma rede eléctrica de forma completa, coerente e fiável.

Para se obter uma estimativa coerente e precisa do estado de uma rede eléctrica, é necessário recolher um conjunto de medidas e informações relativas à rede em questão.

Nas últimas décadas, as medidas utilizadas para obter o respectivo vector estado (ângulos e módulos das tensões em todos os barramentos da rede) provêm de um sistema que tem a funcionalidade de efectuar medições directas sobre a rede. Mas esse sistema de medição possui limitações que dizem respeito à precisão com que consegue efectuar as medições e à impossibilidade de conseguir obter os valores dos ângulos das tensões e correntes nos barramentos.

Tal como o sistema de medição, o processo de estimação de estado possui também limitações relacionadas com a necessidade de haver um grande conjunto de medidas para o arranque do processo, e de haver a garantia que esse conjunto não possui medidas com erros de elevado grau.

Com a evolução tecnológica e o aparecimento de sistemas que permitem, com grande precisão, sincronizar dispositivos, mesmo que estes possuam grandes distâncias entre si, começaram a ser comercializadas unidades de medição fasorial. Estas unidades, para além de puderem medir os ângulos das tensões e correntes, possibilitam a obtenção das medidas com grande precisão.

De modo analisar o comportamento de um algoritmo de estimação de estado estático, mediante a introdução de medidas provenientes de unidades de medição fasorial, foi implementado um algoritmo desse tipo e simulado a introdução de vários tipos de medidas, com o intuito de obter resultados de estimação de estado, analisar esses resultados, compará-los e tirar conclusões sobre as possíveis vantagens adquiridas com a introdução de medidas fasoriais no processo de estimação de estado.

Palavras-chave: Estimação de Estado; Sistemas Eléctricos de Energia; Unidade de medição fasorial.

Abstract

This thesis deals with the problem of the introduction of measures derived from phasor measurement units in the process of State Estimation of Power Systems.

The State Estimation is a critical element of modern centres and monitoring control of electrical power grids. The State Estimator is essentially a program that runs in real time, to obtain a complete, consistent and reliable data base that describes the state of a power grid. To obtain a consistent and accurate state estimation of an electrical network, it is necessary to collect a set of measures and informations on the network in question.

In last decades, the measures used to obtain the state vector (modules and angles of voltages at all buses of the network) came from a system that has the capability to make direct measurements on the network. But this measurement system has limitations concerning the accuracy with can make measurements and the failure to obtain the values of the angles of voltages and currents in the buses. As the measurement system, the process of state estimation also has limitations related to the need of a large set of measures to start the process, and be ensured that this group has not measured with high errors.

With the technological evolution and emergence of systems that allow, with great precision, synchronizing devices, even if they have large distances between themselves, began to be marketed phasor measurement units. These units, plus they can measure the angles of the voltages and currents at the same instant and make possible to obtain the measures with great precision.

In order to analyze the behaviour of an algorithm for static state estimation, by introducing measures derived from phasor measurement units, was implemented an algorithm of state estimation and simulated the introduction of various measures, for obtaining results of state estimation. These results where analyzed, compared and some conclusions about the possible advantages with the introduction of phasor measurements in state estimation process where obtained.

Key-words: *Electrical Power Systems; Phasor Measurement Unit; State Estimation.*

Agradecimentos

À minha orientadora, Prof. Doutora Isabel Maria Marques Alves Ferreira, pelo incentivo, orientações e sugestões essenciais à elaboração desta dissertação.

Ao Prof. Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa pela disponibilidade, sugestões e tempo que dedicou a este trabalho.

Aos colegas que partilharam comigo este percurso, em especial ao Celso Silva e ao José Alexandre Fernandes.

À minha família e amigos pelo apoio.

À Manuela pela paciência e carinho.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xxi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1. Objectivos.....	2
1.2. Estrutura da Dissertação.....	3
Capítulo 2	4
Estimação de Estado	4
2.1. Estados de funcionamento de um SEE.....	5
2.1.1. Restrições de funcionamento de um SEE	5
2.1.2. Os 3 estados de Dy Liacco	6
2.1.3. Diagrama de estados de um SEE	7
2.1.3.1. Diferentes estados e transições.....	8
2.1.3.2. Diferentes acções	9
2.1.3.3. As medidas efectuadas sobre o SEE	9
2.2. A Estimação de Estado	10
2.2.1. Aplicação da Estimação de Estado em SEE	10
2.2.2. Medidas utilizadas no processo de EE	11
2.2.3. Tipos de medidas	11
2.2.4. Os resultados obtidos através do processo de EE	12
2.3. O Processo de Estimação de Estado estático	13
2.3.1. Estrutura de um Algoritmo de Estimação de Estado.....	13
2.3.2. Modelização do Algoritmo	15
2.3.2.1. Modelização dos parâmetros	15
2.3.2.2. Equações de Medida	17
2.3.2.3. Estrutura da matriz Jacobiana	19
2.3.2.4. Metodologia do Processo de estimação de estado estático	22
2.3.3. Precisão das medidas	26

2.3.4.	Critério de Arranque e Critério de Paragem	27
2.3.5.	Modelização das medidas de corrente	28
2.3.6.	Alterações a efectuar no algoritmo de estimação de estado para inclusão de PMUs	28
2.4.	Conclusões	29
Capítulo 3		30
Conceito de Fase no SEE.....		30
3.1. Novas tecnologias.....		30
3.2. Descrição dos fasores		31
3.3. Fontes de sincronização – Sistema GPS		32
3.4. PMUs		33
3.5. Principais blocos de uma PMU		34
3.6. Sistema de medição fasorial sincronizada.....		35
3.6.1. Aplicações em Sistemas de Energia		36
3.6.1.1. Monitorização dos sistemas de energia.....		36
3.6.1.2. Protecção avançada das redes de energia		36
3.6.1.3. Sistemas de controlo avançado		36
3.7. Conclusões		37
Capítulo 4		38
Benefícios, aplicações e desenvolvimentos da tecnologia de PMUs		38
4.1. Benefícios e Aplicações da tecnologia das PMUs		39
4.1.1. Controlo e Monitorização em tempo real		39
4.1.2. Estimação de Estado do Sistema Eléctrico de Energia		40
4.1.3. Gestão em tempo real de congestionamentos.....		41
4.1.4. <i>Benchmarking</i> , validação e aperfeiçoamento dos modelos dos sistemas.....		41
4.1.5. Análises pós-perturbação.....		42
4.1.6. Restituição do sistema de energia.....		43
4.1.7. Aplicações de controlo e protecção da geração distribuída		43
4.1.8. Monitorização de sobrecargas e Avaliação dinâmica		43
4.1.9. Protecção Adaptativa		44
4.1.10. Separação planeada do sistema de energia		44
4.2. Desenvolvimentos e projectos da tecnologia das PMUs.....		45
4.2.1. Estados Unidos		45
4.2.1.1. O Projecto WAMS		46
4.2.1.2. O Sistema SCE (Southern California Edison Co.)		46
4.2.1.3. O Sistema BPA (Bonneville Power Administration)		47
4.2.2. França		47
4.2.3. Países Nórdicos.....		48
4.2.4. Brasil		49
4.3. Conclusões		49
Capítulo 5		51
Testes e Resultados Computacionais		51
5.1. Características de Simulação		51
5.2. Esquema de simulação		51
5.2.1. Geração de Medidas		52
5.2.2. Algoritmo implementado		55
5.2.3. Parâmetros em análise		56
5.3. Estudo da rede de teste IEEE 14 Barramentos.....		56
5.3.1. Configurações com diferentes redundâncias		57
5.3.1.1. Resultados – CF1.....		58
5.3.1.2. Resultados – CF2.....		59
5.3.1.2.1. Análise de Resultados de CF1 e CF2		60
5.3.2. Introdução de medidas de PMUs provenientes de um único barramento		61
5.3.2.1. Análise de Resultados		62
5.3.3. Introdução de medidas de PMUs provenientes de vários barramentos.....		65

5.3.3.1.	Análise de Resultados.....	67
5.3.3.2.	Comparação entre configurações com diferentes percentagens de utilização de medidas de PMUs.....	68
5.3.3.3.	Resultados dos testes – CF1.1	71
5.3.3.4.	Resultados dos testes – CF1.2	72
5.3.3.5.	Resultados dos testes – CF2.1	73
5.3.3.6.	Resultados dos testes – CF2.2	74
5.3.3.7.	Análise de Resultados.....	75
5.4.	Rede de teste IEEE 30 Barramentos	76
5.4.1.	Configurações com diferentes redundâncias.....	76
5.4.1.1.	Resultados – CF3	77
5.4.1.2.	Resultados – CF4	79
5.4.2.	Introdução de medidas de PMUs na configuração 3 (CF 5)	81
5.4.2.1.	Resultados – CF5	82
5.4.2.2.	Análise de Resultados.....	84
5.5.	Conclusões	87
Capítulo 6		88
Conclusões e perspectivas de trabalhos futuros.....		88
Referências		90
ANEXO A - REDES TESTE		93

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estratégia de estados de operação.	6
Figura 2.2 - Diagrama de transição de estados do sistema.	7
Figura 2.3 - Conceito de Estimação de Estado.	11
Figura 2.4 - Os diferentes tipos de medidas.	11
Figura 2.5 - Esquema representativo do funcionamento básico do estimador de estado estático.	14
Figura 2.6 - Esquema equivalente em π de uma linha.	17
Figura 2.7 - Esquema equivalente de um transformador.	17
Figura 2.8 - Esquema equivalente em π de uma linha ou de um transformador.	18
Figura 2.9 - Estimação de estado pelo método de Gauss	25
Figura 2.10 - Cadeia de transmissão de medidas.....	26
Figura 3.1 - Representação de uma função sinusoidal.	31
Figura 3.2 - Representação fasorial.....	32
Figura 3.3 - O papel da estimação de estado na operação dos sistemas de energia.....	33
Figura 3.4 - Diagrama de blocos de uma unidade de medição fasorial.....	34
Figura 3.5 - Blocos de um sistema de medição fasorial associado a um sistema de energia. .	35
Figura 4.1 - Unidades de Medição Fasorial instaladas no sistema SCE comunicando a PDC na “ <i>SCE Grid Control Center</i> ”	46
Figura 4.2 - Princípios do Plano Coordenado de Defesa.....	48
Figura 5.1 - Sequência dos processos implementados.	52
Figura 5.2 - Distribuição dos erros das medidas de fluxos de potência.	53
Figura 5.3 - Distribuição dos erros das medidas de potência injectada.	54
Figura 5.4 - Distribuição dos erros das medidas de tensão medidas pelo SCADA.	54

Figura 5.5 – Distribuição dos erros das medidas efectuadas pelas PMUs.	54
Figura 5.6 – Algoritmo de estimação de estado implementado em MATLAB®.	55
Figura 5.7 – Valores dos ângulos da rede de 14 barramento, reais e estimados com a CF1 e CF2.	60
Figura 5.8 – Valores das tensões da rede de 14 barramento, reais e estimadas com a CF1 e CF2.	60
Figura 5.9 – Valores da função objectivo (CF1 + PMU).	62
Figura 5.10 – Valores da função objectivo (CF2 + PMU).	62
Figura 5.11 – Número de iterações (CF1 + PMU).	63
Figura 5.12 – Número de iterações (CF2 + PMU).	63
Figura 5.13 – Tempo de processamento (CF1 + PMU).	63
Figura 5.14 – Tempo de processamento (CF2 + PMU).	63
Figura 5.15 – Erro médio do ângulo da tensão (CF1 + PMU).	63
Figura 5.16 – Erro médio do ângulo da tensão (CF2 + PMU).	63
Figura 5.17 – Erro médio do módulo da tensão (CF1 + PMU).	64
Figura 5.18 – Erro médio do módulo da tensão (CF2 + PMU).	64
Figura 5.19 – Valores da função objectivo (CF1; CF1+4PMUs; CF2; CF2+4PMUs).	67
Figura 5.20 – Número de iterações (CF1; CF1+4PMUs; CF2; CF2+4PMUs).	67
Figura 5.21 – Tempo do processo (CF1; CF1+4PMUs; CF2; CF2+4PMUs).	67
Figura 5.22 – Número de iterações do processo (CF1; CF1.1; CF1.2).	75
Figura 5.23 – Número de iterações do processo (CF2; CF2.1; CF2.2).	75
Figura 5.24 – Tempo do processo (CF1; CF1.1; CF1.2).	75
Figura 5.25 – Tempo do processo (CF2; CF2.1; CF2.2).	75
Figura 5.26 – Valores dos ângulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 3.	84
Figura 5.27 – Valores dos ângulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 4.	84
Figura 5.28 – Valores dos ângulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 5.	84
Figura 5.29 – Valores dos módulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 3.	85
Figura 5.30 – Valores dos módulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 4.	85

Figura 5.31 – Valores dos módulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 5.	85
Figura 5.32 – Tempo de processamento mediante o número de iterações.	86
Figura 5.33 – Valor da função objectivo	86
Figura 5.34 – Tempo de processamento	87
Figura A.1 - Esquema unifilar da rede de 14 barramentos.....	93
Figura A.2 - Esquema unifilar da rede de 30 barramentos.....	95

Lista de tabelas

Tabela 5.1 — Desvios padrões das medidas.	53
Tabela 5.2 — Resumo das configurações de medida utilizadas nos testes da rede 14 barramentos.	56
Tabela 5.3 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 1.	57
Tabela 5.4 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 2.	57
Tabela 5.5 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.	58
Tabela 5.6 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.	58
Tabela 5.7 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.	59
Tabela 5.8 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.	59
Tabela 5.9 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.	59
Tabela 5.10 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.	60
Tabela 5.11 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.	61
Tabela 5.12 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1 e uma PMU num determinado nó.	61
Tabela 5.13 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.	62
Tabela 5.14 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2 e uma PMU num determinado nó.	62
Tabela 5.15 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.	65
Tabela 5.16 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.	65

Tabela 5.17 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.	66
Tabela 5.18 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2 + 4 PMUs.....	66
Tabela 5.19 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2 + 4 PMUs.	66
Tabela 5.20 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.	66
Tabela 5.21 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 1.1.	68
Tabela 5.22 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 1.2.	68
Tabela 5.23 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 2.1.	69
Tabela 5.24 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 2.2.	69
Tabela 5.25 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.1.	71
Tabela 5.26 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.1.....	71
Tabela 5.27 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.1.	71
Tabela 5.28 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.....	72
Tabela 5.29 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.2.....	72
Tabela 5.30 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.2.	72
Tabela 5.31 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.1.	73
Tabela 5.32 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.1.....	73
Tabela 5.33 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.1.	73
Tabela 5.34 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.2.	74
Tabela 5.35 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.2.....	74
Tabela 5.36 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.2.	74
Tabela 5.37 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 3.	76
Tabela 5.38 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 4.	76
Tabela 5.39 — Ângulos das tensões na rede de 30 barramentos com a CF3.....	77
Tabela 5.40 — Amplitudes das tensões na rede de 30 barramentos com a CF3.	78
Tabela 5.41 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 30 barramentos com a CF3.	79
Tabela 5.42 — Ângulos das tensões na rede de 30 barramentos com a CF4.....	79

Abreviaturas

A/D	Analógica/Digital
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
AM	<i>Amplitude Modulated</i>
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
EE	Estimação de Estado
EMS	<i>Energy Management System</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GOES	<i>Geostationary Operational Environmental Satellite</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
ISO	Independent System Operator
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
pps	<i>pulse-per-second</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
TI	Transformador de intensidade
TP	Transformador de potência
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
WAMPAC	<i>Wide Area Monitoring Protection and Control</i>
WAMS	<i>Wide Area Measurement System</i>
WLS	<i>Weighted least squares</i>

Capítulo 1

Introdução

Foi a 4 de Setembro de 1882 que Thomas Edison inaugurou, em Nova Iorque, a primeira central eléctrica com sistema de geração e distribuição de electricidade: a *Pearl Street Central Station* [1]. Esta central de geração de energia pela sua fiabilidade, segurança e eficiência na distribuição de electricidade para iluminação obteve desde logo sucesso e conseguiu competir com os preços da iluminação a gás também utilizada na época. Desde então os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) começaram a ser implementados um pouco por toda a parte do globo, sofrendo sucessivas expansões e melhorias tecnológicas, sendo hoje a energia eléctrica utilizada para os mais variados fins.

Desde o arranque dessa primeira central eléctrica com sistema de geração e distribuição de electricidade: a *Pearl Street Central Station*, que os Sistemas Eléctricos de Energia têm sofrido inúmeras evoluções e mudanças, verificando-se:

- maiores necessidades de geração, fazendo aumentar o número de centrais de produção de energia eléctrica;
- mudanças na própria topologia da rede, tornando-se mais interligada e extensa;
- maior dependência de energia eléctrica por parte da sociedade, obrigando a impor ao sistema níveis de segurança e fiabilidade cada vez maiores;
- introdução de maiores incertezas nos investimentos a efectuar na área de energia eléctrica, decorrentes do processo de *unbundling* das empresas do sector;
- incorporação de novas tecnologias e equipamentos no sistema.

Consequentemente os sistemas têm adquirido uma maior complexidade de operação e controlo, sendo também operados cada vez mais próximos dos seus limites de estabilidade, tornando-se assim, cada vez menos tolerantes à ocorrência de perturbações e à saída de serviço de equipamentos.

Diante deste cenário, que impõe severas restrições ao sistema, percebe-se a necessidade de um constante aprimoramento dos métodos e instrumentos dedicados à monitorização e ao controlo da operação dos sistemas eléctricos de energia, em tempo real.

Actualmente, o bom funcionamento e controlo dos sistemas são garantidos, com recurso a bases de dados provenientes de um conjunto de telemédidas redundantes, digitais e analógicas, que compõe o sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Estes

dados, obtidos em intervalos regulares de tempo, são recebidos e processados através de ferramentas computacionais, para que se conheça a configuração em tempo real do sistema e o perfil das tensões complexas nos barramentos.

Essas ferramentas computacionais utilizam metodologias de estimação de estado, onde um algoritmo processa informação e dados redundantes obtidos através de medições sobre a rede, e obtém uma estimação do estado do sistema.

No entanto, no decorrer dos últimos anos, a par dos novos desafios impostos aos SEE, foram surgindo novas tecnologias que trouxeram a possibilidade de obtenção de medidas fasoriais da rede, baseada em equipamentos denominados PMUs (*Phasor Measurement Units*).

A obtenção dessas medidas fasoriais veio colocar em questão as limitações dos processos que recorrem a algoritmos de estimação de estado, porque metodologias baseadas em estimação de estado não garantem um processamento das medidas imediatas. Na realidade os dados obtidos, para além de serem uma estimativa baseada na redundância das medidas, não são informação do estado actual do sistema, mas do estado próximo ao actual do sistema.

Sendo os Sistemas Eléctricos de Energia por vezes sensíveis a contingências que ocorrem em instantes de tempo muito curtos e, estando cada vez mais, a operarem perto dos seus limites, esta questão da estimação de estado tem merecido bastante atenção.

Em contrapartida, as PMUs por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização, fornecida pelo sistema GPS (*Global Positioning System*), viabilizam a realização da medição de grandezas fasoriais em instalações geograficamente distantes, a uma taxa de medição e com precisão angular adequada aos requisitos da maioria das aplicações de monitorização e controlo do sistema, garantindo que todas as medidas são realizadas com base no mesmo instante de tempo, e possibilitando assim o conhecimento do real estado do sistema através das magnitudes e ângulos da tensão medidas directamente nos barramentos.

Tais características vêm ao encontro das necessidades tecnológicas actuais e representam um novo paradigma para a supervisão e controlo do sistema em tempo real. No entanto há que ter em conta que seria economicamente inviável pensar na introdução de PMUs em todo o sistema para a obtenção das tensões complexas em todos os barramentos.

1.1. Objectivos

Esta dissertação tem o objectivo de estudar o comportamento do processo de estimação de estado estático mediante a inclusão de medidas provenientes de PMUs.

O estimador de estado implementado será baseado no método dos mínimos quadrados, a partir do qual será possível analisar as possíveis melhorias que a introdução de unidades de medição fasorial poderá trazer ao desempenho do algoritmo.

1.2. Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 é apresentada uma visão geral do funcionamento de um Sistema Eléctrico de Energia e apresentada a forma como é gerido o processo de segurança desses sistemas. Esta visão pretende demonstrar alguns conceitos e critérios de planeamento dos sistemas, condições adversas ao qual estão sujeitos, e a importância que a ferramenta estimação de estado constitui para que tudo funcione dentro dos parâmetros.

Neste capítulo é abordada a formulação do problema de estimação de estado, tal como os aspectos relativos à aquisição de medidas para o processo.

Também é abordado o tema relativo ao uso de medidas provenientes das PMUs em algoritmos de estimação de estado, analisando a inclusão dessas medidas no algoritmo.

No Capítulo 3 aprofunda-se o conceito de fase das medidas do Sistema Eléctrico de Energia, de forma a clarificar a importância do aparecimento das unidades de medição fasorial. São introduzidos alguns conceitos relevantes ligados à medição fasorial, tal como as tecnologias GPS, PMUs e Sistemas de medição fasorial sincronizada.

O Capítulo 4 aborda as possíveis utilizações futuras nos Sistemas Eléctrico de Energia da tecnologia de medição fasorial, especificando áreas de possível interesse, bem como projectos que fazem uso desta tecnologia e que foram já implementados em alguns países.

No Capítulo 5 são apresentados os testes efectuados nas redes do IEEE de 14 e 30 barramentos, bem como os resultados obtidos pelo algoritmo de estimação de estado construído em ambiente MATLAB®.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho.

Capítulo 2

Estimação de Estado

Com o crescimento dos Sistemas Eléctricos de Energia em dimensão e complexidade, a par duma sociedade cada vez mais industrializada, foram impostos padrões de qualidade e continuidade de serviço aos Sistemas Eléctricos de Energia, tendo, naturalmente, sido também impostas limitações de ordem financeira. Assim os Sistemas Eléctricos de Energia enfrentam grandes questões quer na fase de planeamento dos sistemas quer na fase de exploração, fazendo com que se imponha uma utilização sempre optimizada de todos os escassos recursos.

No planeamento são calculadas margens “óptimas” para as capacidades a instalar de produção dos geradores, de transporte e de distribuição das linhas. Este óptimo é obtido tendo em conta o compromisso entre os níveis de segurança desejados, os investimentos necessários e os recursos disponíveis.

Já na operação do SEE tem-se em conta a necessidade deste permanecer no seu estado de operação Normal. Para isso é valioso que se saiba o real estado do sistema a cada instante, e que as acções a efectuar sobre o sistema, tenham em conta o seu estado e as possíveis contingências. Com isso surgiram os sistemas de supervisão SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que para além de fornecerem ao operador algumas informações sobre a rede supervisionada, incorporam algumas funções específicas como por exemplo, o controlo automático da produção (AGC), o controlo de frequência e o despacho económico [2].

A informação obtida pelo SCADA através de medidas efectuadas directamente no sistema, vêm inevitavelmente afectadas de erros, o que torna o conjunto de dados recolhidos por vezes incoerente. Assim surgiram os Sistemas de Gestão de Energia EMS (*Energy Management System*) que através de programas de supervisão e das informações obtidas da rede (configuração da rede, medidas de tensão, medidas de potências injectadas, medidas de cargas e medidas de fluxos de potências nas linhas) abriram a possibilidade de se poder determinar o real estado do sistema (mesmo através de medidas por vezes incoerentes) e se necessário, actuar sobre este tendo em conta cada situação.

2.1. Estados de funcionamento de um SEE

2.1.1. Restrições de funcionamento de um SEE

Um Sistema Eléctrico de Energia opera na base de dois tipos distintos de restrições: restrições de carga e restrições de funcionamento.

As restrições de carga, também designadas por restrições de igualdade, relacionam-se com a necessidade de haver em todos os instantes de funcionamento do sistema, um equilíbrio entre a produção e o consumo. Estas restrições são descritas por equações de fluxo de potências (E), e têm também em conta a existência de perdas na rede.

As restrições de funcionamento, também designadas por restrições de desigualdade, relacionam-se com a necessidade de garantir que os limites técnicos dos componentes do sistema (linhas e geradores) são respeitados. Estas restrições são caracterizadas por um conjunto de inequações (I).

$$E - \text{Restrições de igualdade: } \begin{cases} \sum P_i^G = \sum P_i^C + p \\ \sum Q_i^G = \sum Q_i^C + q \end{cases} \quad 2.1$$

$$I - \text{Restrições de desigualdade: } \begin{cases} P_i^{G\min} \leq P_i^G \leq P_i^{G\max} \\ P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \\ P_{ij} \geq P_{ij}^{\min} \end{cases} \quad 2.2$$

Onde:

P_i^G → potência activa produzida pelo gerador i;

P_i^C → potência activa consumida no barramento i;

Q_i^G → potência reactiva produzida pelo gerador i;

Q_i^C → potência reactiva consumida no barramento i;

p → potência de perdas activas;

q → potência de perdas reactivas;

$P_i^{G\min}$ → potência activa mínima do gerador i;

$P_i^{G\max}$ → potência activa máxima do gerador i;

$Q_i^{G\min}$ → potência reactiva mínima do gerador i;

$Q_i^{G\max}$ → potência reactiva máxima do gerador i;

$P_{ij}^{\max}$ → potência máxima transitável na linha que liga o barramento i ao barramento j;

$P_{ij}^{\min}$ → potência mínima transitável na linha que liga o barramento i ao barramento j;

P_{ij} → potência que transita na linha que liga o barramento i ao barramento j.

2.1.2. Os 3 estados de Dy Liacco

A primeira definição dos estados de um sistema eléctrico foi publicada por Tomas Dy Liacco [3], e refere que um sistema eléctrico de geração-transmissão, em operação, pode residir em três estados distintos, designados por:

- Preventivo;
- Emergência;
- Restabelecimento.

O estado de operação Preventivo é usualmente conhecido como estado Normal. Neste estado o sistema está a operar para que a geração satisfaça toda a carga exigida, e os níveis de tensão e frequência sejam adequados. O objectivo neste estado é que a carga seja satisfeita, sem interrupções e a um custo mínimo. Com isto há que garantir que os elementos do sistema operam dentro dos seus limites, e que o sistema permanecerá estável mesmo que ocorra uma perturbação. As acções de controlo serão de carácter defensivo, onde o sistema de controlo reconhecerá as mudanças que ocorram no sistema, avaliará os efeitos e tomará acções de prevenção, com o compromisso de fornecer serviço.

O estado de operação Emergência acontece quando se solicita que algum componente funcione perto dos seus limites técnicos, quando o sistema não consegue manter os níveis seguros de tensão ou frequência, ou quando o sistema entra no processo de perda de sincronismo. Neste momento as acções de controlo terão como objectivo aliviar o sistema e prevenir a sua degradação, satisfazendo o máximo de carga possível. Aqui as considerações económicas passam para segundo plano.

O estado de operação Restabelecimento verifica-se quando há deslastre de cargas. Normalmente este estado é posterior ao estado de Emergência, e o objectivo nesta altura será o de passar de um estado em que há uma transmissão segura de energia (mas parcial), para uma transmissão que garanta o abastecimento total da carga em total segurança, no mínimo tempo possível.

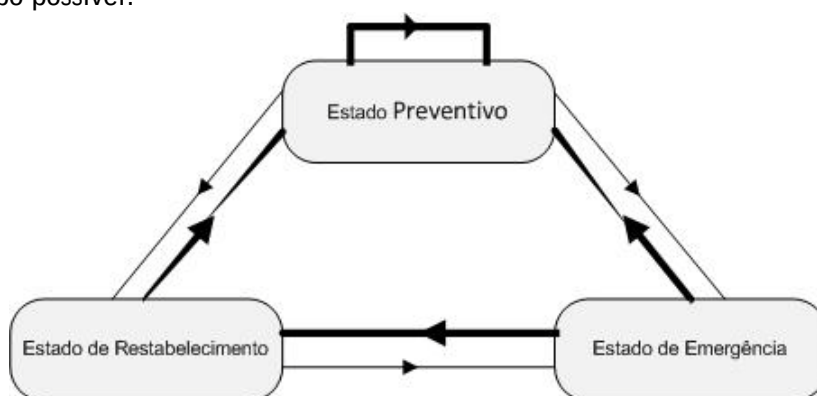


Figura 2.1 - Estratégia de estados de operação [3].

2.1.3. Diagrama de estados de um SEE

Com base no trabalho desenvolvido por Tomas Dy Liacco [3], onde foram definidos os 3 estados do sistema, Lester H. Fink e Kjell Carlsen [4] apresentaram esses estados em maior detalhe e criaram o diagrama de transição de estados representado na figura 2.2.

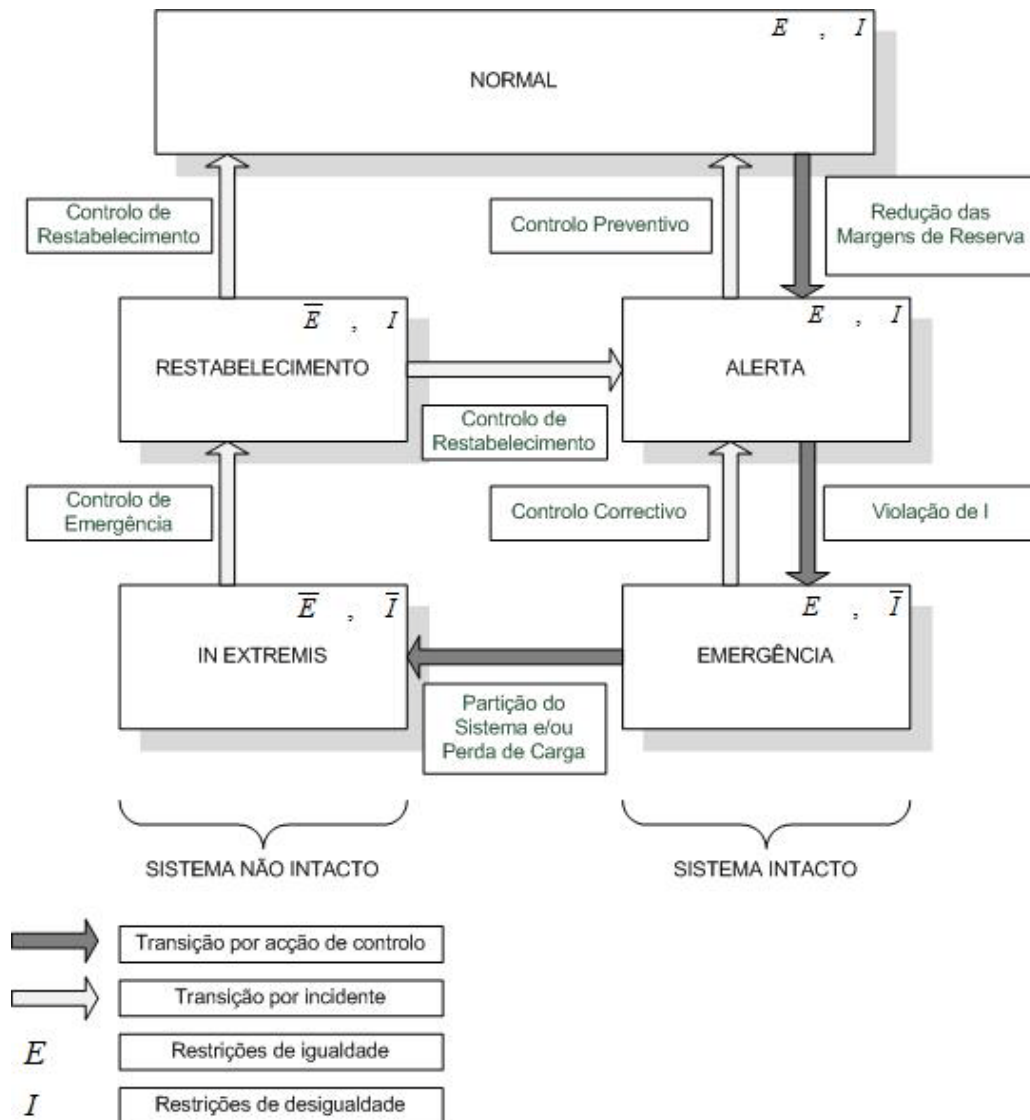


Figura 2.2 - Diagrama de transição de estados do sistema [4].

Este diagrama não só define os estados do sistema como as acções de controlo a efectuar para que ocorram as transições entre estados.

2.1.3.1. Diferentes estados e transições

O estado *Normal*, corresponde ao estado onde a geração atende a toda a carga exigida pelo sistema, respeitando-se os limites de operacionalidade dos componentes (limites técnicos das linhas e geradores), e garantindo-se as margens de reserva adequadas para que o sistema opere em segurança (níveis de tensão e frequência adequados) e responda positivamente a possíveis aumentos de carga ou perturbações.

Quando o sistema opera no estado *Normal* e se verifica que o nível de segurança é inferior a um determinado limite, o sistema passa para o estado de *Alerta*. Embora neste estado todas as restrições estejam ainda garantidas, as margens de reserva podem não ser as adequadas para o sistema, em caso de incidente, garantir uma boa resposta. Podem então ocorrer violações nas restrições de funcionamento (I), levando determinados equipamentos a ficarem sobrecarregados.

O estado de *Emergência* irá ocorrer se for verificado algum incidente suficientemente severo no momento em que o sistema se encontra no estado de *Alerta*. Neste caso as restrições de funcionamento (I) serão violadas.

No estado de *Emergência* o sistema preserva ainda assim a sua integridade, mas dever-se-á levar a cabo acções que consigam levar o sistema ao estado de *Alerta*, e se possível ao estado *Normal*. Se essas acções não forem executadas em tempos e de formas eficazes, ou se o incidente ocorrido tiver características muito severas, o sistema perde a sua integridade e entra no estado *In Extremis*.

O estado *In Extremis* corresponde a situações de colapso parcial do sistema, onde existem divisões do sistema, aparecendo zonas isoladas (ilhas) e ocorrendo cortes de carga. Nesta situação as restrições de carga e funcionamento são violadas sendo necessário realizar um conjunto de acções com a finalidade de evitar um colapso total do sistema "*Blackout*".

Ultrapassada a fase mais crítica, *In Extremis*, o sistema entra no estado de *Restabelecimento*, onde são tomadas acções com vista a realimentar de novo todas cargas e resincronizar os grupos geradores e as parcelas da rede estáveis.

A partir do estado de *Restabelecimento*, o sistema entrará no estado *Normal* ou de *Alerta*, e esta transição dependerá das condições de funcionamento que se verifiquem no momento.

2.1.3.2. Diferentes acções

As acções de controlo preventivo, são efectuadas a quando da permanência do sistema no estado de *Alerta*, e tentam conduzir de novo o sistema ao estado *Normal*.

As acções de controlo correctivo, são conduzidas para que o sistema em estado de *Emergência* seja transferido pelo menos para o estado *Alerta*.

As acções de controlo de emergência pretendem evitar um colapso total do sistema, e são efectuadas no momento em que o sistema se encontra no estado *In Extremis*. Neste tipo de acções ocorre o deslastre de carga, e ilhamentos no sistema. Estas acções seguem políticas previamente definidas, que tentam otimizar e minimizar a ocorrência do deslastre de cargas e divisão do sistema.

As acções de controlo de restabelecimento, são tomadas tendo em conta as condições do funcionamento do sistema e levam o sistema em estado *Restabelecimento* para o estado *Normal* ou *Alerta*.

2.1.3.3. As medidas efectuadas sobre o SEE

É inegável que o sucesso das acções de controlo realizadas sobre o SEE está intimamente ligado com a precisão com que é conhecido, em cada instante, o verdadeiro estado do sistema (topologia da rede e valores das grandezas eléctricas envolvidas).

No entanto existem alguns entraves técnicos, que dificultam a obtenção dessa precisão no conhecimento do real estado da rede. Essas dificuldades relacionam-se com as medidas obtidas directamente sobre a rede, nomeadamente:

- a) não são completas: por razões de ordem tecnológica e económica, nem todas as grandezas eléctricas são medidas (ex: fases das tensões);
- b) não são coerentes: as telemedidas efectuadas pelo SCADA estão inevitavelmente contaminadas por ruído (erros aleatórios), não sendo coerentes com as leis de Ohm e Kirchoff.
- c) não são eventualmente fiáveis: o eventual mau funcionamento dos aparelhos de medida e transmissão de informação poderá afectar as medidas de um erro considerável (erro grosseiro), tornando a medida não considerável.

A exposição destas três características das medidas comprova que qualquer análise feita sobre o sistema não seria completamente confiável. Isto porque analisar a verdadeira segurança de um sistema, tão complexo e com necessidades de funcionamento extremamente precisas, através de medidas pouco confiáveis, seria obviamente um erro.

2.2. A Estimação de Estado

Com o objectivo de se obter uma base de dados completa, coerente e fiável, que possibilite uma análise real da segurança da rede e tomada de decisões relativa à condução da rede, surge o estimador de estado. O estimador de estado é um algoritmo que processa informação e dados redundantes obtidos através de medições sobre a rede, e obtém uma estimação do estado do sistema. O estado de um sistema eléctrico de energia é definido através de um vector de magnitudes e ângulos de tensão de todos os barramentos da rede.

Este procedimento pretende compensar a falta de dados, ou a existência de erros aleatórios e/ou erros grosseiros sobre os dados acessíveis. Permitindo assim que o objectivo de se conseguir analisar o verdadeiro estado do sistema em tempo real seja possível. Os dados obtidos são submetidos a uma metodologia que consiste em calcular o melhor valor para as variáveis de estado do sistema a partir da informação disponível.

Pela sua extrema importância para o bom funcionamento do SEE, este método, introduzido primeiramente pelo professor Fred Schweppe [5-7], continua até aos dias de hoje a ser largamente implementado e estudado.

2.2.1. Aplicação da Estimação de Estado em SEE

Nos SEE a estimação de estado constitui uma parte vital nas funções de um centro de controlo. O estimador de estado é projectado para processar as leituras, efectuadas em tempo real, das medidas e lidar com os erros e incertezas de forma a fornecer uma base de dados fiável [2]. Essa base de dados pretende ser uma verdadeira representação do sistema no instante actual, sendo assim uma ajuda essencial na operação dos centros de controlo dos SEE.

A informação resultante do estimador de estado, permite ao operador do sistema obter, com bastante precisão, informações sobre o valor dos módulos e ângulos das tensões nos barramentos, conhecer os trânsitos de potências activas e reactivas em todas linhas, as potências injectadas nos diferentes barramentos bem como todo um conjunto de informação relevante para o controlo dos sistemas eléctricos de energia.

No processo de estimação de estado há o pressuposto de que as variações de carga e produção são feitas lentamente, podendo assim ser modelizada a rede como estando em regime de funcionamento quase estático. O processamento dos dados pelo EE é feito a partir das medidas das variáveis do sistema, do modelo matemático do sistema e seus componentes, e do conhecimento à priori dos valores de determinadas variáveis do sistema (pseudomedidas).

As medidas obtidas a partir da rede, por teletransmissão, são: os módulos das tensões efectuadas em determinados barramentos, as potências activas e reactivas injectadas e os fluxos de potência nas linhas.

A figura 2.3, esquematiza de forma simplificada, o conceito de EE aplicado a um SEE.

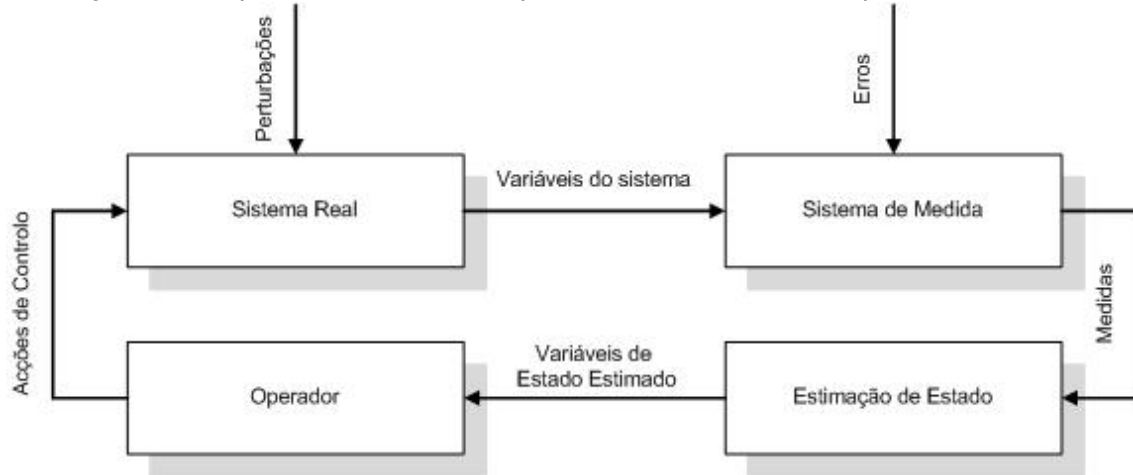


Figura 2.3 - Conceito de Estimação de Estado.

2.2.2. Medidas utilizadas no processo de EE

As medidas utilizadas no processo de estimação de estado do sistema, são constantemente afectadas por erros. No entanto o desenvolvimento tecnológico e o uso de modernos processos de sincronização via satélite, recorrendo ao uso de aparelhos GPS, fez com que a precisão das medidas pudesse alcançar valores elevados, abrindo assim a possibilidade se obterem melhorias significativas no processo de estimação de estado.

2.2.3. Tipos de medidas

Os centros de controlo têm nas suas bases de dados, as medidas recolhidas da rede, no entanto há que distinguir essas medidas em vários tipos, como demonstra o esquema seguinte:

$$\text{Medidas} \begin{cases} \text{Analógicas} \\ \text{Lógicas} \end{cases} \begin{cases} \text{Medidas da rede em tempo real} \\ \text{Pseudomedidas} \\ \text{Medidas virtuais} \end{cases}$$

Figura 2.4 - Os diferentes tipos de medidas.

As duas categorias básicas de medidas são: medidas analógicas e medidas digitais. As medidas analógicas são referentes aos valores registados para os módulos de tensão, fluxos de potência e potências injectadas. Enquanto as medidas lógicas dizem respeito a informações relativas á configuração física da rede (estado de interruptores e disjuntores).

Dentro nas medidas analógicas podemos ainda diferenciar as medidas segundo:

Medidas da rede em tempo real: medidas efectuadas ciclicamente em vários pontos da rede e transmitidas ao centro de controlo;

Pseudomedidas: são valores que à priori, e com alguma precisão, podemos atribuir a certas variáveis do sistema. (Poderão ser obtidos recorrendo aos registos históricos);

Medidas virtuais: correspondem às potências injectadas (de valor nulo) em barramentos sem geração e sem carga. Estas medidas estão disponíveis sem qualquer custo em equipamentos de medida ou transmissão, não estando assim sujeitas aos erros introduzidos por esses equipamentos.

2.2.4. Os resultados obtidos através do processo de EE

Os resultados obtidos após o processamento da estimação de estado podem ser utilizados *on-line* ou *off-line*.

Na vertente *on-line* a informação obtida é utilizada para a criação de uma base de dados que servirá de auxílio para o controlo do sistema e pelo facto de permitir obter resultados fiáveis, será uma ferramenta imprescindível para a correcta operação do sistema.

Pretende-se que a base de dados obtida permita efectuar análises de contingências e de segurança, para além de fornecer informações sobre estimativas de trânsito de potências nas linhas, reservas de produção, defeitos do sistema e sua localização.

Na vertente *off-line*, a informação pretende servir para treino e estudo de acções de controlo, nomeadamente simulação de situações anómalas, onde é essencial perceber como reagirá o sistema e treinar os operadores para esses casos. Uma outra aplicação é a de permitir a elaboração de estudos sobre a precisão e localização dos aparelhos de medida, antes de estes serem colocados efectivamente na rede, permitindo que se estudem diferentes cenários e configurações na tentativa de se obter melhorias avanços e melhorias nas detecções e identificações de erros grosseiros.

2.3. O Processo de Estimação de Estado estático

Tipicamente as técnicas de estimação de estado podem ser agrupadas segundo as seguintes denominações: estimação de estado estática ou estimação de estado dinâmica.

A estimação de estado estática, considera o vector estado do sistema invariante no tempo, enquanto a estimação de estado dinâmica está normalmente associada a análises em tempo real da segurança dinâmica das redes de energia eléctrica.

O presente trabalho irá apenas considerar a estimação estática [5] [8] [9], visto que assim se evita a dificuldade adicional de obter um modelo válido para a evolução no tempo do estado do sistema, e sendo que a estimação de estado estática permite englobar o intuito desta dissertação.

2.3.1. Estrutura de um Algoritmo de Estimação de Estado

De um modo geral, a estrutura de um algoritmo de estimação de estado estático, desenvolvido para ser aplicado num SEE, decompõem-se em quatro blocos fundamentais:

- Pré-filtragem;
- Análise de observabilidade;
- Filtragem;
- Detecção de anomalias.

Na etapa da pré-filtragem, o algoritmo realizará testes simples para avaliar a coerência da informação. No caso de serem detectadas anomalias nas medidas, estas deverão ser eliminadas.

Seguidamente é executada uma análise de observabilidade da rede, com o objectivo de verificar a possibilidade de se obter uma estimativa do estado do sistema como um todo. Em situações em que a rede seja parcialmente não observável, esta dificuldade poderá ser ultrapassada com recurso a pseudomedidas.

Verificada a observabilidade, o bloco da filtragem terá o objectivo de determinar uma estimativa para o vector estado do sistema (x), com base na informação disponível.

Na fase final, detecção de anomalias, são executados testes (tipicamente estatísticos) para avaliar a existência ou não, de erros grosseiros nas medidas. Se a resposta for positiva, será iniciado um procedimento de identificação/correção desses erros grosseiros, retornando-se no final desse procedimento ao módulo de filtragem.

A figura 2.5 representa o esquema de funcionamento básico do algoritmo de estimação de estado.

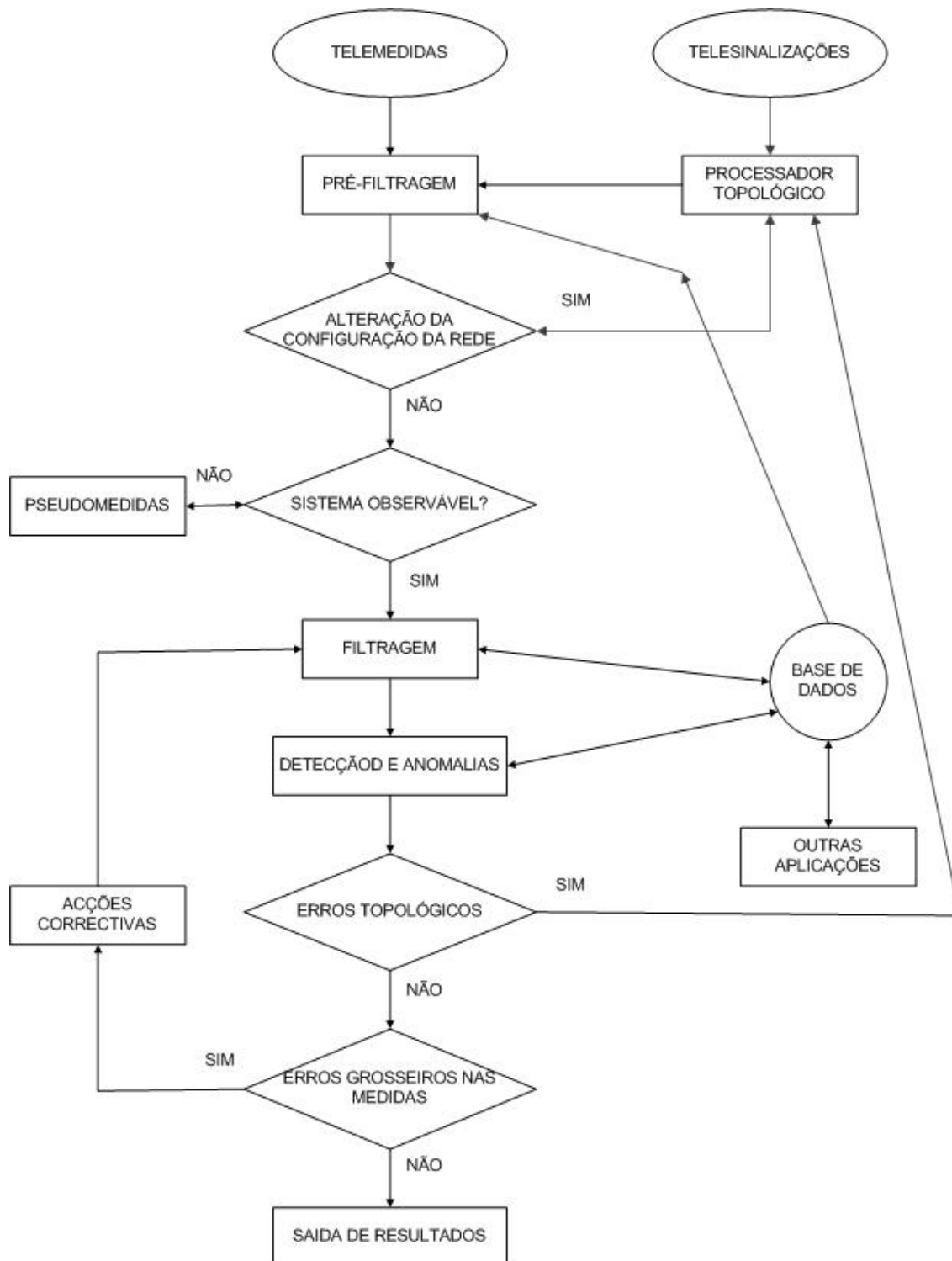


Figura 2.5 - Esquema representativo do funcionamento básico do estimador de estado estático [10].

2.3.2. Modelização do Algoritmo

2.3.2.1. Modelização dos parâmetros

Considerando o pressuposto de que as variações de carga e produção são feitas lentamente, podendo assim ser modelizada a rede como estando em regime de funcionamento quase estático. O conhecimento das tensões complexas nos barramentos da rede, permite obter o ponto de funcionamento do sistema.

Adoptando a formulação em coordenadas polares, o vector de estado (x), para um sistema de N barramentos, assume a seguinte forma:

$$x = [\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N]^T \quad 2.3$$

com:

$$\begin{aligned} i &\in [1; N] \cap (i \neq \text{ref}) \\ j &\in [1; N] \end{aligned}$$

Atendendo a que:

$$E_i = V_i \angle \theta_i \quad 2.4$$

e que o barramento que foi arbitrariamente seleccionado como referência angular, tem a sua fase angular igual a zero. Essa fase não é incluída no vector estado (x), razão que explica o facto:

$$\dim(x) = 2N - 1 = n \quad 2.5$$

A estimativa para (x) será feita através do vector das medidas (z), uma vez que o vector de estado não é acessível directamente. O vector de medidas (z) terá uma dimensão m (número de medidas efectuadas na rede), sendo definido do seguinte modo:

$$z = [P_{ij}, \dots, P_i, \dots, Q_{ij}, \dots, Q_i, \dots, V_i]^T \quad 2.6$$

onde:

$V_i \rightarrow$ representa o módulo da tensão no barramento i ;

P_i e $Q_i \rightarrow$ representam as potências activa e reactiva injectadas no barramento i ;

P_{ij} e $Q_{ij} \rightarrow$ representam os fluxos de potências activa e reactiva na linha ij .

As diferentes medidas disponíveis na prática serão: módulos das tensões (em alguns barramentos), fluxos de potência (activa e/ou reactiva) em algumas linhas, e potências (activas e/ou reactivas) injectadas em determinados barramentos.

Estas medidas podem exprimir-se em função do vector do estado do sistema, segundo o seguinte modo:

$$z = h(x) + e \quad 2.7$$

onde:

$h(x) \rightarrow$ vector de funções não lineares;

$x \rightarrow$ verdadeiro vector de estado do sistema;

$e \rightarrow$ vector dos erros aleatórios de medida.

O vector de funções não lineares relaciona o verdadeiro estado do sistema com os valores das medidas. E o vector dos erros aleatórios representa os erros que afectam as medidas.

Para caracterizar uma dada configuração de medida, em relação a um maior ou menor número de medidas consideradas, é habitual definir a redundância de medida (η) como:

$$\eta = \frac{m}{n} \quad 2.8$$

onde (η) é o quociente entre o número de medidas utilizadas pelo estimador (m) e o número de variáveis de estado (n).

Normalmente:

$$1,5 < \eta < 2,5 \quad 2.9$$

A possibilidade de se usarem redundâncias superiores a 1 permite que se faça uma filtragem do ruído de medida.

Embora haja uma relação entre a redundância de medida e a precisão com que é obtida a estimativa do estado do sistema, não é correcto afirmar que uma redundância global elevada garante uma estimativa precisa do estado de toda a rede, pois poderá haver um forte desequilíbrio na concentração de medidas em diferentes zonas.

2.3.2.2. Equações de Medida

A implementação do algoritmo de estimação de estado passa pela definição das funções:

$$h_i(x) \quad 2.10$$

com:

$$i \in [1; m]$$

Sendo m o número de medidas utilizadas pelo estimador.

Estas funções relacionam as grandezas eléctricas medidas com as variáveis de estado do sistema, e são definidas a partir da modelização entre dois barramentos i, j do SEE.

No SEE, a interligação entre dois quaisquer barramentos i, j é efectuada por linhas ou por transformadores, sendo então necessário efectuar a modelização matemática em cada um dos casos. A figura 2.6 e figura 2.7 representam os equivalentes matemáticos das linhas e transformadores, respectivamente.

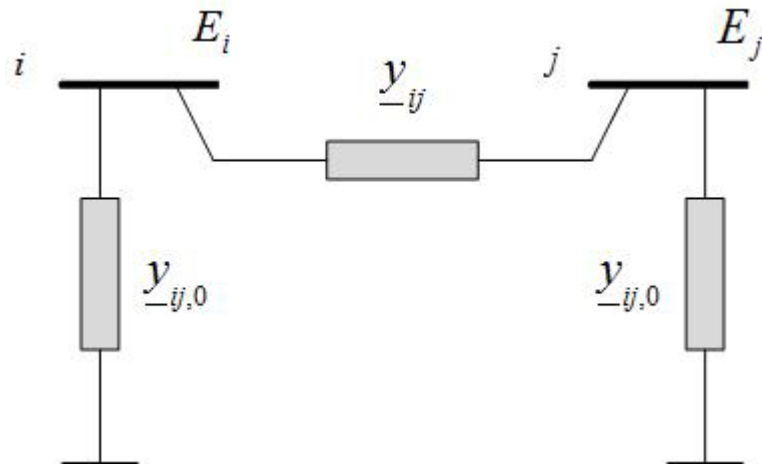


Figura 2.6 - Esquema equivalente em π de uma linha.

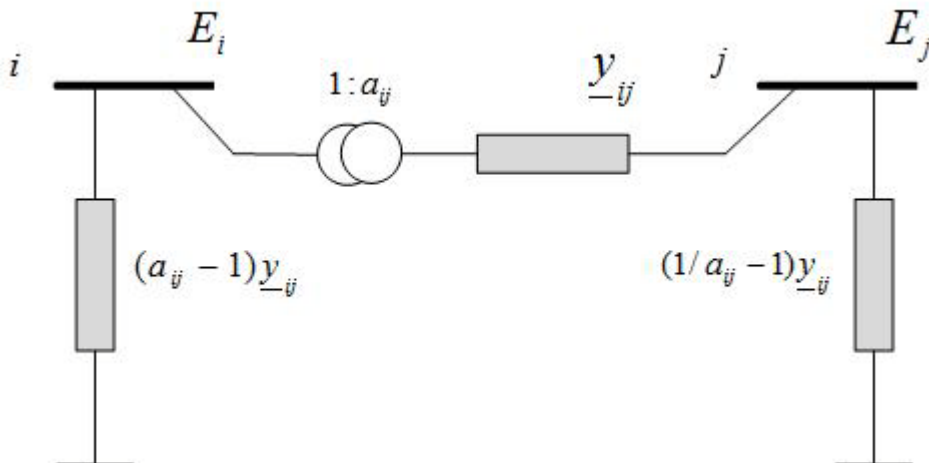


Figura 2.7 - Esquema equivalente de um transformador.

No entanto, é possível adoptar uma modelização única que representa as duas anteriores situações. Essa modelização encontra-se esquematizada na figura 2.8:

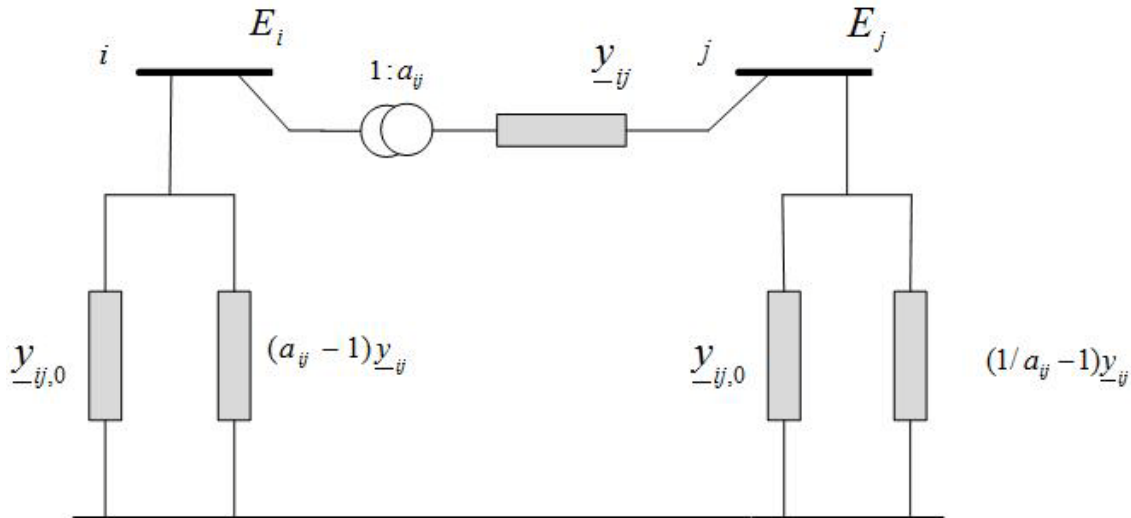


Figura 2.8 – Esquema equivalente em π de uma linha ou de um transformador.

O modelo da figura 2.8 representa a modelização de uma linha ou de um transformador, em que:

- Se se tratar de uma linha, y_{ij} representa a admitância da linha i,j e a_{ij} assume um valor unitário. Quanto a $y_{ij,0}$ representa metade da susceptância shunt da linha i, j .
- Se se tratar de um transformador, y_{ij} representa a admitância nominal desse mesmo transformador dividida pela razão de transformação a_{ij} . A parcela $y_{ij,0}$ assume um valor nulo neste caso. Em série com y_{ij} está representado um transformador ideal.

Resta estabelecer as equações de medida usadas para efectuar a estimação de estado:

- As equações de medidas de tensão exprimem-se directamente a partir do elemento correspondente do vector estado, isto é:

$$h_k(x) = x_j, \quad 2.11$$

- As equações dos fluxos de potência nas linhas exprimem-se da seguinte forma:

Equação do trânsito de potência activa:

$$P_{ij} = -V_i^2 \cdot G_{ij} \cdot a_{ij} + V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}), \quad 2.12$$

Equação do trânsito de potência reactiva:

$$Q_{ij} = V_i^2 \cdot (B_{ij} \cdot a_{ij} - y_{ij,0}) + V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}), \quad 2.13$$

- As equações das Potências injectadas nos barramentos exprimem-se da seguinte forma:

Equação da potência activa injectada:

$$P_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}), \quad 2.14$$

Equação da potência reactiva injectada:

$$Q_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}), \quad 2.15$$

Em que:

$\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = -\underline{y}_{ij}$: elemento ij da matriz das admitâncias da rede

$\underline{y}_{ij,0} = jY_{ij,0}$

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$: diferença entre os argumentos das tensões dos barramentos i e j

2.3.2.3. Estrutura da matriz Jacobiana

A matriz jacobiana $H(x)$, pode ser dividida em quatro submatrizes do seguinte modo:

$$H(x) = \begin{bmatrix} H_{P\theta} & H_{PV} \\ H_{Q\theta} & H_{QV} \end{bmatrix} = \begin{matrix} m_1 & \begin{matrix} N-1 & N \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial V_i}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial V_i}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial \theta}{\partial V} \end{matrix} \\ m_2 & \begin{matrix} N-1 & N \\ H_{P\theta} & H_{PV} \\ H_{Q\theta} & H_{QV} \end{matrix} \end{matrix} = \quad 2.16$$

Onde:

$$H_{P\theta} = \frac{\partial h_P}{\partial \theta} = (m_1 \times (N-1)) \quad 2.17$$

$$H_{PV} = \frac{\partial h_P}{\partial V} = (m_1 \times N) \quad 2.18$$

$$H_{Q\theta} = \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} = (m_2 \times (N-1)) \quad 2.19$$

$$H_{QV} = \frac{\partial h_Q}{\partial V} = (m_2 \times N) \quad 2.20$$

Em que:

- $N \rightarrow$ número total de barramentos;
- $m_1 \rightarrow$ número total de medidas P_{ij} e P_i ;
- $m_2 \rightarrow$ número total de medidas Q_{ij} , Q_i e V_i ;
- $m = m_1 + m_2 \rightarrow$ número total de medidas disponíveis.

Equações correspondentes a medidas de trânsitos de potência activa

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.21$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -2 \cdot a_{ij} \cdot G_{ij} \cdot V_i + V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.22$$

Equações correspondentes a medidas de trânsitos de potência reactiva

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i \cdot V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.23$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = 2 \cdot V_i \cdot (a_{ij} \cdot B_{ij} - y_{ij,0}) + V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.24$$

Equações correspondentes a medidas de potência activa injectada

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = V_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.25$$

ou

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = V_i \cdot \sum_{j=1}^N V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) - V_i^2 \cdot G_{ii} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.26$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2 \cdot G_{ii} \cdot V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.27$$

ou

$$\frac{\partial P_i}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = G_{ii} \cdot V_i + \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.28$$

Equações correspondentes a medidas de potência reactiva injectada

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = V_i \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i \cdot V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.29$$

ou

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = V_i \cdot \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) - V_i^2 \cdot G_{ii} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i \cdot V_j \cdot (-G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.30$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2 \cdot B_{ii} \cdot V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.31$$

ou

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -B_{ii} \cdot V_i + \sum_{j=1}^N V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad 2.32$$

Elementos correspondentes a medidas de amplitude de tensão

$$\frac{\partial V_i}{\partial \theta} \rightarrow \frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0, \quad \forall j \quad 2.33$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V} \begin{cases} 1, & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases} \quad 2.34$$

2.3.2.4. Metodologia do Processo de estimação de estado estático

Para a resolução de problemas de estimação de estado, a metodologia utilizada, baseou-se no método dos mínimos quadrados ponderados (WLS - *Weighted least squares*), em que aos diferentes tipos de medida, são atribuídos os respectivos pesos, de acordo com o grau de confiança correspondente [10].

Seja:

- ✓ o vector (z), de dimensões ($m \times 1$), contém o conjunto das medidas;
- ✓ o vector (x), de dimensões ($n \times 1$), contém as variáveis de estado;
- ✓ o vector (h), de dimensões ($m \times 1$), representa a relação matemática entre as medidas e as variáveis de estado;
- ✓ o vector dos erros (e), de dimensão ($m \times 1$), representa o ruído das medidas.

Temos então:

$$z = h(x) + e \quad 2.35$$

O vector do ruído (e), é normalmente modelizado da seguinte forma estatística:

$$e \sim N(0, R)$$

onde:

$$R = \text{diag}(\sigma_i^2) \quad 2.36$$

em que σ_i representa o desvio padrão do ruído da medida i , e a matriz de co-variância R é diagonal porque se admite que as componentes do erro (e) são não correlacionadas.

De salientar que o vector (e), simula apenas, a presença de ruído nas medidas. Não representa a presença de erros grosseiros.

A obtenção da estimativa para o vector de estado do sistema, pelo método WLS (mínimos quadrados ponderados), consiste na determinação de um vector x que minimize a seguinte função objectivo:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] \quad 2.37$$

Essa estimativa deve necessariamente satisfazer o seguinte sistema de N equações não lineares:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] = 0 \quad 2.38$$

Onde $H(x)$ é a matriz Jacobiana de $h(x)$ avaliada para x , isto é:

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad 2.39$$

$$H_{ij} = \frac{\partial h_i}{\partial x_j} \quad 2.40$$

com:

$$i = 1, \dots, m; j = 1, \dots, n$$

Devido à não linearidade do vector das equações das medidas $h(x)$, a solução do sistema de equações da matriz Jacobiana será obtida por recurso a um processo iterativo.

Expandindo a função não linear $g(x)$ na sua série de Taylor em torno do vector de estado x^k , obtém-se:

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k) \cdot (x - x^k) + \dots = 0 \quad 2.41$$

Desprezando-se os termos de ordem superior, chega-se a uma equação que traduz um processo iterativo (Método de Gauss-Newton) de acordo com:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k) \quad 2.42$$

em que x^0 é a estimativa inicial para arranque do processo iterativo, k é o contador de iterações, x^k corresponde ao vector solução na iteração k e $G(x^k)$ é a matriz de ganho.

Sendo:

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot H(x^k) \quad 2.43$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad 2.44$$

A selecção da matriz ganho é feita de modo a assegurar uma boa convergência do processo. Havendo garantia de que o sistema é totalmente observável, a matriz ganho é uma matriz esparsa, positiva e simétrica. Tipicamente será uma matriz não invertível, pois é singular, e mal condicionada, o que geralmente origina uma matriz cheia após a sua inversão. Assim a resolução do sistema será obtida com recurso à substituição em cada iteração k .

A equação geral deste processo iterativo é a seguinte:

$$[G(x^k)][x^{k+1} - x^k] = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x(k))]$$

2.45

com:

$$(x^{k+1} - x^k) = \Delta x^k \quad 2.46$$

e

$$k = 0, 1, 2, \dots$$

Seja:

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

2.47

então, se a equação utilizada no processo iterativo convergir, pode-se concluir que:

$$\lim_{k \rightarrow \infty} g[x(k)] = 0 \quad 2.48$$

e que a solução procurada foi efectivamente encontrada.

A selecção da matriz de ganho $G(k)$ deve ser feita atendendo aos seguintes aspectos:

- $G(k)$ deve não ser singular para todo o k , permitindo a determinação de uma solução para o sistema de equações lineares, em cada iteração.
- A escolha da matriz G influencia o número de iterações necessárias à convergência mas não a solução obtida (admitindo que o processo iterativo converge). A situação altera-se, porém, se forem também introduzidas modificações na expressão de $g(x)$, e neste caso a solução obtida poderá ser efectivamente diferente.
- Na prática, uma solução adequada poderá basear-se na selecção de uma matriz de ganho definida positiva. Neste caso verifica-se:

$$[x(k+1) - x(k)]^T \cdot G(k) \cdot [x(k+1) - x(k)] > 0 \quad 2.49$$

$$[x(k+1) - x(k)]^T \cdot g(x(k)) > 0 \quad 2.50$$

$$g(x) = -\frac{1}{2} \cdot \frac{\partial J(x)}{\partial x} \quad 2.51$$

$$[x(k+1) - x(k)]^T \cdot \frac{\partial J(x)}{\partial x} \Big|_{x=x(k)} < 0 \quad 2.52$$

O que traduz a tendência para a diminuição do valor da função objectivo em cada iteração.

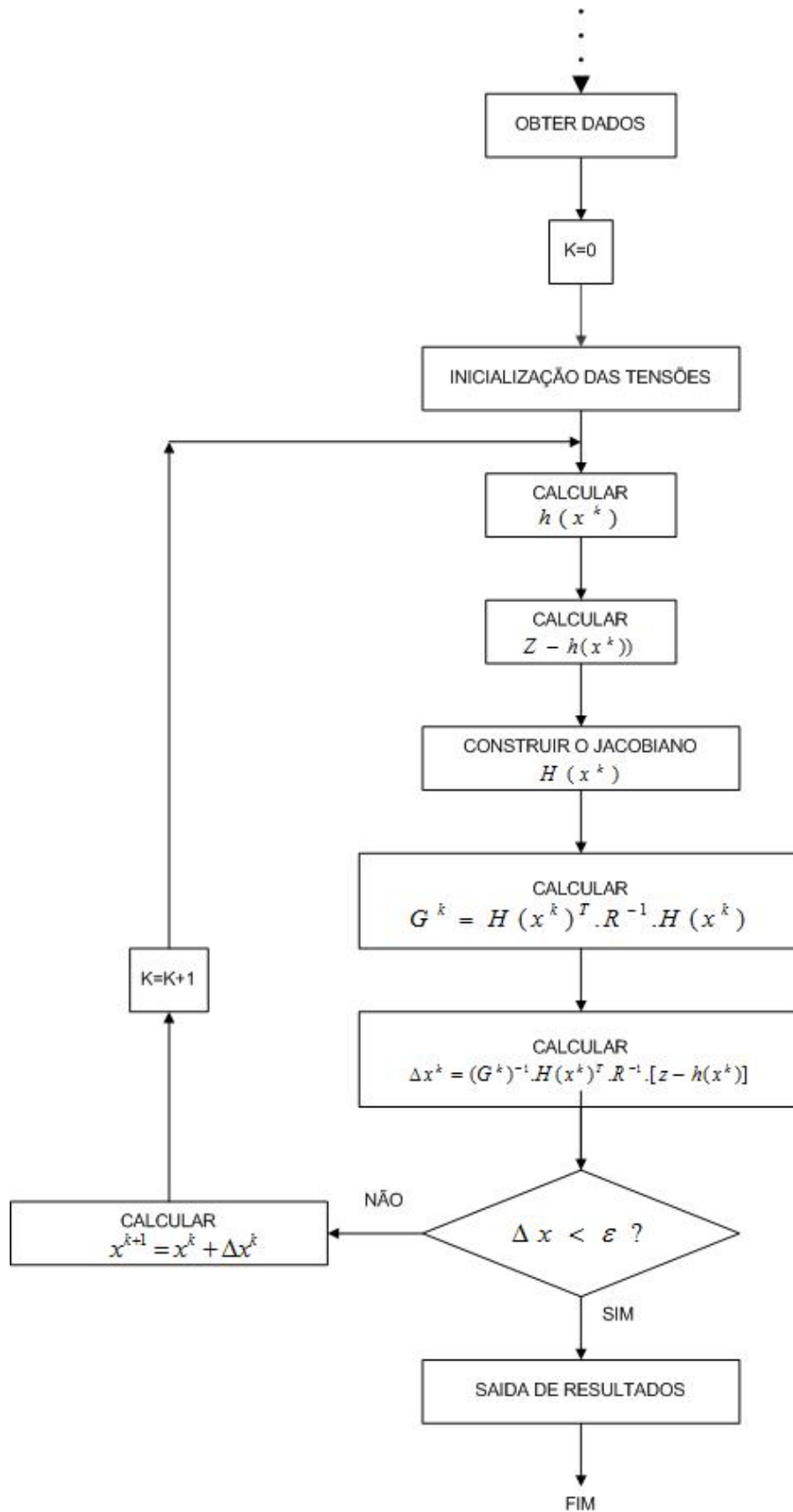


Figura 2.9 - Estimação de estado pelo método de Gauss [10-11].

2.3.3. Precisão das medidas

A precisão das medidas recolhidas ao longo do SEE, representada por σ_i , é influenciada pelos vários componentes do sistema de aquisição de dados.

Uma cadeia de medida clássica é constituída por elementos que vão desde a rede ao centro do controlo. A figura 2.10 é representativa dessa mesma cadeia:

- Os transformadores de intensidade (TI) e de tensão (TP);
- Os conversores de potência: recebem a corrente e a tensão alternadas provenientes dos TI e TP e fornecem uma corrente contínua de reduzida amplitude, proporcional à potência activa (reactiva) correspondente;
- Os conversores analógico / digital;
- Os meios de transmissão da informação digital.

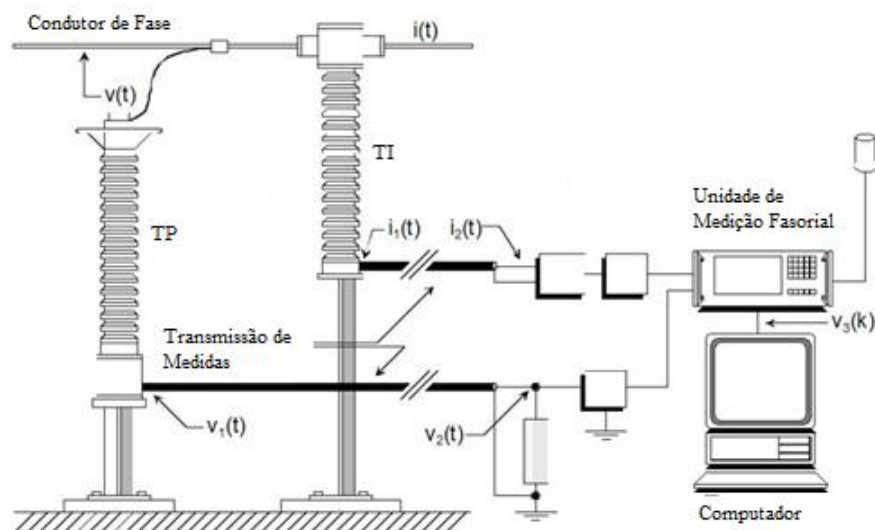


Figura 2.10 - Cadeia de transmissão de medidas [12].

O valor numérico da precisão de cada elemento, será atribuído atendendo à classe de precisão do aparelho que mede esse mesmo valor, à existência de correntes de magnetização não nulas no caso dos TI, à existência de quedas de tensão nos cabos que fazem a ligação do TP ao conversor de potência e ainda às conclusões de uma análise *off-line* dos dados recolhidos [8].

O erro total de medida resultará da composição dos erros introduzidos por cada um dos elementos da cadeia de medida. Numa análise ideal, as diferentes fontes de erros deveriam ser modelizadas estatisticamente e assim obtidas as composições das correspondentes distribuições de probabilidade. No entanto esta modelização tornar-se-ia de aplicação complexa e assim é habitual introduzir algumas hipóteses simplificativas [13].

Considera-se que a generalidade das componentes do erro total em análise, podem ser modelizadas como variáveis aleatórias gaussianas independentes. O erro total será também modelizado por uma variável aleatória gaussiana cuja média (variância) é a soma das médias dos componentes.

Na prática, pequenas variações dos valores atribuídos a (σ_i) , não afectam significativamente a qualidade da estimativa obtida [14], no entanto, deve salientar-se que:

- se o desvio padrão atribuído for nitidamente inferior ao verdadeiro valor, então irá ser atribuído um peso excessivamente elevado à medida correspondente, o que resulta numa diminuição da precisão da estimativa obtida. Além disso, na fase de detecção de erros grosseiros essa medida poderá ser indevidamente seleccionada.
- se o desvio padrão (σ_i) atribuído a um erro de medida for nitidamente superior ao respectivo verdadeiro valor, a medida correspondente é rejeitada “numericamente”, podendo por isso diminuir a precisão da estimação obtida em zonas de reduzida redundância local;

2.3.4. Critério de Arranque e Critério de Paragem

O arranque do processo iterativo é determinado pela inicialização dos valores das tensões, requerendo uma estimativa inicial para o vector estado do sistema.

Este vector poderá ser escolhido através de duas formas. Uma delas, poderá corresponder à última solução para o vector estado, obtida pelo estimador se for garantido que não ocorreram alterações significativas no estado da rede desde a última estimação. Outra forma, e a que será tida em conta nesta dissertação, é a determinação do vector estado através de uma estimativa inicial que corresponde ao ponto de funcionamento nominal do sistema, isto é: $|V_i| = 1$ p.u. e $\theta_i = 0$ radianos, para todos os barramentos do sistema.

Relativamente ao critério de paragem, é usual escolher o critério que se baseia nas iterações sucessivas do vector estado.

$$\max_i |\theta_i(k) - \theta_i(k-1)| < \varepsilon_\theta, \quad i = 1, \dots, N-1 \quad 2.53$$

$$\max_i |V_i(k) - V_i(k-1)| < \varepsilon_V, \quad i = 1, \dots, N \quad 2.54$$

onde:

$V_i(k) \rightarrow$ representa o módulo da tensão no barramento i , calculado na iteração k ;

$\theta_i(k) \rightarrow$ representa o argumento da tensão no barramento i , calculado na iteração k .

2.3.5. Modelização das medidas de corrente

Os estimadores de estado processam na sua grande maioria os trânsitos de potência activa e reactiva nas linhas, as potências activas e reactivas injectadas nos nós e as tensões nos barramentos da rede. Contudo as medidas da correntes estão também disponíveis, e interessa neste momento modelizar essas medidas para que sejam incorporadas no algoritmo de estimação de estado.

- As equações dos fluxos de corrente nas linhas exprimem-se da seguinte forma:

Equação da parte real da intensidade de corrente na linha i-j:

$$I_{ij}^{real} = G_{ij} \cdot (V_j \cdot \cos \theta_j - V_i \cdot \cos \theta_i) + B_{ij} \cdot (V_i \cdot \sin \theta_i - V_j \cdot \cos \theta_j) - \frac{Y_{ij,0}}{2} \cdot V_i \cdot \sin \theta_i \quad 2.55$$

Equação da parte imaginária da intensidade de corrente na linha i-j:

$$I_{ij}^{imag} = B_{ij} \cdot (V_j \cdot \cos \theta_j - V_i \cdot \cos \theta_i) + G_{ij} \cdot (V_j \cdot \sin \theta_j - V_i \cdot \cos \theta_i) + \frac{Y_{ij,0}}{2} \cdot V_i \cdot \cos \theta_i \quad 2.56$$

em que:

$\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = -\underline{y}_{ij}$: elemento ij da matriz das admit ncias da rede

$\underline{y}_{ij,0} = jY_{ij,0}$

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$: diferença entre os argumentos das tensões dos barramentos i e j

2.3.6. Alterações a efectuar no algoritmo de estimação de estado para inclusão de PMUs

As alterações a efectuar no algoritmo de estimação de estado, para inclusão das medidas de PMUs, não implicam nenhum tipo de alteração no método em si, simplesmente o alargamento do vector de medidas (z) que terá uma dimensão m (número de medidas efectuadas pelo SCADA + número de medidas das PMUs), sendo definido do seguinte modo:

$$z = [P_{ij}, \dots, P_i, \dots, Q_{ij}, \dots, Q_i, \dots, V_i, \dots, \theta_{i_PMU}, \dots, V_{i_PMU}, \dots, I_{ij_PMU}^{real}, \dots, I_{ij_PMU}^{imag}]^T \quad 2.57$$

onde:

$V_i \rightarrow$ representa o módulo da tensão no barramento i;

P_i e $Q_i \rightarrow$ representam as potências activa e reactiva injectadas no barramento i;

P_{ij} e $Q_{ij} \rightarrow$ representam os fluxos de potências activa e reactiva na linha ij.

$\theta_{i_PMU} \rightarrow$ representa o ângulo da tensão no barramento i, medido por uma PMU;

$V_{i_PMU} \rightarrow$ representa o módulo da tensão no barramento i, medido por uma PMU;

$I_{ij_PMU}^{real} \rightarrow$ representa a parte real da intensidade da corrente na linha ij;

$I_{ij_PMU}^{imag} \rightarrow$ representa a parte imaginária da intensidade da corrente na linha ij.

A matriz Jacobiana $H(x)$ sofrerá também alterações, com o acréscimo dos seguintes parâmetros:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_{i_PMU}}{\partial \theta} & \frac{\partial \theta_{i_PMU}}{\partial V} \\ \frac{\partial V_{i_PMU}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{i_PMU}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad 2.58$$

Equações correspondentes às partes reais da intensidade de corrente na linha i-j:

$$\frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_i + (B_{ij} - \frac{Y_{ij,0}}{2}) \cdot \cos \theta_i) \\ \frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial \theta_j} = -V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_j + B_{ij} \cdot \cos \theta_j) \end{cases} \quad 2.59$$

$$\frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial V_i} = -G_{ij} \cdot \cos \theta_i + (B_{ij} - \frac{Y_{ij,0}}{2}) \cdot \sin \theta_i \\ \frac{\partial I_{ij_PMU}^{real}}{\partial V_j} = G_{ij} \cdot \cos \theta_j + B_{ij} \cdot \sin \theta_j \end{cases} \quad 2.60$$

Equações correspondentes às partes imaginárias da intensidade de corrente na linha i-j:

$$\frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial \theta} \begin{cases} \frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial \theta_i} = V_i \cdot (-G_{ij} \cdot \cos \theta_i + (B_{ij} - \frac{Y_{ij,0}}{2}) \cdot \sin \theta_i) \\ \frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial \theta_j} = V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_j - B_{ij} \cdot \sin \theta_j) \end{cases} \quad 2.61$$

$$\frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial V} \begin{cases} \frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial V_i} = -G_{ij} \cdot \sin \theta_i - (B_{ij} - \frac{Y_{ij,0}}{2}) \cdot \cos \theta_i \\ \frac{\partial I_{ij_PMU}^{imag}}{\partial V_j} = G_{ij} \cdot \sin \theta_j + B_{ij} \cdot \cos \theta_j \end{cases} \quad 2.62$$

2.4. Conclusões

O desenvolvimento de uma base de dados completa, coerente e fiável, constitui o principal objectivo da implementação de algoritmos de estimação de estado nos centros de controlo de um SEE. As acções de controlo efectuadas sobre o SEE têm o objectivo de assegurar as exigências de segurança e fiabilidade destes sistemas, sendo o sucesso dessas acções extremamente dependente da base de dados disponibilizada.

O problema a resolver é essencialmente não linear, sendo a solução encontrada após sucessivas linearizações realizadas no decurso do processo de estimação de estado. A necessidade de efectuar a referida linearização em cada iteração, representa um esforço computacional considerável.

Capítulo 3

Conceito de Fase no SEE

Até recentemente os operadores dos Sistemas Eléctricos de Energia vinham pautando as acções de controlo sobre o sistema, baseados nas medições modulares das grandezas eléctricas: módulos das tensões (em alguns barramentos), fluxos de potência (activa e/ou reactiva) em algumas linhas, e potências (activas e/ou reactivas) injectadas em determinados barramentos.

As acções de controlo sobre o sistema são feitas com base no conhecimento que se detém do estado actual do sistema. É a partir dessas medições modulares e da aplicação de algoritmos de estimação de estado, que são obtidas as grandezas fasoriais associadas aos barramentos. E o conhecimento dessas grandezas fasoriais permite conhecer o real e actual estado do sistema.

Sabe-se que o conhecimento dos módulos das tensões e correntes dos barramentos da rede, aliado ao conhecimento de outras variáveis, permitem estimar o estado do sistema. No entanto, este processo seria extremamente beneficiado se fosse possível também obter os ângulos dessas grandezas, e com isso se pudessem conhecer os fasores da corrente e tensão em todos os barramentos do sistema.

3.1. Novas tecnologias

Hoje em dia, com o desenvolvimento de técnicas de medição baseadas no uso de computadores (conversão analógica/digital) é possível obtermos as grandezas complexas da tensão e corrente. Sabe-se, todavia, que obter o perfil de tensões e correntes complexas de um sistema em um dado instante, significa dizer que as grandezas medidas e convertidas em fasores encontram-se sob uma referência comum, o que só é possível se estas são amostradas a partir da mesma base de tempo.

A tarefa de sincronização da amostragem torna-se bastante simples se as medições forem realizadas dentro de uma mesma subestação, visto que os impulsos de um *clock* de amostragem podem ser facilmente distribuídos para os vários dispositivos de medição. Em contra-partida, a implementação de um sistema de medição fasorial, em que medidas são efectuadas em subestações separadas por longas distâncias, a sincronização dos pulsos de

amostragem não é realizada de modo trivial. Percebe-se então que, até recentemente, o principal factor limitativo para a implementação efectiva deste sistema de medição residia na dificuldade em se utilizar fontes eficazes de sincronização, capazes de determinar com precisão o instante da aquisição das medidas nos dispositivos de medição instalados por todo o sistema.

Até há pouco tempo atrás, esta medição era praticamente impossível por não existirem meios eficazes para sincronizar diferentes relógios digitais, com precisão de $1\mu s$, entre locais tão afastados, fazendo com que a única alternativa para obter estes fasores, on-line, ao longo da rede, fosse calculando-os através de programas computacionais especializados, com os já mencionados Estimadores de Estado.

Estes programas funcionam muito bem, mas a qualidade de sua estimação depende de uma série de parâmetros que vêm sempre afectados de algum erro. Haveria então grande benefício se fossem efectuadas medições directas dos fasores nos barramentos, mesmo que apenas em alguns locais estrategicamente seleccionados.

Além disto, a taxa com que é possível obter uma nova estimação é relativamente baixa o que limita sua utilização para o acompanhamento de eventos relativamente lentos.

Nos dias de hoje, a medição fasorial tornou-se possível somente com o aparecimento da tecnologia GPS – *Global Positioning System*.

3.2. Descrição dos fasores

A expressão matemática de funções sinusoidais em função do tempo é expressa da seguinte forma:

$$s = S_a \cos([2\pi f]t + \theta) \quad 3.1$$

Onde:

$s \rightarrow$ valor instantâneo;

$S_a \rightarrow$ valor máximo;

$f \rightarrow$ frequência;

$t \rightarrow$ tempo;

$\theta \rightarrow$ fase.

A função sinusoidal é representada graficamente segundo a figura 3.1:

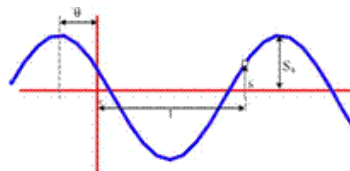


Figura 3.1 - Representação de uma função sinusoidal [15].

Da equação acima existem duas variáveis (s , t) dependentes entre si e dois parâmetros (S_a , θ) independentes entre si e que definem total e inequivocamente a função, sempre e quando a frequência f se mantenha constante.

Já que a função fica totalmente definida pelo par (S_a , θ), podemos utilizá-la como representação da função sinusoidal. Dado que S_a é uma grandeza escalar e θ um ângulo, o par que formam pode considerar-se como um vector, cuja representação gráfica é apresentada na figura 3.2.

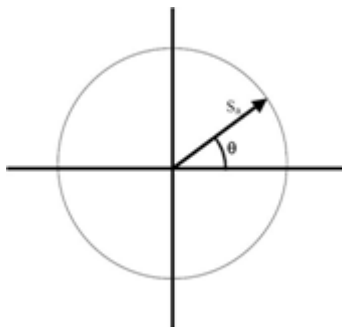


Figura 3.2 - Representação fasorial [15].

Ao par (S_a , θ) denominamos fasor, que fica definido pelo par de números que representam a amplitude e a fase de uma onda sinusoidal pura.

A representação fasorial de uma onda sinusoidal é independente da frequência; isto significa que na representação fasorial se perdeu a informação de frequência da onda, ou o que é o mesmo, se supõe que a onda possui uma frequência conhecida. Duas ondas de diferentes frequências poderiam ter a mesma representação fasorial. Por esse motivo é necessário garantir que a comparação entre fasores só seja efectuada, quando a frequência for a mesma em todos os casos.

3.3. Fontes de sincronização - Sistema GPS

A importância e as perspectivas de introdução de um sistema de medição fasorial nas redes de energia eléctrica seriam imensas, e com isso muitas pesquisas e tentativas foram efectuadas ao longo dos anos, na tentativa de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos entre locais remotos. Ao longo deste tempo, a introdução de novas formas e meios de comunicação foram introduzidas, na tentativa de viabilizar a medição fasorial, são exemplos dessas tecnologias as redes de fibra óptica, os sinais AM (*Amplitude-Modulated*), as microondas e mesmo os sinais via satélite do sistema GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*)[16]. Todavia, nenhum demonstrou ser suficientemente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida precisão [16].

A partir do início da década de 90, por motivo da operação americana Tempestade no Deserto, realizada no Oriente Médio, tomou-se conhecimento do *Navstar Global Positioning System*, hoje amplamente conhecido como sistema GPS. Este sistema, utilizado inicialmente para fins militares e composto por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000 quilómetros, foi inicialmente projectado com o objectivo de fornecer a instrumentos de navegação dados relativos a coordenadas de posição.

Com os satélites a transmitirem um sinal de impulso por segundo, com precisão normalmente maior a $1\mu s$, que pode ser recebido por estações receptoras na Terra [16], surgiu, com isto, a possibilidade de se utilizar este sinal de impulso como fonte de sincronização para as medidas fasoriais.

3.4. PMUs

Reconhecidos os benefícios que advêm do conhecimento dos fasores da corrente e da tensão, e tendo a tecnologia evoluído favoravelmente para possibilitar a correcta medição fasorial através dos sistemas de GPS, as novas tecnologias propostas para executarem a medição fasorial têm-se destacado pelo uso de unidades de medição fasorial, mais conhecidas por PMUs (*Phasor Measurement Units*).

Este novo sistema de medição, por utilizar uma fonte de sincronização eficaz GPS, viabiliza a realização de medições de grandezas fasoriais em instalações geograficamente distantes, com precisão angular adequada e uma elevada taxa de medidas por segundo (até 50 medidas/segundo). Estas características vêm de encontro às necessidades tecnológicas actuais e potenciam o desenvolvimento de novos paradigmas para a supervisão e controlo dos sistemas eléctricos de energia em tempo real.

Uma das variáveis chave na estimação de estado é o ângulo da fase da tensão nos barramentos, e esta medida não estava até agora acessível. Nos dias de hoje existe tecnologia que permite obter-se essas medidas directamente dos locais da rede.

A implementação da medição fasorial sincronizada é uma oportunidade para obter melhoramentos na estimação de estado dos sistemas de potência. Adicionalmente às medidas da potência (activa e reactiva), e das magnitudes da tensão e corrente, as Unidades de Medição Fasorial possibilitarão obter as medidas dos fasores da corrente e tensão. Isto trará um impacto positivo na estimação de estado, e a magnitude desse impacto dependerá da precisão e calibração das PMUs, do número de unidades implementadas no sistema e da localização dessas unidades [17].

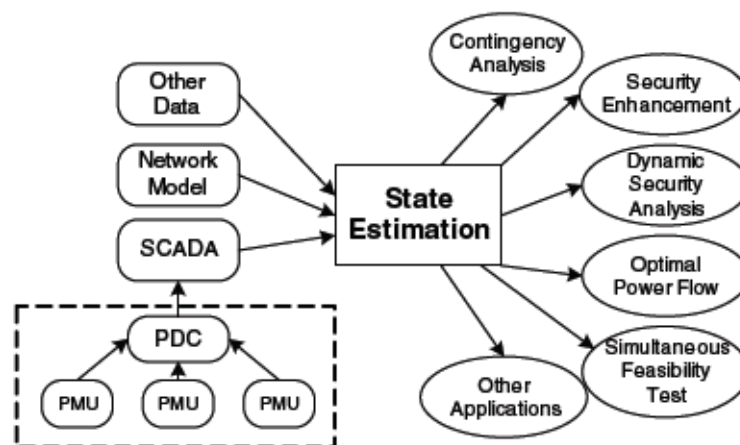


Figura 3.3 - O papel da estimação de estado na operação dos sistemas de energia [17].

3.5. Principais blocos de uma PMU

As PMUs (*Phasor Measurement Units*), utilizam sinais de sincronização provenientes do sistema de satélites GPS e estão nos dias de hoje já num nível de maturidade que permitem que sejam comercializadas e implementadas [16].

A figura 2.4 representa um bloco exemplificativo do funcionamento interno de uma PMU.

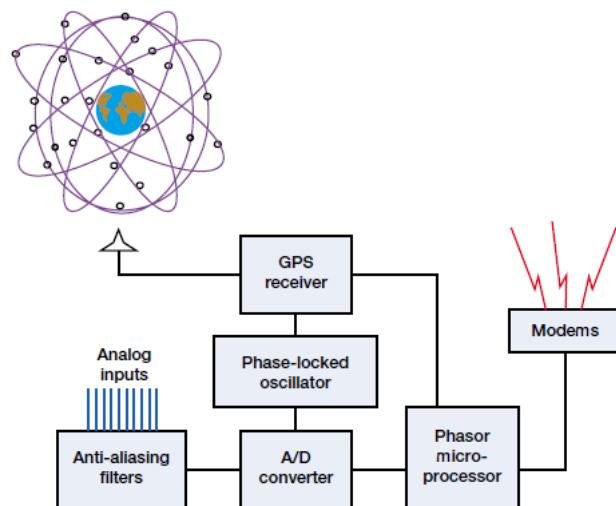


Figura 3.4 - Diagrama de blocos de uma unidade de medição fasorial [18].

Princípios [16]:

- O GPS *receiver* envia continuamente um sinal de 1 pps com uma “etiqueta” de tempo (ano; hora; minuto; segundo). O tempo poderá ser expresso com base no tempo local ou o UTC¹ (*Universal time Coordinated*).
 - Sincronizadas as medidas, o sinal de 1 pps geralmente é dividido por um *Phase-locked oscillator*, num maior número de pulsos por segundo, necessários para criar a amostragem dos sinais analógicos (na maioria dos sistemas são 12 vezes por cada ciclo de frequência fundamental).
 - Sendo o conjunto de pulsos enviado com precisão maior do que 1µs e podendo ser recebido por estações distantes entre si com igual precisão, concretiza-se a possibilidade de fazer com que o processo de aquisição seja executado de modo sincronizado em pontos pertencentes a diferentes subestações.
- Deste modo, a partir dos secundários dos transformadores de corrente e de potência, são realizadas aquisições simultâneas dos sinais analógicos de corrente e tensão, respectivamente. Esses sinais analógicos sofrem um processo de filtragem no bloco (*anti-aliasing and surge filtering*) com o objectivo de evitar o efeito de *aliasing*².

¹ *Universal time Coordinated* é o fuso horário de referência a partir do qual se calculam todas as outras zonas horárias do mundo.

² *Aliasing*: distorção causada pela conversão analógica-digital numa baixa taxa de amostragem.

- No tratamento dos dados, é utilizado o método da Transformada Discreta de Fourier (DFT). Esta ferramenta matemática é hoje a mais utilizada no tratamento das amostras de tensões e correntes do sistema para a conversão Analógica/Digital.
- Realizada a conversão A/D (Analógica/Digital), determina-se no bloco *Phase micro-processor* a sequência positiva dos fasores de acordo com um algoritmo recursivo e o sinal de tempo do GPS. Ao fasor é atribuído, como etiqueta, o número da amostra no começo da janela de amostragem, para servir como identificação.
- A sequência de fasores (uma por cada uma das medições de sequência positiva), é montada segundo um fluxo de mensagem e comunicada remotamente. As mensagens são transmitidas ao longo de linhas dedicadas de comunicação, através do bloco *Modems*.
- A linha de comunicação de transmissão pode suportar a transmissão do fluxo de fasor à taxa de quase 2-5 ciclos da frequência fundamental, dependendo do número fasores de sequência positiva de serem transmitidas.

3.6. Sistema de medição fasorial sincronizada

Um receptor de satélite GPS fornece então um impulso de sincronismo preciso, que está correlacionado com a tensão de amostragem e entradas de corrente. A partir das amostras de dados, são calculadas as sequências positivas das tensões e correntes, e essas sequências são “carimbadas” para que exacto micro-segundo esteja ligado ao momento da medição fasorial.

O dispositivo de construção da mensagem (“carimbo” de tempo e dados dos fasores) respeita o formato padrão definido IEEE 1344 [19-20]. Essa mensagem pode ser transmitida para um local remoto em qualquer *link* de comunicação disponível.

Os dados do fasor de sequência positiva de todas as subestações equipadas com tais dispositivos são recolhidos através da central *Data concentrator and collator*.

A recolha e análise dessas medidas constituem a base das novas técnicas de monitorização, protecção e controlo de redes de energia.

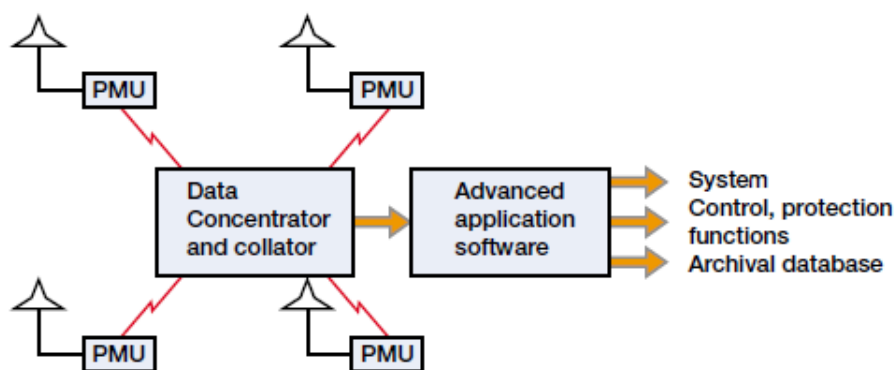


Figura 3.5 - Blocos de um sistema de medição fasorial associado a um sistema de energia [18].

3.6.1. Aplicações em Sistemas de Energia

A tecnologia de medição fasorial sincronizada é relativamente nova, e consequentemente, vários grupos de pesquisa de todo o mundo estão a desenvolver activamente aplicações desta tecnologia. Muitas dessas aplicações serão aplicadas em [18]:

- Monitorização dos sistemas de energia
- Protecção avançada das redes de energia
- Sistemas de controlo avançado

3.6.1.1. Monitorização dos sistemas de energia

Dos elementos mais importantes dos modernos Sistemas de Gestão da Energia, temos a estimação de estado do sistema em função das medições em tempo real, onde o estado do sistema é definido através da recolha em simultâneo de tensões de sequência positiva dos barramentos da rede.

A tecnologia de estimação de estado actualmente em uso foi desenvolvido nos anos 1960, e é baseada em medições que não são sincronizados. Daí resulta a necessidade de cálculo de equações não-lineares, que são resolvidas on-line para estimar o estado de o sistema. Contudo, devido às baixas taxas de leitura e cálculos relativamente lentos, a tecnologia actual é incapaz de fornecer informações sobre o estado dinâmico do sistema de energia.

As medidas fasoriais sincronizadas vêm então proporcionar uma oportunidade completamente nova para relançar o processo de estimação de estado. Com o uso dessa tecnologia, muito da demora inerente à estimativa do estado actual dos sistemas seria removida, e os centros de controlo estariam em posição de avançar com análises de contingência da rede em tempo real.

3.6.1.2. Protecção avançada das redes de energia

Outra categoria de aplicações de medição fasorial sincronizada é o de reforçar a eficácia das protecções do sistema de energia. Envolvendo equipamentos e sistema de protecção, bem como esquemas de acção de reparação. Para que no futuro, as PMUs sejam utilizadas para proporcionar uma protecção diferencial, podendo assim limitar os danos que possam ser causados ao sistema de energia por eventos catastróficos.

3.6.1.3. Sistemas de controlo avançado

A rede eléctrica possui dispositivos controláveis instalados, e esses dispositivos são projectados para actuar segundo funções objectivo optimizadas. Os controladores de hoje dependem de modelos matemáticos para o processo de controlo, da dinâmica sistema e da relação entre as variáveis locais e estado do sistema.

Medições fasoriais sincronizadas oferecem uma oportunidade única de trazer as medições remotas do vector estado do sistema para o controlador e, portanto, remover da malha de controlo a incerteza associada ao modelo matemático.

Assim, o controlador torna-se essencialmente baseado no feedback, ao invés de ser baseado num modelo.

3.7. Conclusões

As grandezas eléctricas utilizadas no processo de estimação de estado são tipicamente os módulos das tensões, as potências activas e reactivas injectadas nos barramentos e os fluxos de potência activa e reactiva que transitam na rede. Estas medidas são efectuadas pelo SCADA e vêm afectadas de um erro.

Com o progresso da tecnologia, começam a aparecer no mercado unidades que permitem a medição dos módulos e ângulos da tensão e corrente, permitindo obter valores que até então não estavam acessíveis antes do processo de estimação de estado. Além disso, essas unidades permitem obter medidas mais precisas.

Com o aparecimento das unidades de medição fasorial (PMUs) os processos de monitorização e controlo dos SEE poderão sofrer melhorias consideráveis.

Capítulo 4

Benefícios, aplicações e desenvolvimentos da tecnologia de PMUs

A medição fasorial sincronizada é uma tecnologia recente (foi desenvolvido perto do fim de 1980 e os primeiros produtos apareceram no mercado no início de 1990), mas desde logo a identificação das possíveis áreas onde aplicações desta tecnologia seria vantajosa, têm despertado grande interesse na comunidade científica.

Embora existam já vários projectos englobando o uso de PMUs em diferentes países, a ampla exploração das suas potencialidades ainda é uma realidade futura.

Entretanto, os operadores dos sistemas eléctricos de energia de vários países têm dado os primeiros passos neste sentido, instalando unidades de medição fasorial em algumas subestações e utilizando os dados emitidos, para finalidades específicas.

Questões que se relacionam com congestionamentos, perturbações e saídas de serviço de elementos das redes eléctricas de energia, têm vindo a enfatizar a necessidade de melhorar a monitorização, protecção e controlo das redes em todo o mundo. Nesse sentido os esforços têm sido focados em soluções que apresentem uma relação custo-eficiência favorável, de modo a melhorar os pontos essenciais do funcionamento de um sistema eléctrico de energia: planeamento, operação, manutenção e transporte de energia.

Os sistemas WAMPAC (*Wide Area Monitoring Protection and Control*) devem assim retirar vantagens dos últimos avanços tecnológicos no que diz respeito a sensores, comunicação, computação, visualização e técnicas algorítmicas. A tecnologia de medição fasorial sincronizada deverá ser um elemento facilitador dos sistemas WAMPAC.

4.1. Benefícios e Aplicações da tecnologia das PMUs [21-23]

4.1.1. Controlo e Monitorização em tempo real

O objectivo principal da monitorização em tempo real é fornecer ao operador o conhecimento on-line das condições do sistema. Este conhecimento aumenta a eficiência operacional do sistema em condições normais e permite ao operador detectar, prever e corrigir atempadamente problemas do sistema em condições anormais.

Actualmente o EMS depende de resultados obtidos a partir do software do Estimador de Estado que utiliza modelos do sistema e dados de telemetria adquiridos através do SCADA para determinar as magnitudes e os ângulos da tensão nos barramentos do sistema.

Com o aparecimento de dispositivos de sincronização de tempo (GPS) introduziu-se a possibilidade da medição directa do estado do sistema através de PMUs. Embora a plena implementação desta tecnologia no sistema, sob o ponto de vista económico, não seja viável no presente, os benefícios podem ser adquiridos através de uma aplicação gradual desses produtos.

Os benefícios das PMUs na monitorização em tempo real do sistema, estão na capacidade de informar não só os operadores que enfrentam problemas nas suas áreas de controlo, mas também os operadores vizinhos de uma rede congestionada. Outra vantagem é a de se observar em tempo real as separações angulares, permitindo corrigir os limites (assumidos em estudos de planeamento ou em estudos *off-line*). O acompanhamento em tempo real permite então a análise e avaliação contínua das condições de funcionamento.

A capacidade das PMUs para obter directamente as diferenças de ângulo permite também aos operadores reduzir as margens de erro, e operar as redes de transmissão mais próximas dos limites de estabilidade, mantendo os níveis de segurança [22].

O impacto directo da operação dos sistemas mais perto de suas margens de segurança está na redução da necessidade de investimento em *upgrades* para as instalações de transmissão existentes [24].

Outra vantagem da maior confiança sobre os limites da estabilidade é a capacidade de melhorar os sistemas de protecção, permitindo que os sistemas de protecção se adaptem às condições conhecidas da rede.

A detecção e análise de todos os modos de oscilações inter-área no sistema poderiam ser utilizadas para melhorar os actuais modelos dinâmicos do sistema. Estes modelos poderiam ser usados para otimizar a localização e regulação dos estabilizadores do sistema.

Podemos referir que os benefícios financeiros da estabilidade da tensão podem ser abordados em duas categorias.

Uma delas relaciona-se com a gestão dos congestionamentos: pois a operação de um sistema tem em conta intervalos de valores de instabilidade de tensão, e o conhecimento dos valores reais, possibilitaria a utilização de limites mais justos em vez dos limites normalmente utilizados (por vezes demasiado conservadores), o que poderia levar a um maior trânsito de potência.

A outra é a prevenção de *blackouts*, que são eventos de baixa probabilidade mas de elevado custo, e neste caso seriam necessários estudos específicos que têm em conta as características da rede.

A instabilidade de tensão é tipicamente manifestada por várias características distintivas: baixa tensão do sistema, perfis pesados de fluxo de reactiva na linha, suporte reactivo inadequado, congestionamento de sistemas de energia.

O colapso de tensão normalmente ocorre de forma abrupta, após um período sintomático que pode durar prazos de alguns segundos a vários minutos. O início do colapso de tensão muitas vezes é precipitado pela baixa probabilidade de contingências simples ou múltipla. Estudar o colapso de tensão requer o uso complementar das técnicas de análise estática e dinâmica. Isto faz com que a monitorização e controlo da estabilidade de tensão com PMUs sejam especialmente adequados, visto que os dispositivos de monitorização actualmente disponíveis são muitas vezes inadequados para controlar este tipo de dinâmicas do sistema.

4.1.2. Estimação de Estado do Sistema Eléctrico de Energia

A Estimação de Estado é hoje em dia amplamente utilizada nos centros de controlo de transmissão e por operadores ISO – *Independent System Operators*, como suplemento das medições efectuadas em tempo real na rede, para fornecer uma monitorização das condições de rede que não são directamente medidas, e fornecer uma melhor estimativa válida e consistente do modelo da rede, para que possa ser usado como ponto de partida para aplicações em tempo real, como análise de contingências, re-despacho, optimização da tensão reactiva e gestão de congestionamentos.

A Estimação de Estado do sistema tem um número funcionalidades com diferentes graus de sucesso de utilização na indústria, tais como detecção de dados inválidos, estimativa de parâmetros e do modelo da rede.

As PMUs têm vindo a ser incluídas no processo de EE em vários projectos, pois a inclusão da PMUs em algoritmos de EE não é numericamente / algoritmicamente difícil e oferece uma série de benefícios possíveis nessa aplicação. Os benefícios mais frequentemente afirmados incluem: maior precisão e robustez de detecção de dados inválidos, disponibilidade de uma solução numérica mais rápida para um problema linear, e disponibilidade de dados directos da rede que podem ser usados para inicializar e melhorar o modelo ou para agregar à solução do EE.

Outro benefício é a possibilidade de uma solução de EE separada usando exclusivamente os dados das PMUs, que levam vantagem pelas maiores taxas de dados.

Diversos investigadores têm explorado essa possibilidade, argumentando que a solução seria "linear", pelo facto as tensões e ângulos de fase serem medidos directamente.

Outra possibilidade é a de usar a infra-estrutura da PMU (comunicações, sistema *master*) para também ter acesso digital compatível com relés de protecção. Podendo fazer com que alguns dados adicionais ficassem disponíveis a partir de relés digitais incorporados nas PMUs, baseados numa alta periodicidade do estimador de estado, e adicionassem assim maior redundância ou reduzissem os custos de implementação, de acordo com os centros já instalados.

Finalmente, abre-se as portas para ter um estimador de estado trifásico ou de três seqüências de fase. Esta possibilidade não foi discutida na literatura. Os potenciais benefícios de tal estimador poderiam ser a monitorização do desequilíbrio de fases - que poderiam ser sintoma de ligações à terra ou de degradação do equipamento.

4.1.3. Gestão em tempo real de congestionamentos

A gestão de congestionamentos é uma função crítica realizada por programas computacionais nos mercados de energia (*day-ahead markets*) e pelo operador da rede (ISO) em tempo real. É uma função importante, porque envolve o despacho (realizado nos mercados para o dia seguinte) e re-despacho (realizado em tempo real nos mercados intra-diários) para satisfazer em tempo real a procura, tendo em conta o factor económico, e sem violar os limites de transmissão.

O objectivo de uma aplicação de gestão em tempo real de congestionamentos é o de manter em tempo real os fluxos das linhas de transmissão e os percursos com capacidade de transferência, através de ajustes no despacho, tendo em conta a forma mais económica de o fazer.

A abordagem tradicional da gestão de congestionamentos em tempo real compara o fluxo real de uma linha ou caminho com a capacidade nominal de transferência dessa mesma linha ou caminho. Esta capacidade nominal é calculada com antecedência, utilizando uma metodologia *off-line*.

Tais cálculos *off-line* são baseados em restrições térmicas e limitações ou restrições de estabilidade de tensão. Os pressupostos utilizados no cálculo *off-line* são frequentemente conservadores donde podem resultar margens excessivas no processo de gestão dos congestionamentos, e assim levar à não utilização de capacidades de transferência, que por sua vez implica perdas de custos de oportunidade no processo de transporte de energia.

Desde que as PMUs começaram a ter a capacidade de fornecer, de forma sincronizada, dados do sistema com alta precisão, que é possível utilizar essas medições para calcular os limites dos caminhos em tempo real e de forma mais precisa, proporcionando assim mais espaço para gerir congestionado linhas e caminhos.

A maior velocidade de varredura e precisão dos dados conseguirá aumentar a velocidade e a qualidade de algoritmos em tempo real e permitirá o cálculo das capacidades de transferência em tempo real, no limite crítico de estabilidade, excedendo em muitos casos as capacidades de transferência nominais calculadas *off-line*. E assim se conseguirá reduzir a necessidade de cortes por congestionamento em tempo real.

4.1.4. *Benchmarking*, validação e aperfeiçoamento dos modelos dos sistemas

O objectivo desta aplicação (verificação do modelo e estimação de parâmetros) é de identificar as incertezas da modelização dos parâmetros do sistema de alimentação (rede, gerador, modelos de carga, etc.) e calcular as estimativas para melhorar essas quantidades.

Em geral, os meios automatizados não estão disponíveis para construir os modelos necessários. Portanto, a construção do modelo do sistema de alimentação, tende a ser trabalhoso, sujeito a julgamentos de engenharia e a erros humanos.

Além disso, quando um erro entrar no banco de dados de modelação é difícil identificar e podem passar despercebidos durante anos.

A implementação de instrumentos de medição fasorial, métodos e aplicações oferece uma forma de melhorar os modelos. Ao fornecer medidas precisas, e sincronizadas no tempo, em vários nós do sistema, abrem-se novas possibilidades de identificação de erros nos dados do sistema de modelização e também de ajuste fino dos modelos do sistema de energia utilizados em toda a indústria para aplicações *on-line* e *off-line* (fluxo de potência, estabilidade, curto-circuito, OPF, avaliação de segurança, gestão de congestionamentos, resposta de frequência, etc.).

No que respeita aos parâmetros de modelos de estado estacionário, os fornecedores EMS desenvolveram algoritmos para identificar erros do modelo e para calcular os valores corrigidos, um processo normalmente conhecido por estimação de parâmetros. A disponibilidade de medições fasoriais precisas pode melhorar o desempenho de algoritmos da estimação usada para identificar e corrigir erros de modelização do estado estacionário (por exemplo: impedâncias, admitâncias e tomadas dos transformadores).

As medições sincronizadas de PMUs podem ser utilizadas para calcular a impedância de linha de transmissão.

O ajuste de parâmetros e modelização dinâmica oscilatória é mais complexa, e geralmente requer uma cuidadosa avaliação da resposta do sistema real a eventos de comutações planeadas ou perturbações.

4.1.5. Análises pós-perturbação

O objectivo das análises pós-perturbações é o de reconstruir a sequência de acontecimentos depois de perturbação ter ocorrido num SEE. Para fazer isso, é necessário reconstruir e estudar a os acontecimentos guardados nos vários sistemas de recolha de dados dispersos por toda a rede.

Esses equipamentos têm sido utilizados pela indústria durante muitos anos. No entanto, estes não são sincronizados, fazendo com que o trabalho de compreensão e de reconstrução de um cronograma dos acontecimentos seja muito difícil e demorado.

Os sistemas GPS têm então sido utilizados recentemente como uma fonte de tempo universal para uma nova geração de colectores de dados, que incluem as PMUs. A implantação desses dispositivos trarão grandes vantagens para as análises pós-perturbações, e no que diz respeito a questões de implementação técnica, sabe-se que a sua implementação não necessita de cumprir rigorosos requisitos, no que diz respeito a redes de transmissão desses dados, visto que não serão dados para aplicações em tempo real, o que permite que os atrasos sejam tolerados, já que os dados podem ser armazenados em subestações e recuperados a partir de uma instalação central num horário regular quando necessário. Para apoiar a análise, a indústria precisa para desenvolver software inteligente que ajude o ser humano a filtrar a vasta quantidade de dados, seleccionando as informações essenciais.

4.1.6. Restituição do sistema de energia

Durante a restituição de energia, os operadores do sistema, muitas vezes podem encontrar uma diferença de ângulo de fase excessivamente elevada entre um disjuntor que liga duas subestações adjacentes. Fechar um disjuntor com uma grande diferença de fases, pode causar danos graves no equipamento, e possivelmente, levar ao retorno da interrupção do sistema. As PMUs são ideais para o acompanhamento *on-line* de ângulos e, portanto, podem ser úteis para o operador durante a restituição de energia.

Para um operador que trabalha sob pressão para restabelecer a rede, a monitorização baseada nos ângulos da fase medidos através das PMUs pode ser uma ferramenta valiosa. As PMUs podem ajudar a reduzir o tempo necessário durante o processo de restituição.

4.1.7. Aplicações de controlo e protecção da geração distribuída

As projecções do crescimento da capacidade anual de geração apontam para uma grande fatia dessa produção proveniente de geração distribuída. As tendências de preços, a abertura da competição no fornecimento de electricidade, o negócio de retalho e a comodidade de ter os recursos de geração próxima dos centros de carga têm conduzido à proliferação das tecnologias de geração distribuída. A tecnologia das PMUs parece ser muito promissora na monitorização da geração distribuída e micro-geração. No entanto um design *low-cost* pode precisar de ser desenvolvido para maior penetração desta tecnologia na área.

4.1.8. Monitorização de sobrecargas e avaliação dinâmica

Há uma variedade de sensores/aparelhos e sistemas de *software* que permitem monitorizar os equipamentos de energia. A utilização das PMUs pode oferecer algum grau de vigilância com um baixo tempo de medição.

Embora os sistemas baseados em PMUs para a monitorização de sobrecarga e avaliação dinâmica não possam combinar as características oferecidas pelos sistemas de equipamentos de monitorização existentes, uma vantagem é de que as PMUs podem ser usadas para outros fins.

Por enquanto a única aplicação disponível no mercado com base em PMUs é o acompanhamento das linhas aéreas. Com PMUs em ambas as extremidades de uma linha, as medidas resultantes permitem o cálculo da impedância da linha em tempo real. O uso directo desta situação é para estimar a temperatura média ao longo do comprimento do condutor. Este método, no entanto, não fornece informações sobre os pontos mais quentes, vãos críticos ou a flecha condutor.

4.1.9. Protecção Adaptativa

Usando a medição fasorial sincronizada, determinados relés e esquemas de protecção poderão ser feitos para se adaptarem às condições do sistema vigente, aumentando assim seu desempenho.

Os sistemas convencionais de protecção respondem às falhas ou eventos anormais de uma forma fixa e predefinida. Esta forma predefinida, consubstanciada nas características dos relés, baseia-se em certas suposições feitas sobre o sistema de energia. A "afinação adaptativa" aceita que os relés possam precisar de mudar as suas características para atender as condições do sistema vigente. Com o advento dos relés digitais o conceito de responder às mudanças no sistema assumiu uma nova dimensão.

Os relés digitais têm duas importantes características que os tornam vitais para o conceito de afinação adaptativa: as suas funções são determinadas através de um *software*; têm uma capacidade de comunicação. Estas funções permitem que se possa alterar as características de resposta dos relés, tendo em conta o *software* de supervisão de nível superior, que estará sob o comando do centro de controlo remoto ou em resposta a medidas de controlo remoto.

A "afinação adaptativa" com relés digitais foi introduzida em grande escala em 1987. Uma das forças motrizes que levou à introdução da "afinação adaptativa" foi a mudança no sector de energia onde as margens de operação foram sendo reduzidas, devido às restrições ambientais e económicas, e também devido ao ênfase na operação para obter vantagens económicas. Por conseguinte, a tradicional filosofia de desempenho e design da protecção e controlo tem vindo a ser repensada.

A aplicação das medidas de PMUs para protecção adaptativa tem vindo a ser pesquisado e investigado, para melhorar o equilíbrio entre a segurança e fiabilidade em função condições do sistema.

Uma outra aplicação futura é a de usar PMUs para medir a impedância da linha de forma a localizar avarias. A impedância de linha é um contributo essencial para a localização exacta de falhas. As PMUs podem também assim ser utilizadas para o cálculo directo utilizando dados de ambas as extremidades da linha de transmissão.

4.1.10. Separação planeada do sistema de energia

A utilização directa de dados vindos das PMUs pode dar melhor desempenho ao sistema, em relação aos métodos actuais, para a separação planeada do sistema.

A separação prevista de um sistema de energia em segmentos diferentes - ilhas - é a acção de último recurso quando o sistema de energia está a passar por uma oscilação instável electromecânica, sendo uma separação é inevitável. Nestas circunstâncias, é desejável criar ilhas e separá-las da rede de forma planeada, e religa-las com a rede mais tarde, quando as condições para tal acção forem favoráveis.

Idealmente, cada ilha deve ter a geração e a carga em equilíbrio, embora na prática isso nem sempre aconteça. Algumas operações adicionais de controlo, tais como saídas de serviço de geradores e cortes de carga, podem ser necessárias para alcançar esse equilíbrio.

É importante notar as acções a realizar, tendo em conta cenários pré-calculados que dependerão do comportamento actual do sistema: níveis de carga, topologia, paralisações planeadas ou não, etc.

Em muitas situações práticas as condições do sistema vigente são bastante diferentes daquelas em que as configurações sistema de protecção se baseiam. Consequentemente, muitas vezes, o desempenho desses sistemas de protecção não é o ideal, e em alguns casos é inadequado, para o estado do sistema existente - o que poderia tornar uma situação má ainda pior.

O uso de medidas de PMUs em vez de cenários pré-calculados irá melhorar um sistema de separação planeada em duas áreas principais:

- (1) Numa situação onde um sistema de energia caminha para um estado instável, os grupos de geradores onde se verifica perda de estabilidade iminente seriam reconhecidos com maior precisão, através de medidas em tempo real,
- (2) Os limites de “ilhamento” podem ser determinados de acordo com as condições dinâmicas prevalentes no sistema.

4.2. Desenvolvimentos e projectos da tecnologia das PMUs

Actualmente já vários países apresentam estudos e relatos de implementações que visam desenvolver as potencialidades dos sistemas de medição fasorial. Alguns deles têm já sistemas desses instalados nas suas redes. No entanto os níveis de desenvolvimento destes projectos não são os mesmos, nem o tipo de implementações.

Neste capítulo serão abordados alguns dos mais importantes projectos e experiências que têm sido levados a cabo em vários países [25-26].

4.2.1. Estados Unidos

O sistema eléctrico norte-americano é coordenado por diferentes ISO (*Independent System Operator*), e é constituído por vários subsistemas.

Até então, o maior número de registos e as mais diversas experiências utilizando PMUs deram-se neste país.

A origem dos factores que motivam o interesse pelas informações fornecidas por sistemas de medição fasorial reside no processo de desverticalização e passagem para mercados concorrenciais pelo qual o sistema norte-americano tem passado. Ao longo dos últimos anos, as incertezas geradas por esta transição têm se reflectido em vários aspectos, tais como: dificuldades na expansão dos sistemas de transmissão e sobrecarga das linhas, aumento do número de produtores independentes (tendência à geração distribuída) e um crescente grau de interdependência dos sistemas.

A conjugação de todos estes factores resulta em um aumento significativo da complexidade operativa dos sistemas de energia eléctrica, levando à necessidade de desenvolvimento de novas ferramentas para a monitorização dos mesmos [27].

4.2.1.1. O Projecto WAMS

No final do ano de 1989, as empresas BPA (*Bonville Power Administration*) e WAPA (*Western Area Power Administration*) juntaram-se ao departamento norte-americano de energia e deram arranque à primeira etapa do projecto WAMS (*Wide Area Measurement System*), onde o objectivo inicial era determinar as necessidades futuras no que diz respeito à operação dos sistemas eléctricos em ambientes de mercados abertos e competitivos [25].

O trabalho desenvolvido apontou para o facto de um mercado de energia eléctrica sob competição, impor um cenário de maior incerteza às empresas, e uma forma de responder às exigências futuras seria através de melhorias efectuadas nos instrumentos utilizados para o controlo e operação dos sistemas, para que estes pudessem obter medidas mais amplas do sistema eléctrico, que conseguissem fornecer um conhecimento sólido das características e comportamento do mesmo.

4.2.1.2. O Sistema SCE (Southern California Edison Co.)

O sistema eléctrico administrado pela SCE (*Southern California Edison Co.*) compreende uma grande parte da área englobada pelo WECC (*Western Electric Coordinate Council*) que, por sua vez, se estende por toda a costa oeste Americana e do norte do México ao sul do Canadá.

A topologia deste sistema caracteriza-se pela presença de longas linhas de transmissão, e a ocorrência de oscilações inter-áreas é uma das principais preocupações.

Assim, os desenvolvimentos das aplicações têm-se baseado na análise posterior de registos fasoriais, que são reunidos e armazenados pelo concentrador de dados do sistema de medição fasorial. Embora os registos também sejam feitos enquanto o sistema funciona no seu estado de operação normal, é durante a ocorrência de eventos que se têm obtido as informações mais significativas.

O SCE tem também concentrado os esforços no desenvolvimento de aplicações ligadas à monitorização do sistema, desde o desempenho do sistema de controlo dos geradores, ao comportamento da carga em determinadas áreas e à estabilidade do sistema como um conjunto de subsistemas.

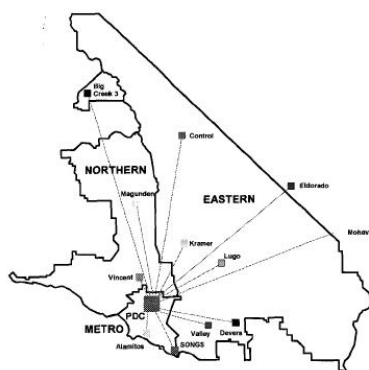


Figura 4.1 - Unidades de Medição Fasorial instaladas no sistema SCE comunicando a PDC na “SCE Grid Control Center” [27].

4.2.1.3. O Sistema BPA (Bonneville Power Administration)

O sistema eléctrico administrado pela BPA (Bonneville Power Administration) apresenta características bastante similares ao da SCE, com extensas linhas de transmissão, onde são registadas as ocorrências de oscilações inter-áreas.

O desenvolvimento da tecnologia de medição na BPA é contemporâneo ao desenvolvimento das primeiras PMUs, pois foi este o sistema utilizado como área de testes para a instalação dos primeiros protótipos desenvolvidos na *Virginia Tech* em 1986.

A BPA tem procurado, no desenvolvimento das tecnologias de medições do sistema eléctrico, lidar com os anseios frequentemente associados aos cenários dos actuais mercados de energia, onde se procura solucionar problemas relacionados com o aprimoramento dos processos de planeamento, operação e controlo dos sistemas, bem como determinação em tempo real das capacidades de transmissão das linhas.

4.2.2. França

De forma inversa à maioria dos países europeus, o sistema eléctrico Francês segue um modelo vertical. Embora seja sujeito a uma regulação e operação do sistema externos, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia são controlados maioritariamente pela companhia EDF (*Electricité de France*).

Assim como todos os sistemas eléctricos de grande dimensão, o sistema Francês também conta com esquemas especiais que visam evitar situações de colapso, ou mediante a ocorrência de uma situação dessas, tentam impedir que tais situações se disseminem e provoquem um *blackout*.

Até o início dos anos 90, os procedimentos tomados diante de uma situação de perda de sincronismo consistiam no isolamento da zona onde se verificava a ocorrência, de modo a evitar a propagação da perturbação. Este esquema, chamado Plano de Defesa, era normalmente implementado através de dispositivos automáticos locais, responsáveis por detectar situações de perda de sincronismo e isolar a região afectada do resto do sistema.

Entretanto, diante da crescente sobrecarga imposta às redes de transmissão, constatou-se que tais dispositivos não manteriam a sua eficiência e, a partir de então, passou-se a considerar a necessidade de implantação de um novo esquema de protecção contra o fenómeno.

Iniciaram-se então, estudos com o intuito de desenvolver um equipamento capaz de realizar medições de ângulos de grandezas como tensões e correntes. A bibliografia existente refere-se ao equipamento desenvolvido como um “medidor de fase”, embora as características enumeradas a respeito do mesmo o identifiquem com uma PMU [28] [29].

Quando as primeiras unidades de medição fasorial foram desenvolvidas, a EDF iniciou a implementação do chamado Plano Coordenado de Defesa contra Instabilidade Transitória.

Inicialmente através de um protótipo, instalaram-se cinco PMUs, conectadas a um centro de aquisição e tratamento dos dados, através de linhas dedicadas de comunicação. A partir desta primeira experiência, foram realizados testes que confirmaram a efectividade do Plano de Defesa para a finalidade pretendida. Além disto, aproveitando a disponibilidade dos dados

reunidos pelo centro de processamento, implementou-se um sistema de monitorização e registo de perturbações [28].

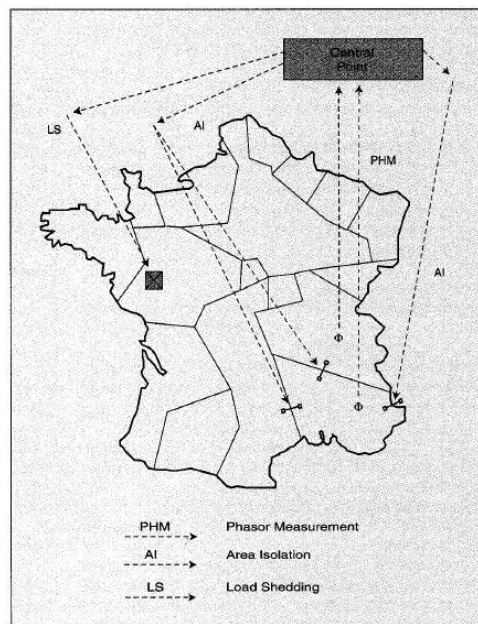


Figura 4.2 – Princípios do Plano Coordenado de Defesa [29].

4.2.3. Países Nórdicos

Os operadores da transmissão dos países nórdicos, estabeleceram entre si um vínculo de cooperação, constituído através do sistema Nordel. Por meio do fornecimento e troca de subsídios técnicos, esta organização tem como principal objectivo criar condições para a operação eficiente e harmónica do mercado comum de energia entre os países componentes, visando o seu constante desenvolvimento.

A sua estrutura de rede caracteriza-se por apresentar linhas extensas, compensadas por baterias de condensadores. Onde as directrizes energéticas de cada um dos países se distanciam: a Dinamarca tem parte importante da sua geração proveniente de fontes eólicas, a Noruega baseia-se em centrais hidroeléctricas e a Suécia em fontes nucleares.

Com o intuito de antecipar dificuldades futuras, foi apresentado um estudo que tinha como objectivo verificar a aplicabilidade das tecnologias do projecto WAMS na realidade do cenário nórdico. Deste modo o estudo ELFORSK [25], apontou a possibilidade de se desenvolverem esquemas de protecção mais eficientes, com vista a aumentar a capacidade de transferência da potência nas linhas.

A partir de uma análise mais aprofundada, observou-se que a utilização de medições fasoriais sincronizadas encontra aplicabilidade tanto em ferramentas de análise *off-line* quanto em aplicações em tempo real.

No que se refere ao acesso dos dados *off-line*, as medições realizadas pelas PMUs são de grande interesse para a análise de perturbações, na medida em que acompanham a evolução de grandezas como tensões e correntes complexas em pontos estratégicos de subestações, geradores e cargas. A monitorização de perturbações em subestações torna-se útil no

fornecimento de dados que possam ser utilizados como referência no ajuste dos modelos dinâmicos adoptados para o sistema.

Quanto a aplicações em tempo real, a utilização de um fluxo de dados fasoriais enviados continuamente também é vista com interesse. Com base nestas medições, poderiam ser desenvolvidos sistemas de monitorização em tempo real, que dariam suporte a esquemas especiais de protecção, bem como ao processo de restauração do sistema, quando da ocorrência de eventos com perda de carga ou geração. Além disto, a partir deste fluxo contínuo de dados se poderia monitorizar os modos de oscilação existentes entre as grandes linhas de interligação do sistema, especialmente as que fazem uso de compensação série.

4.2.4. Brasil

Seguindo a tendência mundial, que caminha na direcção do estabelecimento de mercados energéticos sob competição, este sector passou por um processo de desverticalização. Actualmente o sistema eléctrico estrutura-se de modo desverticalizado, em que vários agentes de geração, transmissão e distribuição operam segundo as determinações do Operador Independente (ONS – Operador Nacional do Sistema) e de acordo com as normas previstas pelo agente regulador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Eléctrica).

Dentre as funções do ONS, destaca-se a coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia eléctrica nos sistemas interligados brasileiros. Procura-se, com isto, manter e melhorar os índices de qualidade e fiabilidade da energia eléctrica oferecida aos consumidores.

Para atingir este objectivo, o operador realiza uma ampla série de actividades, muitas destas envolvendo estudos sobre o desempenho dinâmico do sistema, nos quais estão baseados o planeamento eléctrico de curto e médio prazos. Quanto mais seguras e consistentes forem as informações provenientes destes estudos mais eficientes serão as implementações de esquemas de protecção e controle, e maior a garantia de validade dos modelos desenvolvidos para os elementos do sistema, tornando os estudos de análise de perturbações mais fiáveis.

Este contexto, apresenta ao Operador Independente a responsabilidade de operar e gerir um sistema eléctrico de crescente complexidade. Tem assim surgido interesse pelo desenvolvimento e uso de sistemas de medição fasorial, para fins de registo de perturbações e estudos *off-line*.

4.3. Conclusões

Apesar da tecnologia de medição fasorial sincronizada ser recente, a identificação das possíveis áreas onde a aplicação desta tecnologia será vantajosa, está já em curso.

O interesse da comunidade científica e dos países na investigação das possíveis aplicações desta tecnologia está a ser levado a cabo um pouco por todo o mundo, existindo já vários projectos que englobam o uso de PMUs.

A necessidade de manter os SEE com níveis de segurança e fiabilidade cada vez mais exigentes, levam a que esta tecnologia, devido às suas peculiares capacidades, seja vista com

uma tecnologia que pode trazer grandes vantagens e fortes potencialidades aos sistemas de monitorização e controlo dos SEE.

Embora a ampla exploração das suas potencialidades ainda seja uma realidade futura, os operadores dos sistemas eléctricos de energia de vários países têm dado os primeiros passos neste sentido, instalando unidades de medição fasorial em algumas subestações e utilizando os dados emitidos, para finalidades específicas.

Capítulo 5

Testes e Resultados Computacionais

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados obtidos pelo algoritmo de estimação de estado estático implementado. Este algoritmo, baseado no método dos mínimos quadrados ponderados (WLS), foi programado no software MATLAB®.

As análises serão focadas no desempenho do algoritmo quando consideradas medições adicionais efectuadas por PMUs, para além das habituais medições efectuadas pelo SCADA.

As redes que servirão como base de estudo, serão as redes IEEE de 14 e 30 barramentos (os dados destes sistemas são apresentados no ANEXO A).

O algoritmo implementado parte dos valores das redes IEEE de 14 e 30 barramentos, através de um ficheiro denominado “Ybus.m”, que possui a informação das tensões (ângulos e módulos) nos barramentos e da matriz admitância da rede. Este ficheiro foi obtido através da introdução dos valores das redes em estudo, no software POWER WORLD®.

5.1. Características de Simulação

As simulações foram efectuadas partindo do pressuposto que o sistema se encontrava em condições normais de funcionamento e tendo em conta um regime estático.

Os estudos efectuados assumem que as cargas nos barramentos são constantes.

5.2. Esquema de simulação

O processo de estudo do desempenho do algoritmo de estimação de estado obedeceu a uma série de processos. A sequência dos processos utilizados está descrita na Figura 5.1.

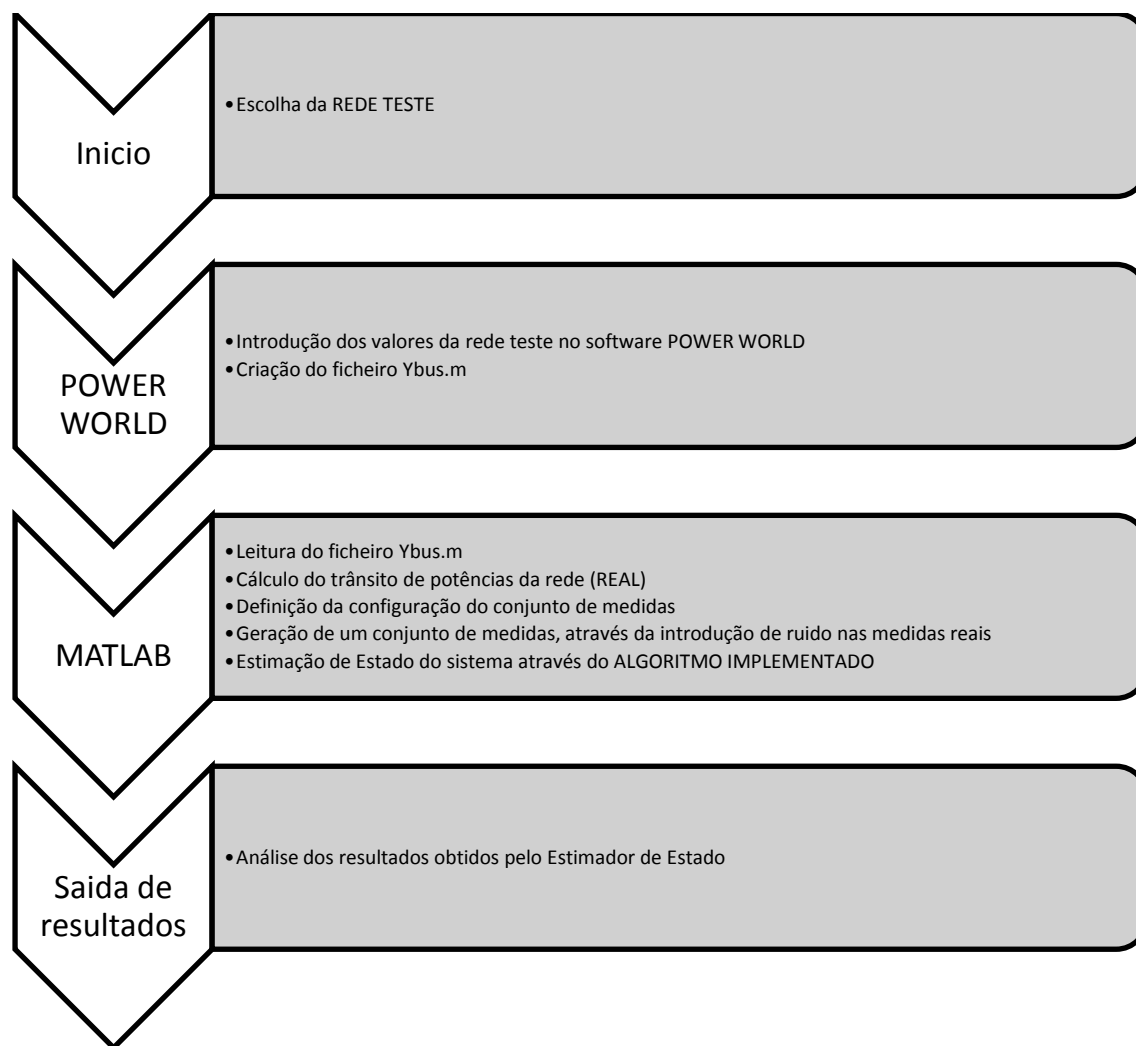


Figura 5.1 – Sequência dos processos implementados.

5.2.1. Geração de Medidas

Nas várias simulações efectuadas, foram utilizados diferentes conjuntos de medidas. Esses conjuntos de medidas estão afectados de erros, no sentido de simularem os erros dos quais as medidas são afectadas na cadeia de medição.

Os conjuntos de medidas foram seleccionados de forma a garantir a observabilidade das redes em estudo. Caso contrário, poderia verificar-se uma matriz ganho singular ou mal condicionada, e nesse caso a sua inversão não seria possível, ocorrendo um erro e consequente interrupção do processo de estimação de estado.

No sentido de simular condições próximas da realidade, os conjuntos de medidas utilizadas foram obtidos através da adição ao seu valor real, de um erro gaussiano de média zero e desvio padrão definido para cada tipo de medida.

Para limitar as simulações efectuadas a simulações sem a ocorrência de erros grosseiros, limitou-se a geração dos erros aleatórios das medidas a um conjunto aleatório de distribuição normal, compreendido entre:

$$[+3\sigma; -3\sigma]$$

onde:

$\sigma \rightarrow$ representa o desvio padrão

A tabela 5.1 especifica o desvio padrão do erro para cada uma das medidas, onde se pretende simular o ruído que contamina cada uma das medidas que chegam ao centro de controlo:

Tabela 5.1 — Desvios padrões das medidas.

Desvios das medições			
Fluxos de Potência	Potências Injectadas	Magnitudes de Tensão	Medidas das PMUs
0,008	0,01	0,004	0,0001

O ruído das medidas foi gerado através da função “randn” do software MATLAB®. Para cada teste foram efectuadas 100 estimações de estado distintas, e em cada estimacão foram gerados novamente os ruídos das medidas, seguindo a forma de simulação de Monte Carlo.

Os resultados da estimacão de estado correspondem à média dos resultados dessas 100 simulações.

As figuras 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 mostram a distribuição dos erros após 100 ciclos de geração, confirmando que desta forma se consegue obter uma distribuição gaussiana do erro das medidas.

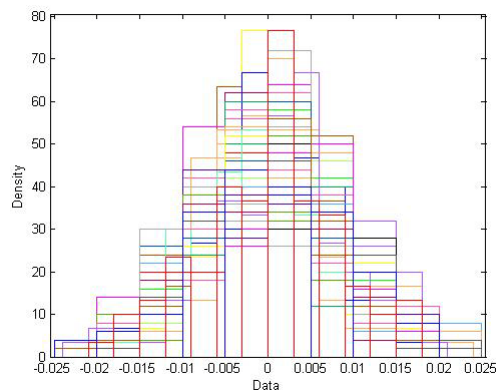


Figura 5.2 – Distribuição dos erros das medidas de fluxos de potência.

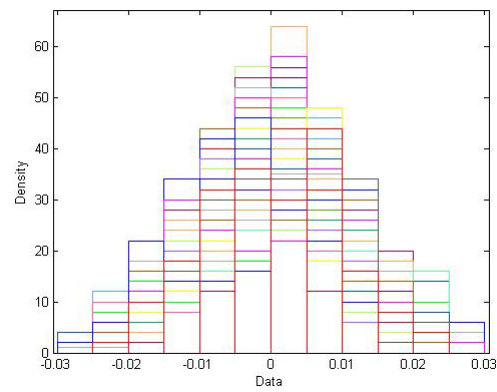


Figura 5.3 – Distribuição dos erros das medidas de potência injectada.

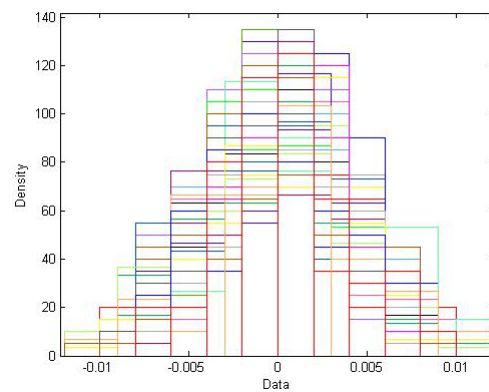


Figura 5.4 – Distribuição dos erros das medidas de tensão medidas pelo SCADA.

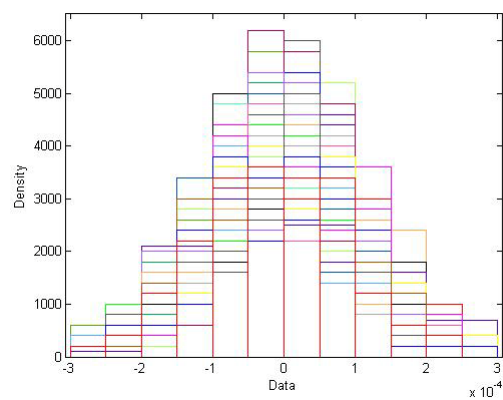


Figura 5.5 – Distribuição dos erros das medidas efectuadas pelas PMUs.

5.2.2. Algoritmo implementado

O algoritmo implementado no processo de estimação de estado, encontra-se esquematizado na figura 2.9. A programação deste algoritmo em ambiente MATLAB® foi construída seguindo os passos descritos na figura 5.6.

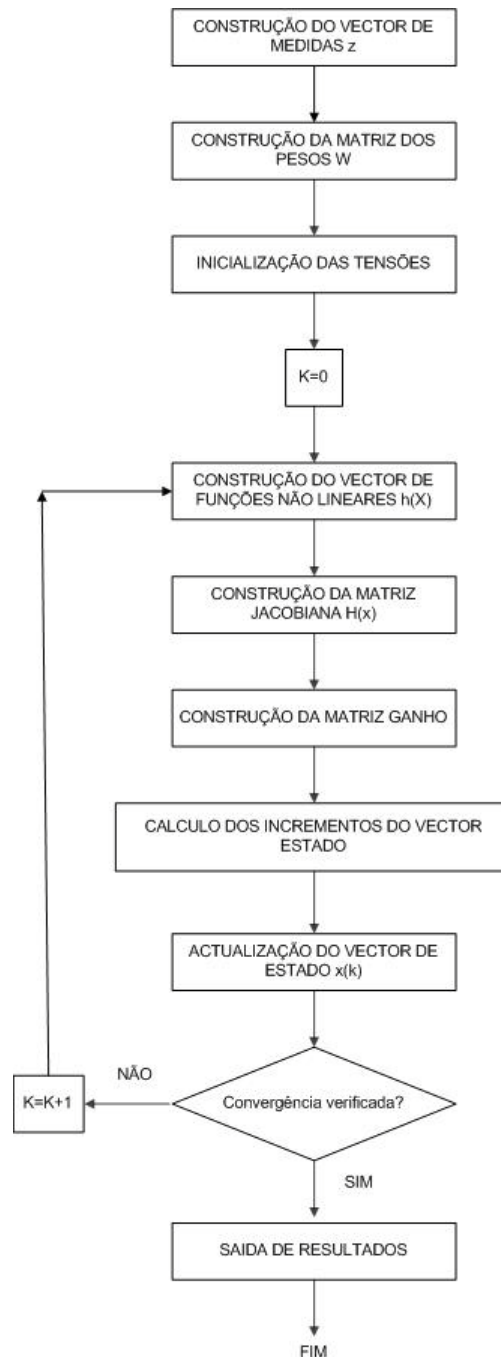


Figura 5.6 – Algoritmo de estimação de estado implementado em MATLAB®.

5.2.3. Parâmetros em análise

A análise dos algoritmos implementados, tem em conta os seguintes aspectos que estarão na base da avaliação do desempenho do estimador de estado:

- Valor da função objectivo: Corresponde ao valor de $J(x)$ final;
- Número de iterações: Número de vezes que o ciclo de estimação tem de ser efectuado;
- Tempo de processamento: Tempo necessário para que se completem todos os ciclos de estimação e se verifique a convergência. O factor de convergência utilizado foi de 0,001 para os módulos e fases das tensões;
- Resíduo: Corresponde ao módulo do erro das grandezas medidas ($z-h(x)$);
- Erro: Corresponde ao módulo da diferença entre os resultados finais da estimação e os resultados reais.

5.3. Estudo da rede de teste IEEE 14 Barramentos

O estudo, relativo à utilização do estimador estático baseado no método dos mínimos quadrados numa rede de 14 barramentos, foi efectuado tendo em conta várias configurações de medida.

A implementação de diferentes configurações de medida, pretende possibilitar o estudo do desempenho do algoritmo. Desta forma, mediante as várias configurações, foram analisados diferentes indicadores do desempenho do algoritmo.

Um resumo das configurações de medidas usadas para a rede de 14 barramentos, encontra-se especificado na tabela 5.2.

Tabela 5.2 — Resumo das configurações de medida utilizadas nos testes da rede 14 barramentos.

MEDIDAS DO SCADA				MEDIDAS DAS PMUs				
Configuração de medida	Módulo da Tensão	Potências Injectadas	Fluxos de Potências	Módulo da Tensão	Ângulos da Tensão	Redundância	% medidas do SCADA	% medidas das PMUs
CF1	8	16	24	0	0	1,7	100	0
CF2	11	22	30	0	0	2,3	100	0
CF1.1	8	12	24	2	2	1,7	92	8
CF1.2	4	4	20	10	10	1,7	58	42
CF2.1	11	22	30	3	3	2,5	91	9
CF2.2	7	16	24	10	10	2,4	70	30

Pela tabela 5.2, verifica-se que existem configurações com valores de redundância de 1,7 e 2,3. As configurações com redundância idêntica, diferem entre si pela percentagem de utilização de PMUs.

5.3.1. Configurações com diferentes redundâncias

Com este teste pretende-se analisar o comportamento do estimador de estado na rede de 14 barramentos, para configurações com diferentes redundâncias.

A tabela 5.3 e tabela 5.4 especificam a quantidade de medidas que foram utilizadas nas configurações 1 e 2.

Tabela 5.3 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 1.

CONFIGURAÇÃO 1	Tipo de Medidas		Nº de Medidas
	Potência activa	P _{ij}	12
		P _i	8
		Total	20
	Potência reactiva	Q _{ij}	12
		Q _i	8
		Total	20
	Tensão (SCADA)	V _i	8
	Total		48
	Nº de barramentos		14
	Redundância		1,7

Tabela 5.4 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 2.

CONFIGURAÇÃO 2	Tipo de Medidas		Nº de Medidas
	Potência activa	P _{ij}	15
		P _i	11
		Total	26
	Potência reactiva	Q _{ij}	15
		Q _i	11
		Total	26
	Tensão (SCADA)	V _i	11
	Total		63
	Nº de barramentos		14
	Redundância		2,3

O conjunto de medidas correspondentes à configuração 1 é:

- Tensões nos barramentos: 1, 2, 3, 4, 9, 11, 12 e 13;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 9 e 10;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas: 1-2, 1-5, 2-4, 2-5, 6-11, 6-13, 7-8, 7-9, 9-10, 10-11, 12-13 e 13-14.

O conjunto de medidas correspondentes à configuração 2 é:

- Tensões nos barramentos: 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11, 12, 13 e 14;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas: 1-2, 1-5, 2-3, 2-4, 2-5, 6-11, 6-12, 6-13, 7-8, 7-9, 9-10, 9-14, 10-11, 12-13 e 13-14.

5.3.1.1. Resultados - CF1

Tabela 5.5 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
0	-	-	-
-0,0869	-0,0870	2,31E-08	1,09E-04
-0,2220	-0,2222	2,45E-08	2,20E-04
-0,1803	-0,1806	3,14E-08	2,79E-04
-0,1532	-0,1534	3,34E-08	1,31E-04
-0,2482	-0,2473	8,60E-08	9,01E-04
-0,2334	-0,2331	5,63E-08	2,73E-04
-0,2332	-0,2329	5,72E-08	3,14E-04
-0,2608	-0,2602	6,43E-08	5,66E-04
-0,2635	-0,2630	6,63E-08	5,33E-04
-0,2581	-0,2572	7,50E-08	9,55E-04
-0,2630	-0,2617	1,23E-07	1,34E-03
-0,2646	-0,2638	9,87E-08	7,66E-04
-0,2800	-0,2791	1,04E-07	8,16E-04

Tabela 5.6 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
1,0600	1,0598	-1,83E-08	2,46E-04
1,0450	1,0447	-1,18E-09	3,07E-04
1,0100	1,0094	2,19E-08	6,37E-04
1,0190	1,0189	2,91E-08	1,29E-04
1,0200	1,0199	1,76E-08	1,29E-04
1,0700	1,0700	-4,81E-09	1,02E-05
1,0620	1,0618	6,82E-09	1,94E-04
1,0900	1,0896	2,56E-09	3,64E-04
1,0560	1,0559	1,03E-09	1,48E-04
1,0510	1,0509	-1,18E-09	1,06E-04
1,0570	1,0572	-5,80E-09	1,95E-04
1,0550	1,0549	-2,36E-09	1,03E-04
1,0500	1,0502	-4,34E-09	2,22E-04
1,0360	1,0361	-4,13E-09	1,26E-04

Tabela 5.7 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.

F.O.	Nº iter	tempo
20,4	4	0,161

5.3.1.2. Resultados – CF2

Tabela 5.8 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
0	-	-	-
-0,0869	-0,0869	1,40E-07	3,68E-06
-0,2220	-0,2215	2,31E-07	4,78E-04
-0,1803	-0,1806	2,15E-07	2,62E-04
-0,1532	-0,1536	1,96E-07	3,17E-04
-0,2482	-0,2494	3,43E-07	1,25E-03
-0,2334	-0,2339	3,02E-07	5,89E-04
-0,2332	-0,2337	3,14E-07	5,13E-04
-0,2608	-0,2616	3,25E-07	8,42E-04
-0,2635	-0,2647	3,37E-07	1,12E-03
-0,2581	-0,2597	3,52E-07	1,55E-03
-0,2630	-0,2644	3,83E-07	1,37E-03
-0,2646	-0,2657	3,74E-07	1,09E-03
-0,2800	-0,2812	3,56E-07	1,30E-03

Tabela 5.9 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
1,0600	1,0603	1,09E-07	3,41E-04
1,0450	1,0452	1,51E-07	2,21E-04
1,0100	1,0107	2,20E-07	6,92E-04
1,0190	1,0195	1,93E-07	4,77E-04
1,0200	1,0205	1,78E-07	4,98E-04
1,0700	1,0701	1,55E-07	1,01E-04
1,0620	1,0623	1,95E-07	3,44E-04
1,0900	1,0904	1,89E-07	4,07E-04
1,0560	1,0564	1,84E-07	4,05E-04
1,0510	1,0512	1,81E-07	2,24E-04
1,0570	1,0573	1,67E-07	3,17E-04
1,0550	1,0548	1,31E-07	1,54E-04
1,0500	1,0503	1,59E-07	3,44E-04
1,0360	1,0359	1,58E-07	1,20E-04

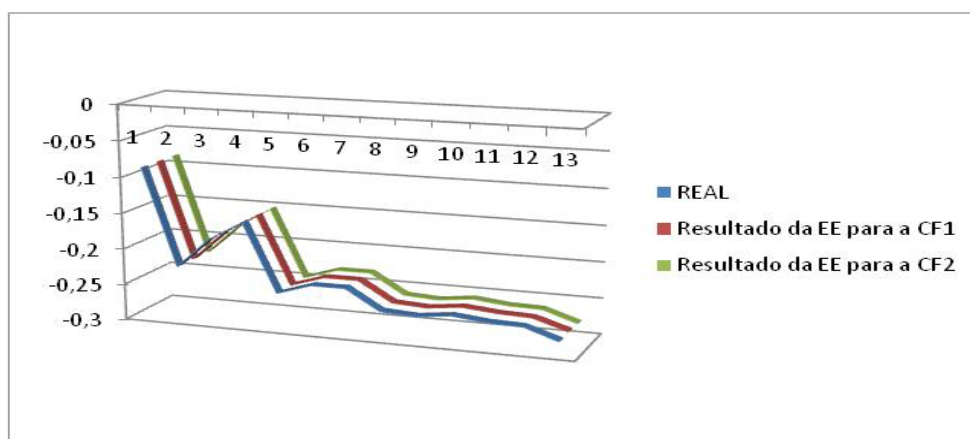
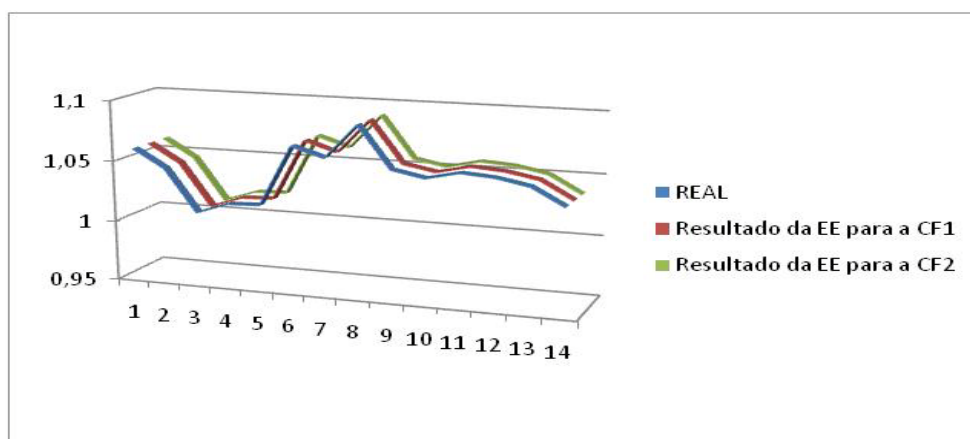
Tabela 5.10 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.

F.O.	Nº iter	tempo
30,8	4	0,166

5.3.1.2.1. Análise de Resultados de CF1 e CF2

Analisando os resultados da estimação de estado com a configuração 1 e a configuração 2, verifica-se que os valores finais são muito idênticos e que estão muito próximos dos resultados reais.

Conclui-se portanto que embora as redundâncias das duas configurações sejam diferentes, nesta rede em particular, o aumento da redundância não significou uma melhoria nos resultados finais da estimação.

**Figura 5.7** – Valores dos ângulos da rede de 14 barramento, reais e estimados com a CF1 e CF2.**Figura 5.8** – Valores das tensões da rede de 14 barramento, reais e estimadas com a CF1 e CF2.

No que diz respeito aos indicadores de “tempo de processamento” e “número de iterações”, estes permanecem muito idênticos, embora no indicador “função objectivo”, existam diferenças entre o resultado obtido com a CF1 e CF2. Essa diferença é explicada pelo acréscimo de medidas que a configuração 2 teve em relação à configuração 1.

5.3.2. Introdução de medidas de PMUs provenientes de um único barramento

Pretende-se com este teste verificar qual o comportamento do algoritmo de estimação de estado com a introdução de medidas de PMUs, e comparar com as situações onde não há introdução de qualquer tipo de unidades de medição fasorial.

Neste teste, o ponto de partida é a configuração 1 ou 2. Mediante cada uma dessas configurações, as simulações terão em conta que será acrescentada uma PMU. Essa PMU será incluída num barramento, onde efectuará a medição do módulo e ângulo de tensão.

A simulação será feita com a PMU a percorrer todos os barramentos.

Tabela 5.11 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.

F.O.	Nº iter	tempo
20,4	4	0,161

Tabela 5.12 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1 e uma PMU num determinado nó.

	F.O.	Nº iter	tempo
PMU nó 1	23,3	4	0,151
PMU nó 2	19,9	4	0,145
PMU nó 3	25,4	4	0,149
PMU nó 4	21,4	4	0,150
PMU nó 5	21,0	4	0,148
PMU nó 6	21,2	4	0,148
PMU nó 7	21,0	4	0,145
PMU nó 8	23,8	4	0,144
PMU nó 9	23,7	4	0,147
PMU nó 10	21,3	4	0,144
PMU nó 11	26,4	4	0,145
PMU nó 12	18,2	4	0,144
PMU nó 13	23,3	4	0,145
PMU nó 14	20,0	4	0,144

Analisando a tabela 5.10, tabela 5.11 e tabela 5.12, verifica-se que o acréscimo de uma PMU à configuração de medidas 1, leva a uma diminuição de tempo de processamento do algoritmo de estimação de estado, quando comparado com a situação em que não existe PMU. No entanto essa redução de tempo é pouco significativa, e verifica-se que em certas situações a redução do tempo contrasta com o aumento do valor da função objectivo.

Mostra-se necessário verificar qual o comportamento do estimador de estado se à configuração 1 for adicionada um numero mais relevante de medidas de PMUs.

Tabela 5.13 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.

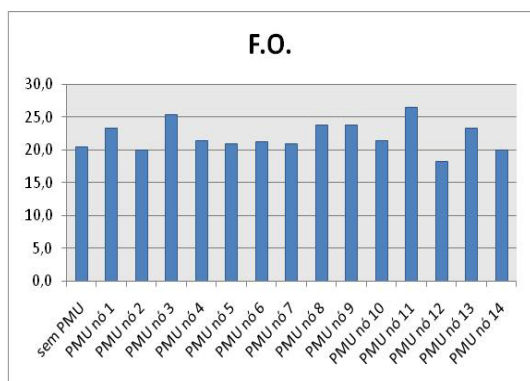
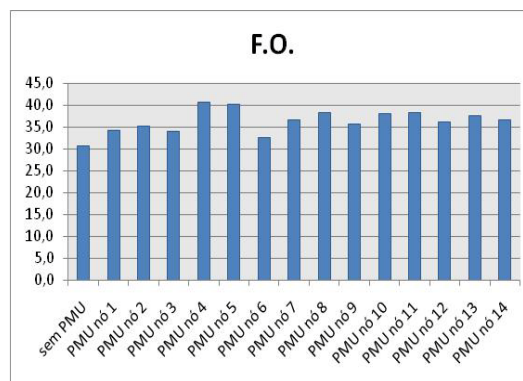
F.O.	Nº iter	tempo
30,8	4	0,166

Tabela 5.14 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2 e uma PMU num determinado nó.

	F.O.	Nº iter	tempo
PMU nó 1	34,4	4	0,156
PMU nó 2	35,1	4	0,155
PMU nó 3	34,0	4	0,152
PMU nó 4	40,7	4	0,161
PMU nó 5	40,3	3,8	0,142
PMU nó 6	32,7	4	0,146
PMU nó 7	36,7	4	0,148
PMU nó 8	38,3	4	0,148
PMU nó 9	35,7	4	0,145
PMU nó 10	38,1	4	0,159
PMU nó 11	38,3	4	0,145
PMU nó 12	36,2	4	0,159
PMU nó 13	37,6	4	0,145
PMU nó 14	36,6	4	0,146

A análise a fazer da Tabela 5.13 e Tabela 5.14 será muito idêntica à análise feita às anteriores (Tabela 5.10, Tabela 5.11 e Tabela 5.12). No entanto, nesta análise verifica-se que no caso particular da PMU colocada no barramento 5, há uma diminuição no número de iterações.

5.3.2.1. Análise de Resultados

**Figura 5.9** – Valores da função objectivo (CF1 + PMU).**Figura 5.10** – Valores da função objectivo (CF2 + PMU).

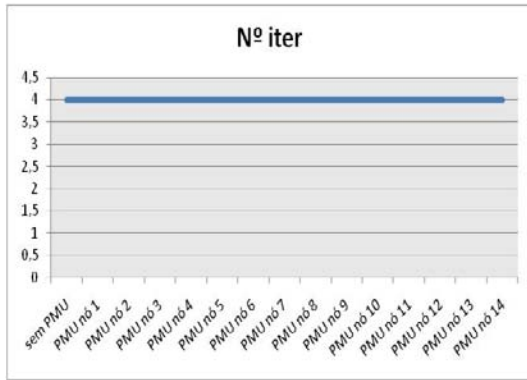


Figura 5.11 – Número de iterações (CF1 + PMU).

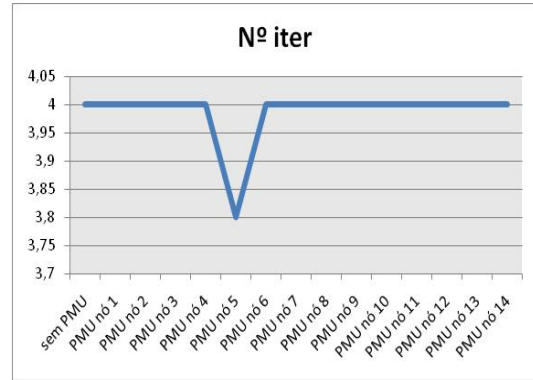


Figura 5.12 – Número de iterações (CF2 + PMU).

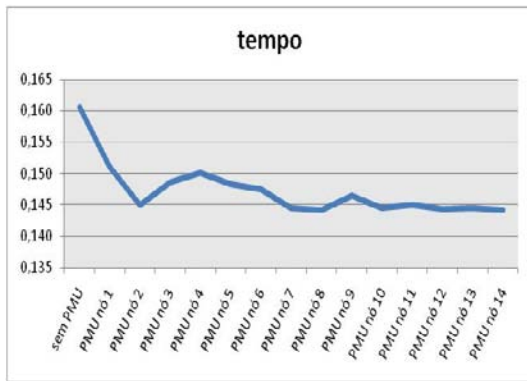


Figura 5.13 – Tempo de processamento (CF1 + PMU).

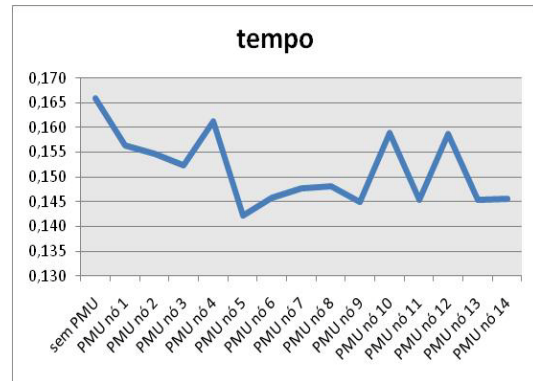


Figura 5.14 – Tempo de processamento (CF2 + PMU).

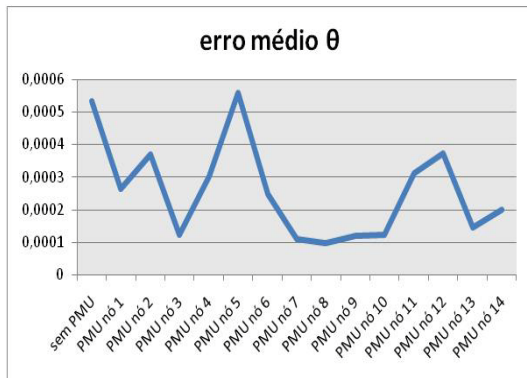


Figura 5.15 – Erro médio do ângulo da tensão (CF1 + PMU).



Figura 5.16 – Erro médio do ângulo da tensão (CF2 + PMU).

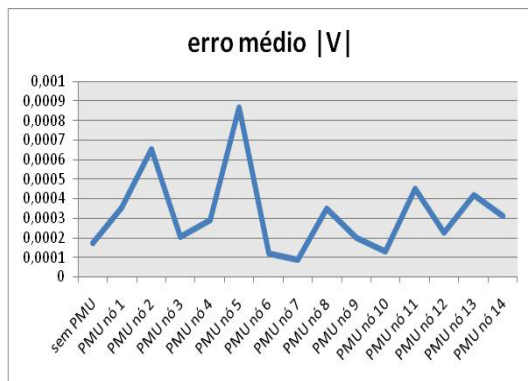


Figura 5.17 – Erro médio do módulo da tensão (CF1 + PMU).

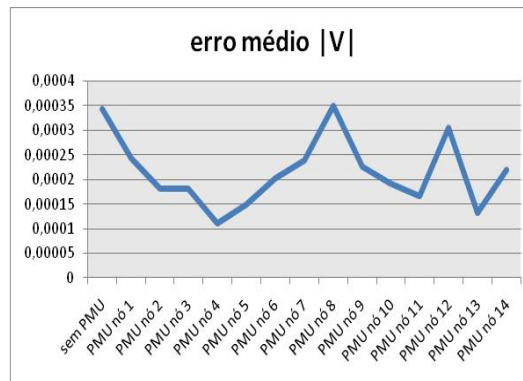


Figura 5.18 – Erro médio do módulo da tensão (CF2 + PMU).

Analisando a figura 5.9 e figura 5.10, verifica-se que a função objectivo aumenta com a introdução das medidas das PMUs, resultado que está em conformidade com o analisado na comparação entre a configuração 1 e a configuração 2, onde a introdução de mais medidas no processo de estimação de estado, faz com que a função objectivo aumente.

No que diz respeito ao número de iterações, a figura 5.11 e figura 5.12 indicam que a introdução de uma PMU não tem efeito neste indicador, com a excepção do teste onde é introduzida uma PMU no barramento 5 com a configuração 2. Dever-se-á verificar este indicador a quando da introdução de mais que uma PMU.

Quanto ao indicador tempo, é claro pela figura 5.13 e figura 5.14 que a introdução de uma só PMU já permite a redução do tempo do processo.

A figura 5.15, figura 5.16, figura 5.17e figura 5.18 referem-se às diferenças médias entre os valores estimados e os valores reais. A análise destas figuras não é conclusiva, pois a introdução de PMUs diminui os erros médios em certas situações, mas noutras verifica-se um aumento. Conclui-se que nesta rede, pela sua dimensão, não será sensato tirar conclusões quanto à qualidade da estimação (diferenças entre valor real e valor estimado) pelas diferentes configurações.

5.3.3. Introdução de medidas de PMUs provenientes de vários barramentos

No anterior teste, concluiu-se que a introdução de uma PMU em certos barramentos traz benefícios no que diz respeito ao tempo e número de iterações. Pretende-se agora estudar qual o comportamento do acréscimo de várias PMUs às configurações 1 e 2.

Assim acrescentou-se as medidas de PMUs (módulo e ângulo de tensão) provenientes dos barramentos 3, 5, 9 e 11.

Tabela 5.15 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO
0	-	-
-0,0869	-0,0869	8,37E-10
-0,2220	-0,2220	-2,60E-10
-0,1803	-0,1801	-8,74E-09
-0,1532	-0,1532	-1,14E-09
-0,2482	-0,2484	6,96E-09
-0,2334	-0,2334	-1,73E-09
-0,2332	-0,2333	-9,15E-10
-0,2608	-0,2607	-1,84E-11
-0,2635	-0,2636	7,70E-11
-0,2581	-0,2581	4,73E-11
-0,2630	-0,2647	8,26E-09
-0,2646	-0,2650	1,06E-08
-0,2800	-0,2796	1,18E-08

Tabela 5.16 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO
1,0600	1,0598	-3,19E-08
1,0450	1,0449	-2,31E-08
1,0100	1,0100	-3,56E-10
1,0190	1,0189	1,19E-08
1,0200	1,0199	-4,77E-11
1,0700	1,0702	-2,74E-09
1,0620	1,0619	1,36E-09
1,0900	1,0895	-1,49E-09
1,0560	1,0560	-1,69E-12
1,0510	1,0510	1,47E-10
1,0570	1,0570	-9,51E-12
1,0550	1,0552	-3,31E-09
1,0500	1,0501	-3,01E-09
1,0360	1,0356	-5,89E-09

Tabela 5.17 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.

F.O.	Nº iter	tempo
31,7	4	0,156

Tabela 5.18 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2 + 4 PMUs.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO
0	-	-
-0,0869	-0,0870	4,15E-05
-0,2220	-0,2220	2,45E-07
-0,1803	-0,1802	1,75E-06
-0,1532	-0,1532	4,14E-07
-0,2482	-0,2481	1,81E-06
-0,2334	-0,2335	2,52E-06
-0,2332	-0,2338	3,69E-06
-0,2608	-0,2608	6,58E-08
-0,2635	-0,2636	-3,76E-07
-0,2581	-0,2582	2,54E-08
-0,2630	-0,2630	1,25E-05
-0,2646	-0,2645	2,81E-06
-0,2800	-0,2808	1,29E-07

Tabela 5.19 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2 + 4 PMUs.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO
1,0600	1,0599	-6,17E-05
1,0450	1,0450	-3,91E-05
1,0100	1,0100	1,14E-07
1,0190	1,0190	9,62E-07
1,0200	1,0200	-6,29E-07
1,0700	1,0704	7,61E-06
1,0620	1,0622	2,13E-06
1,0900	1,0904	5,45E-06
1,0560	1,0560	2,09E-07
1,0510	1,0510	-5,46E-07
1,0570	1,0570	1,32E-07
1,0550	1,0554	5,42E-06
1,0500	1,0507	3,76E-06
1,0360	1,0357	7,83E-06

Tabela 5.20 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1 + 4 PMUs.

F.O.	Nº iter	tempo
45,4	3	0,119

5.3.3.1. Análise de Resultados

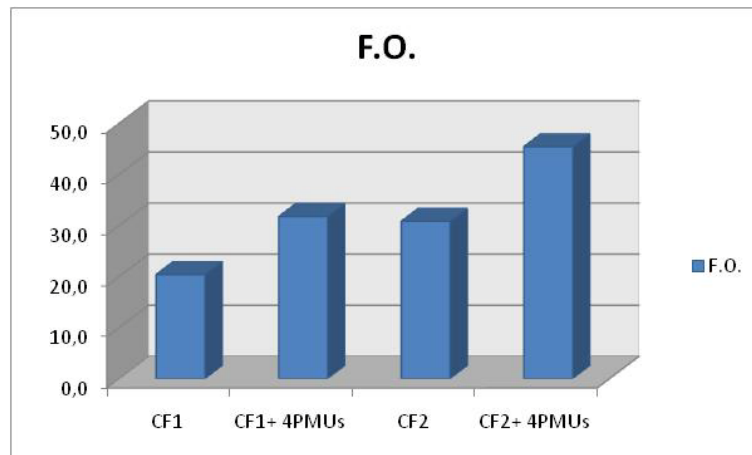


Figura 5.19 – Valores da função objectivo (CF1; CF1+4PMUs; CF2; CF2+4PMUs).

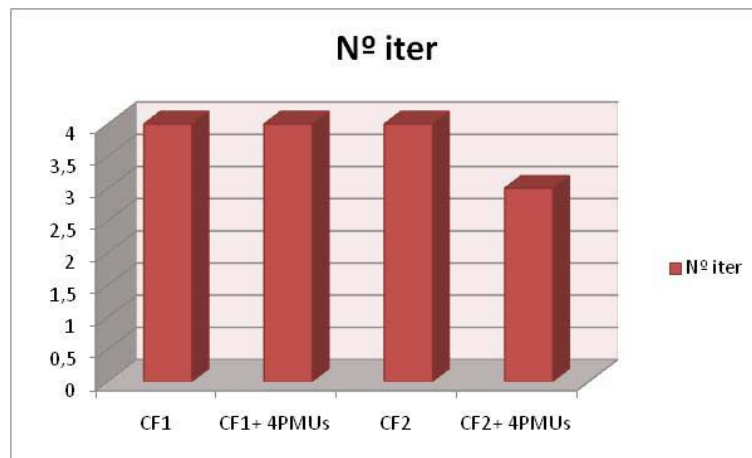


Figura 5.20 – Número de iterações (CF1; CF1+4PMUs; CF2; CF2+4PMUs).

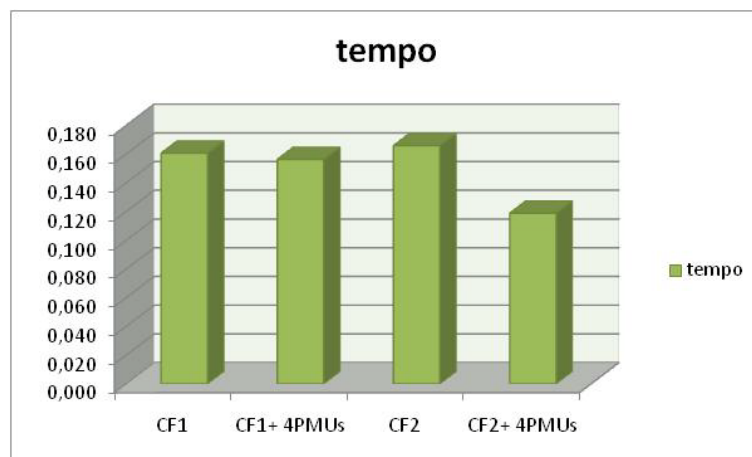


Figura 5.21 – Tempo do processo (CF1; CF1+4PMUs; CF2; CF2+4PMUs).

Pela análise da figura 5.20 e figura 5.21, fica claro que a introdução de várias PMUs permite a redução do número de iterações e do tempo de processamento.

5.3.3.2. Comparação entre configurações com diferentes percentagens de utilização de medidas de PMUs

Neste teste, as configurações 1 e 2 serviram de base para as novas configurações. Não existe variação na redundância, mas existem uma diferença nas percentagens de medidas utilizadas das PMUs.

A tabela 5.21, tabela 5.22, tabela 5.23 e tabela 5.24 especificam a quantidade de medidas que serão utilizadas no teste com a configuração 1.1, CF 1.1, CF 2.1, CF 2.2.

Tabela 5.21 – Quantidade de medidas utilizadas na configuração 1.1.

CONFIGURAÇÃO 1.1	Tipo de Medidas		Nº de Medidas
	Potência activa	Pij	12
		Pi	6
		Total	18
	Potência reactiva	Qij	12
		Qi	6
		Total	18
	Tensão (SCADA)	Vi	8
	Tensão (PMU)	Vi	2
	Ângulo (PMU)	θ_i	2
	Total		48
	Nº de barramentos		14
	Redundância		1,7

Tabela 5.22 – Quantidade de medidas utilizadas na configuração 1.2.

CONFIGURAÇÃO 1.2	Tipo de Medidas		Nº de Medidas
	Potência activa	Pij	10
		Pi	2
		Total	12
	Potência reactiva	Qij	10
		Qi	2
		Total	12
	Tensão (SCADA)	Vi	4
	Tensão (PMU)	Vi	10
	Ângulo (PMU)	θ_i	10
	Total		48
	Nº de barramentos		14
	Redundância		1,7

Tabela 5.23 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 2.1.

CONFIGURAÇÃO 2.1	Tipo de Medidas		Nº de Medidas	
	Potência activa	Pij	15	
		Pi	8	
		Total	23	
	Potência reactiva	Qij	15	
		Qi	8	
		Total	23	
	Tensão (SCADA)	Vi	11	
	Tensão (PMU)	Vi	3	
	Ângulo (PMU)	θ_i	3	
	Total		63	
	Nº de barramentos		14	
	Redundância		2,3	

Tabela 5.24 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 2.2.

CONFIGURAÇÃO 2.2	Tipo de Medidas		Nº de Medidas	
	Potência activa	Pij	12	
		Pi	6	
		Total	18	
	Potência reactiva	Qij	12	
		Qi	6	
		Total	18	
	Tensão (SCADA)	Vi	7	
	Tensão (PMU)	Vi	10	
	Ângulo (PMU)	θ_i	10	
	Total		63	
	Nº de barramentos		14	
	Redundância		2,3	

O Conjunto de medidas correspondentes à configuração 1.1 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 1, 2, 3, 4, 9, 11, 12 e 13;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1, 3, 5, 6, 9 e 10;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 1-5, 2-4, 2-5, 6-11, 6-13, 7-8, 7-9, 9-10, 10-11, 12-13 e 13-14;
- Tensões nos barramentos (PMUs): 2, e 7;
- Ângulos nos barramentos (PMUs): 2, e 7.

O Conjunto de medidas correspondentes à configuração 1.2 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 1, 3, 4, e 11;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1 e 6;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 1-5, 2-4, 2-5, 6-13, 7-8, 9-10, 10-11, 12-13 e 13-14;
- Tensões nos barramentos (PMUs): 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 12 e 13;
- Ângulos nos barramentos (PMUs): 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 12 e 13.

O Conjunto de medidas correspondentes à configuração 2.1 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11, 12, 13 e 14;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1, 2, 3, 5, 6, 8, 9 e 11;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 1-5, 2-3, 2-4, 2-5, 6-11, 6-12, 6-13, 7-8, 7-9, 9-10, 9-14, 10-11, 12-13 e 13-14.
- Tensões nos barramentos (PMUs): 4, 7 e 10;
- Ângulos nos barramentos (PMUs): 4, 7 e 10;

O Conjunto de medidas correspondentes à configuração 2.2 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 1, 3, 4, 8, 10, 12 e 14;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1, 3, 5, 6, 8 e 10;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 1-5, 2-3, 2-5, 6-11, 6-13, 7-8, 7-9, 9-10, 9-14, 10-11 e 13-14;
- Tensões nos barramentos (PMUs): 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11;
- Ângulos nos barramentos (PMUs): 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 e 11.

5.3.3.3. Resultados dos testes – CF1.1

Tabela 5.25 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
0	-	-	-
-0,0869	-0,0869	5,24E-07	5,01E-06
-0,2220	-0,2218	-2,58E-05	1,72E-04
-0,1803	-0,1807	-6,47E-05	3,83E-04
-0,1532	-0,1535	-2,11E-05	2,78E-04
-0,2482	-0,2485	8,09E-07	2,72E-04
-0,2334	-0,2334	3,63E-08	2,84E-05
-0,2332	-0,2333	4,09E-09	1,08E-04
-0,2608	-0,2607	-4,36E-07	6,37E-05
-0,2635	-0,2636	-1,06E-06	2,10E-05
-0,2581	-0,2584	1,96E-07	2,75E-04
-0,2630	-0,2628	1,19E-05	1,95E-04
-0,2646	-0,2652	4,11E-06	6,01E-04
-0,2800	-0,2795	-3,78E-06	4,28E-04

Tabela 5.26 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
1,0600	1,0602	-3,99E-05	1,69E-04
1,0450	1,0451	-1,33E-07	5,27E-05
1,0100	1,0102	9,57E-06	2,35E-04
1,0190	1,0193	7,32E-05	3,30E-04
1,0200	1,0204	3,33E-05	3,91E-04
1,0700	1,0711	1,05E-05	1,06E-03
1,0620	1,0621	-2,22E-08	5,80E-05
1,0900	1,0900	-6,34E-09	1,37E-05
1,0560	1,0560	7,53E-06	4,01E-05
1,0510	1,0513	9,11E-06	3,00E-04
1,0570	1,0576	1,14E-05	6,36E-04
1,0550	1,0560	5,63E-06	9,80E-04
1,0500	1,0515	1,12E-05	1,51E-03
1,0360	1,0361	2,22E-05	1,24E-04

Tabela 5.27 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.1.

F.O.	Nº iter	tempo
18,9	3	0,120

5.3.3.4. Resultados dos testes – CF1.2

Tabela 5.28 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
0	-	-	-
-0,0869	-0,0870	-3,81E-08	3,31E-05
-0,2220	-0,2220	0,00E+00	7,40E-07
-0,1803	-0,1803	5,14E-10	3,29E-05
-0,1532	-0,1533	-1,65E-08	2,83E-05
-0,2482	-0,2482	1,29E-09	2,37E-05
-0,2334	-0,2333	4,93E-26	4,10E-05
-0,2332	-0,2332	-2,64E-08	2,34E-05
-0,2608	-0,2608	6,03E-11	3,71E-05
-0,2635	-0,2635	2,56E-09	1,84E-05
-0,2581	-0,2581	4,74E-06	4,52E-05
-0,2630	-0,2630	-1,06E-09	1,63E-05
-0,2646	-0,2646	-2,01E-09	1,74E-05
-0,2800	-0,2785	-1,11E-06	1,47E-03

Tabela 5.29 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF1.2.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
1,0600	1,0599	-3,87E-05	7,81E-05
1,0450	1,0450	1,86E-08	2,04E-05
1,0100	1,0099	-1,43E-17	5,00E-05
1,0190	1,0190	6,63E-10	3,02E-05
1,0200	1,0200	2,05E-08	3,07E-05
1,0700	1,0700	-4,95E-09	2,11E-05
1,0620	1,0619	-2,96E-27	1,08E-04
1,0900	1,0900	5,46E-09	8,73E-06
1,0560	1,0560	2,27E-10	4,35E-05
1,0510	1,0510	4,44E-09	6,11E-06
1,0570	1,0572	2,10E-06	2,31E-04
1,0550	1,0550	5,21E-10	2,12E-05
1,0500	1,0500	1,06E-09	3,24E-05
1,0360	1,0344	7,53E-07	1,62E-03

Tabela 5.30 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF1.2.

F.O.	Nº iter	tempo
21,6	3	0,117

5.3.3.5. Resultados dos testes – CF2.1

Tabela 5.31 – Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
0	-	-	-
-0,0869	-0,0869	7,17E-08	6,02E-06
-0,2220	-0,2218	5,59E-08	1,57E-04
-0,1803	-0,1803	-1,75E-10	3,05E-06
-0,1532	-0,1533	5,42E-09	9,05E-05
-0,2482	-0,2481	2,50E-08	1,12E-04
-0,2334	-0,2334	-1,22E-11	6,34E-05
-0,2332	-0,2335	-8,16E-13	3,73E-04
-0,2608	-0,2605	1,46E-09	2,51E-04
-0,2635	-0,2635	-2,13E-11	1,67E-05
-0,2581	-0,2578	1,13E-08	3,37E-04
-0,2630	-0,2626	3,12E-08	4,04E-04
-0,2646	-0,2647	3,02E-08	6,87E-05
-0,2800	-0,2785	1,41E-08	1,47E-03

Tabela 5.32 – Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.1.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
1,0600	1,0598	-1,33E-07	1,91E-04
1,0450	1,0448	-1,03E-07	2,29E-04
1,0100	1,0096	-5,29E-08	4,40E-04
1,0190	1,0190	-5,46E-13	1,83E-05
1,0200	1,0199	-3,72E-08	5,60E-05
1,0700	1,0705	-8,43E-09	5,24E-04
1,0620	1,0620	1,88E-11	3,11E-06
1,0900	1,0901	-1,15E-09	1,40E-04
1,0560	1,0561	5,85E-10	5,80E-05
1,0510	1,0510	4,14E-11	3,95E-06
1,0570	1,0573	-2,91E-09	2,71E-04
1,0550	1,0552	2,90E-09	1,60E-04
1,0500	1,0504	-2,25E-09	3,92E-04
1,0360	1,0371	7,61E-09	1,07E-03

Tabela 5.33 – Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.1.

F.O.	Nº iter	tempo
35,7	4	0,151

5.3.3.6. Resultados dos testes – CF2.2

Tabela 5.34 — Ângulos das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.2.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
0	-	-	-
-0,0869	-0,0870	-1,16E-07	4,90E-05
-0,2220	-0,2220	-2,94E-10	1,09E-05
-0,1803	-0,1803	1,64E-08	1,04E-07
-0,1532	-0,1532	-6,59E-08	3,48E-05
-0,2482	-0,2482	3,97E-08	4,13E-05
-0,2334	-0,2333	3,52E-10	3,37E-05
-0,2332	-0,2332	9,44E-11	6,67E-05
-0,2608	-0,2608	-2,28E-09	5,48E-05
-0,2635	-0,2636	-9,36E-11	6,23E-05
-0,2581	-0,2582	-1,19E-08	3,76E-05
-0,2630	-0,2622	4,94E-05	8,65E-04
-0,2646	-0,2648	-5,37E-06	2,50E-04
-0,2800	-0,2793	-6,20E-06	6,42E-04

Tabela 5.35 — Amplitudes das tensões na rede de 14 barramentos com a CF2.2.

REAL	ESTIMADO	RESÍDUO	ERRO
1,0600	1,0598	-3,25E-05	2,18E-04
1,0450	1,0450	1,31E-07	6,37E-06
1,0100	1,0100	2,72E-09	8,73E-07
1,0190	1,0190	2,79E-07	9,27E-06
1,0200	1,0200	-3,95E-07	4,54E-05
1,0700	1,0700	-2,58E-08	1,95E-05
1,0620	1,0620	-2,56E-10	3,59E-05
1,0900	1,0900	-7,70E-11	2,11E-05
1,0560	1,0560	4,64E-09	1,11E-05
1,0510	1,0510	9,44E-10	1,58E-05
1,0570	1,0570	2,57E-08	1,22E-05
1,0550	1,0552	3,24E-05	1,69E-04
1,0500	1,0504	6,23E-06	3,82E-04
1,0360	1,0366	3,19E-06	6,29E-04

Tabela 5.36 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 14 barramentos com a CF2.2.

F.O.	Nº iter	tempo
31,6	3	0,122

5.3.3.7. Análise de Resultados

Os testes de variação de percentagem de medidas das PMUs, comprovam que quanto maior for a percentagem de medidas utilizadas no processo de estimação de estado, provenientes das PMUs, mais rápido será o processo. Conseguindo-se assim diminuir o número de iterações e o tempo de processamento.

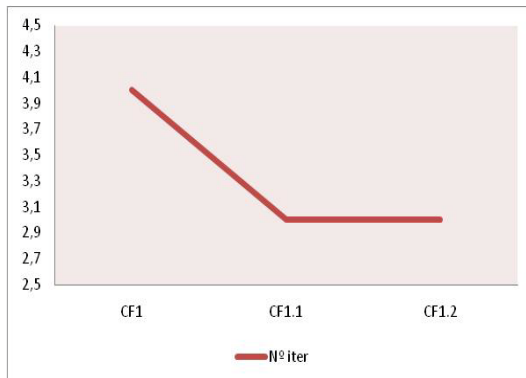


Figura 5.22 – Número de iterações do processo (CF1; CF1.1; CF1.2).

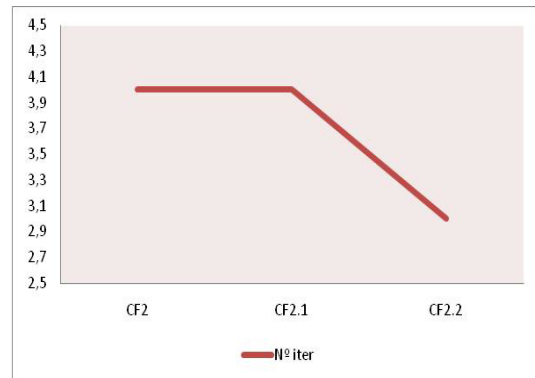


Figura 5.23 – Número de iterações do processo (CF2; CF2.1; CF2.2).

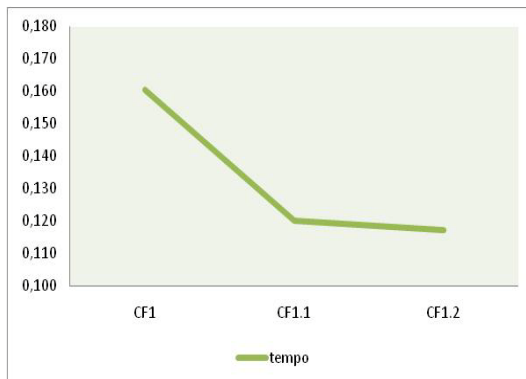


Figura 5.24 – Tempo do processo (CF1; CF1.1; CF1.2).

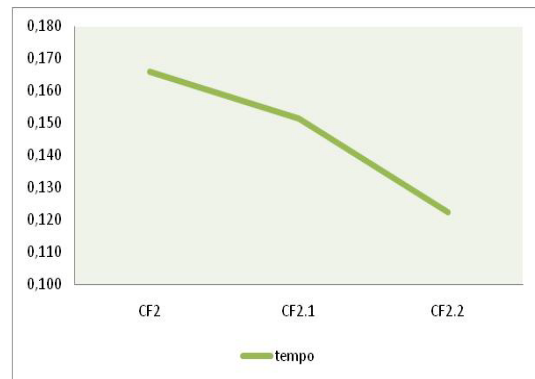


Figura 5.25 – Tempo do processo (CF2; CF2.1; CF2.2).

5.4. Rede de teste IEEE 30 Barramentos

5.4.1. Configurações com diferentes redundâncias

Com este teste pretende-se analisar o comportamento do estimador de estado na rede de 30 barramentos, para configurações com diferentes redundâncias.

A tabela 5.37 e tabela 5.38 especificam a quantidade de medidas que foram utilizadas nas configurações 3 e 4.

Tabela 5.37 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 3.

CONFIGURAÇÃO 3	Tipo de Medidas		Nº de Medidas
	Potência activa	Pij	25
		Pi	23
		Total	48
	Potência reactiva	Qij	25
		Qi	23
		Total	48
	Tensão (SCADA)	Vi	9
	Total		105
	Nº de barramentos		30
	Redundância		1,75

Tabela 5.38 — Quantidade de medidas utilizadas na configuração 4.

CONFIGURAÇÃO 4	Tipo de Medidas		Nº de Medidas
	Potência activa	Pij	26
		Pi	28
		Total	54
	Potência reactiva	Qij	26
		Qi	28
		Total	54
	Tensão (SCADA)	Vi	21
	Total		129
	Nº de barramentos		30
	Redundância		2,15

O conjunto de medidas correspondentes à configuração 3 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 2, 7, 10, 14, 16, 21, 26, 27 e 30;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21 e 22;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 2-4, 2-5, 2-6, 3-4, 4-6, 5-7, 6-7, 6-9, 6-10, 8-28, 10-20, 10-21, 12-13, 12-14, 12-16, 15-23, 18-19, 21-22, 23-24, 24-25, 25-27, 27-29, 27-30 e 29-30.

O conjunto de medidas correspondentes à configuração 4 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 23, 25, 26, 27, 29 e 30;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 e 30;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 2-4, 2-5, 2-6, 3-4, 4-6, 5-7, 6-7, 6-9, 6-10, 8-28, 9-11, 10-20, 10-21, 12-13, 12-14, 12-16, 15-23, 18-19, 21-22, 23-24, 24-25, 25-27, 27-29, 27-30 e 29-30.

5.4.1.1. Resultados – CF3

Tabela 5.39 — Ângulos das tensões na rede de 30 barramentos com a CF3.

	nº iterações			
	4	3	2	1
REAL	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO
0	-	-	-	-
-0,0956	-0,0957	-0,0957	-0,0959	-0,1050
-0,1389	-0,1390	-0,1390	-0,1392	-0,1514
-0,1679	-0,1680	-0,1680	-0,1682	-0,1814
-0,2508	-0,2509	-0,2509	-0,2511	-0,2664
-0,1979	-0,1980	-0,1980	-0,1982	-0,2123
-0,2290	-0,2291	-0,2291	-0,2293	-0,2440
-0,2112	-0,2113	-0,2113	-0,2114	-0,2258
-0,2510	-0,2509	-0,2509	-0,2514	-0,2692
-0,2787	-0,2786	-0,2786	-0,2792	-0,3015
-0,2512	-0,2512	-0,2512	-0,2517	-0,2694
-0,2660	-0,2662	-0,2662	-0,2663	-0,2917
-0,2660	-0,2662	-0,2662	-0,2662	-0,2917
-0,2815	-0,2816	-0,2816	-0,2818	-0,3080
-0,2831	-0,2830	-0,2830	-0,2833	-0,3089
-0,2763	-0,2763	-0,2763	-0,2767	-0,3021
-0,2817	-0,2817	-0,2817	-0,2820	-0,3057
-0,2936	-0,2933	-0,2933	-0,2940	-0,3182
-0,2967	-0,2964	-0,2964	-0,2972	-0,3210
-0,2932	-0,2930	-0,2930	-0,2938	-0,3170
-0,2866	-0,2864	-0,2864	-0,2870	-0,3100
-0,2864	-0,2863	-0,2863	-0,2868	-0,3098
-0,2899	-0,2897	-0,2897	-0,2900	-0,3151
-0,2929	-0,2928	-0,2928	-0,2932	-0,3170
-0,2854	-0,2853	-0,2853	-0,2855	-0,3085
-0,2927	-0,2928	-0,2928	-0,2932	-0,3161
-0,2761	-0,2762	-0,2762	-0,2762	-0,2986

-0,2089	-0,2091	-0,2091	-0,2091	-0,2239
-0,2978	-0,2981	-0,2981	-0,2980	-0,3211
-0,3131	-0,3132	-0,3132	-0,3135	-0,3361

Tabela 5.40 — Amplitudes das tensões na rede de 30 barramentos com a CF3.

nº iterações				
	4	3	2	1
REAL	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO
1,0600	1,0601	1,0601	1,0607	1,0803
1,0430	1,0431	1,0431	1,0437	1,0603
1,0210	1,0211	1,0211	1,0214	1,0306
1,0120	1,0121	1,0121	1,0124	1,0197
1,0100	1,0101	1,0101	1,0102	1,0111
1,0100	1,0101	1,0101	1,0104	1,0164
1,0020	1,0020	1,0020	1,0024	1,0059
1,0100	1,0101	1,0101	1,0103	1,0153
1,0510	1,0510	1,0510	1,0513	1,0520
1,0450	1,0448	1,0448	1,0453	1,0442
1,0820	1,0821	1,0821	1,0822	1,0857
1,0570	1,0572	1,0572	1,0573	1,0470
1,0710	1,0712	1,0712	1,0715	1,0619
1,0420	1,0422	1,0422	1,0422	1,0336
1,0380	1,0382	1,0382	1,0382	1,0309
1,0450	1,0451	1,0451	1,0453	1,0375
1,0400	1,0399	1,0399	1,0404	1,0365
1,0280	1,0279	1,0279	1,0282	1,0238
1,0260	1,0257	1,0257	1,0262	1,0226
1,0300	1,0296	1,0296	1,0302	1,0271
1,0330	1,0328	1,0328	1,0332	1,0313
1,0330	1,0328	1,0328	1,0332	1,0312
1,0270	1,0272	1,0272	1,0273	1,0212
1,0210	1,0210	1,0210	1,0213	1,0172
1,0170	1,0175	1,0175	1,0173	1,0140
1,0000	0,9999	0,9999	0,9999	0,9984
1,0230	1,0234	1,0234	1,0233	1,0219
1,0070	1,0072	1,0072	1,0073	1,0117
1,0030	1,0030	1,0030	1,0032	0,9980
0,9920	0,9919	0,9919	0,9920	0,9885

Tabela 5.41 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 30 barramentos com a CF3.

F.O.	Nº iter	tempo
45,01	4,00	1,43
46,55	3,00	1,20
2905,98	2,00	0,70
138369,96	1,00	0,35

5.4.1.2. Resultados – CF4

Tabela 5.42 — Ângulos das tensões na rede de 30 barramentos com a CF4.

	nº iterações			
	4	3	2	1
REAL	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO
0	-	-	-	-
-0,0956	-0,0957	-0,0957	-0,0959	-0,1051
-0,1389	-0,1390	-0,1390	-0,1392	-0,1514
-0,1679	-0,1680	-0,1680	-0,1682	-0,1814
-0,2508	-0,2509	-0,2509	-0,2512	-0,2669
-0,1979	-0,1980	-0,1980	-0,1982	-0,2123
-0,2290	-0,2291	-0,2291	-0,2294	-0,2439
-0,2112	-0,2113	-0,2113	-0,2115	-0,2258
-0,2510	-0,2510	-0,2510	-0,2515	-0,2694
-0,2787	-0,2786	-0,2786	-0,2792	-0,3004
-0,2512	-0,2512	-0,2512	-0,2518	-0,2697
-0,2660	-0,2660	-0,2659	-0,2663	-0,2888
-0,2660	-0,2660	-0,2660	-0,2662	-0,2894
-0,2815	-0,2816	-0,2815	-0,2818	-0,3052
-0,2831	-0,2830	-0,2829	-0,2834	-0,3064
-0,2763	-0,2763	-0,2762	-0,2767	-0,2994
-0,2817	-0,2817	-0,2817	-0,2821	-0,3042
-0,2936	-0,2934	-0,2933	-0,2941	-0,3165
-0,2967	-0,2965	-0,2965	-0,2973	-0,3196
-0,2932	-0,2930	-0,2930	-0,2938	-0,3159
-0,2866	-0,2864	-0,2865	-0,2871	-0,3088
-0,2864	-0,2862	-0,2863	-0,2869	-0,3086
-0,2899	-0,2897	-0,2896	-0,2902	-0,3130
-0,2929	-0,2927	-0,2928	-0,2934	-0,3156
-0,2854	-0,2853	-0,2854	-0,2858	-0,3073
-0,2927	-0,2926	-0,2929	-0,2933	-0,3149
-0,2761	-0,2761	-0,2763	-0,2764	-0,2975
-0,2089	-0,2091	-0,2091	-0,2092	-0,2238

-0,2978	-0,2980	-0,2981	-0,2982	-0,3204
-0,3131	-0,3131	-0,3132	-0,3137	-0,3353

Tabela 5.43 — Amplitudes das tensões na rede de 30 barramentos com a CF4.

nº iterações				
	4	3	2	1
REAL	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO
1,0600	1,0600	1,0600	1,0604	1,0764
1,0430	1,0430	1,0430	1,0433	1,0572
1,0210	1,0210	1,0210	1,0211	1,0273
1,0120	1,0120	1,0120	1,0121	1,0169
1,0100	1,0099	1,0099	1,0101	1,0147
1,0100	1,0100	1,0100	1,0101	1,0133
1,0020	1,0019	1,0019	1,0021	1,0041
1,0100	1,0100	1,0100	1,0100	1,0118
1,0510	1,0510	1,0509	1,0512	1,0480
1,0450	1,0449	1,0448	1,0450	1,0429
1,0820	1,0819	1,0818	1,0822	1,0809
1,0570	1,0571	1,0571	1,0570	1,0556
1,0710	1,0711	1,0711	1,0710	1,0693
1,0420	1,0421	1,0421	1,0418	1,0377
1,0380	1,0381	1,0381	1,0378	1,0343
1,0450	1,0451	1,0450	1,0449	1,0418
1,0400	1,0400	1,0400	1,0400	1,0371
1,0280	1,0280	1,0279	1,0278	1,0239
1,0260	1,0259	1,0258	1,0258	1,0221
1,0300	1,0299	1,0298	1,0298	1,0265
1,0330	1,0329	1,0328	1,0329	1,0301
1,0330	1,0329	1,0328	1,0329	1,0301
1,0270	1,0271	1,0270	1,0268	1,0228
1,0210	1,0210	1,0210	1,0209	1,0175
1,0170	1,0173	1,0172	1,0169	1,0149
1,0000	1,0000	1,0000	0,9999	0,9983
1,0230	1,0233	1,0232	1,0231	1,0219
1,0070	1,0071	1,0071	1,0070	1,0084
1,0030	1,0028	1,0028	1,0032	0,9997
0,9920	0,9919	0,9918	0,9919	0,9893

Tabela 5.44 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 30 barramentos com a CF4.

F.O.	Nº iter	tempo
68,25	4,00	1,56
69,63	3,00	1,08
2509,81	2,00	0,89
149645,05	1,00	0,41

5.4.2. Introdução de medidas de PMUs na configuração 3 (CF 5)

CONFIGURAÇÃO 5	Tipo de Medidas		Nº de Medidas	
	Potência activa	Pij	25	
		Pi	23	
		Total	48	
	Potência reactiva	Qij	25	
		Qi	23	
		Total	48	
	Tensão (SCADA)	Vi	9	
	Tensão (PMU)	Vi	7	
	Ângulo (PMU)	θ_i	7	
	Total		119	
	Nº de barramentos		30	
	Redundância		1,98	

O conjunto de medidas correspondentes à configuração 5 é:

- Tensões nos barramentos (SCADA): 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 23, 25, 26, 27, 29 e 30;
- Potências activas e reactivas injectadas nos barramentos (SCADA): 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 e 30;
- Trânsito de potência activa e reactiva nas linhas (SCADA): 1-2, 2-4, 2-5, 2-6, 3-4, 4-6, 5-7, 6-7, 6-9, 6-10, 8-28, 9-11, 10-20, 10-21, 12-13, 12-14, 12-16, 15-23, 18-19, 21-22, 23-24, 24-25, 25-27, 27-29, 27-30 e 29-30;
- Tensões nos barramentos (PMUs): 3, 6, 9, 12, 15, 28 e 30;
- Ângulos nos barramentos (PMUs): 3, 6, 9, 12, 15, 28 e 30.

5.4.2.1. Resultados – CF5

Tabela 5.45 — Ângulos das tensões na rede de 30 barramentos com a CF5.

	nº iterações		
	3	2	1
REAL	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO
0	-	-	-
-0,0956	-0,09568	-0,09573	-0,10004
-0,1389	-0,13892	-0,13892	-0,13908
-0,1679	-0,16789	-0,16789	-0,16823
-0,2508	-0,25082	-0,25082	-0,25621
-0,1979	-0,19793	-0,19793	-0,19818
-0,2290	-0,229	-0,22901	-0,23084
-0,2112	-0,2112	-0,21119	-0,2107
-0,2510	-0,25097	-0,25097	-0,25097
-0,2787	-0,27869	-0,27867	-0,28018
-0,2512	-0,25122	-0,25122	-0,2513
-0,2660	-0,26599	-0,26599	-0,26598
-0,2660	-0,26602	-0,266	-0,26589
-0,2815	-0,28158	-0,28159	-0,28211
-0,2831	-0,28311	-0,2831	-0,28311
-0,2763	-0,27623	-0,27624	-0,27722
-0,2817	-0,2817	-0,28169	-0,283
-0,2936	-0,29348	-0,29347	-0,29422
-0,2967	-0,29663	-0,29661	-0,29786
-0,2932	-0,29316	-0,29313	-0,29448
-0,2866	-0,2865	-0,28648	-0,28831
-0,2864	-0,28633	-0,28631	-0,28803
-0,2899	-0,28993	-0,28992	-0,28941
-0,2929	-0,29284	-0,29283	-0,29364
-0,2854	-0,28527	-0,28527	-0,28521
-0,2927	-0,29273	-0,29277	-0,29305
-0,2761	-0,27611	-0,27612	-0,27594
-0,2089	-0,20891	-0,20891	-0,20885
-0,2978	-0,29798	-0,298	-0,2975
-0,3131	-0,31308	-0,31308	-0,31311

Tabela 5.46 — Amplitudes das tensões na rede de 30 barramentos com a CF5.

nº iterações			
	3	2	1
REAL	ESTIMADO	ESTIMADO	ESTIMADO
1,0600	1,060028	1,060132	1,070092
1,0430	1,043007	1,043091	1,051005
1,0210	1,020996	1,020998	1,021179
1,0120	1,011992	1,011997	1,012334
1,0100	1,010095	1,010079	1,002208
1,0100	1,009993	1,009992	1,009983
1,0020	1,001963	1,001939	0,998468
1,0100	1,009997	1,009986	1,008592
1,0510	1,051011	1,05101	1,05096
1,0450	1,044768	1,044764	1,044568
1,0820	1,082153	1,082161	1,084359
1,0570	1,057005	1,057005	1,056974
1,0710	1,071014	1,071011	1,071996
1,0420	1,041969	1,041997	1,041783
1,0380	1,03797	1,037971	1,037998
1,0450	1,044925	1,044927	1,044253
1,0400	1,039844	1,039838	1,039153
1,0280	1,02769	1,027701	1,027233
1,0260	1,025596	1,025615	1,024874
1,0300	1,029542	1,029564	1,028691
1,0330	1,0327	1,032695	1,031947
1,0330	1,032698	1,032691	1,031954
1,0270	1,026918	1,026947	1,027054
1,0210	1,020853	1,020848	1,020455
1,0170	1,017264	1,017276	1,016962
1,0000	0,999813	0,999784	0,999797
1,0230	1,023203	1,023215	1,023541
1,0070	1,007005	1,007007	1,006912
1,0030	1,002954	1,002953	1,002523
0,9920	0,992001	0,992	0,992001

Tabela 5.47 — Função objectivo, número de iterações e tempo de processamento da estimação de estado na rede de 30 barramentos com a CF5.

F.O.	Nº iter	tempo
59,43	3,00	1,14
1155,80	2,00	0,75
42335982,56	1,00	0,38

5.4.2.2. Análise de Resultados

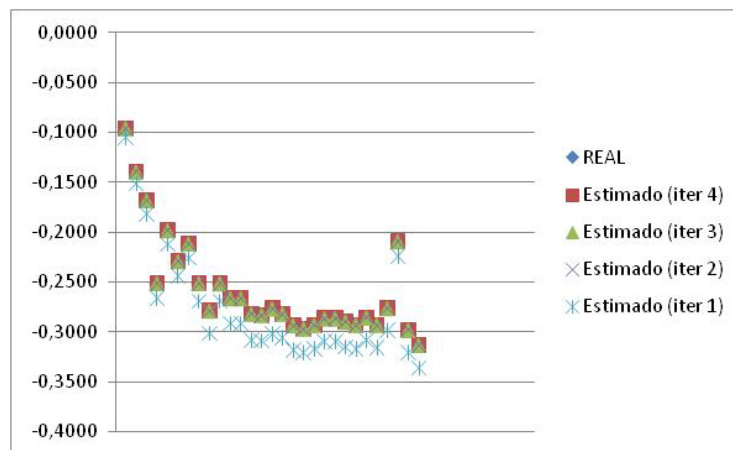


Figura 5.26 – Valores dos ângulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 3.

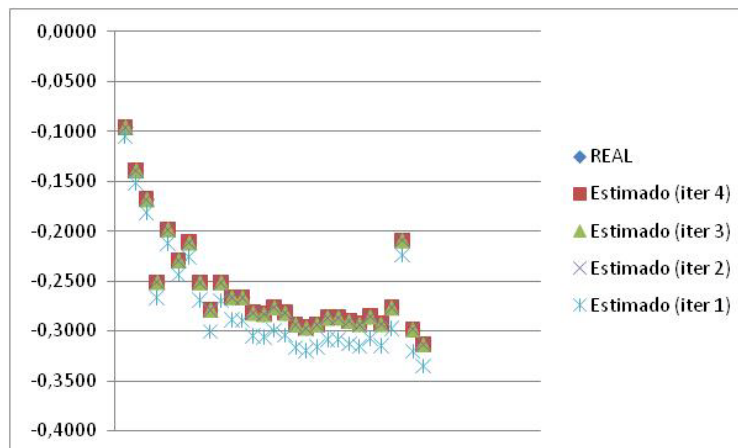


Figura 5.27 – Valores dos ângulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 4.

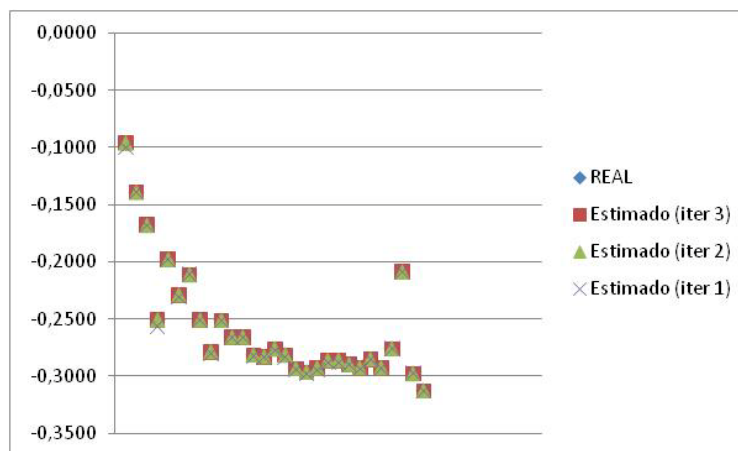


Figura 5.28 – Valores dos ângulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 5.

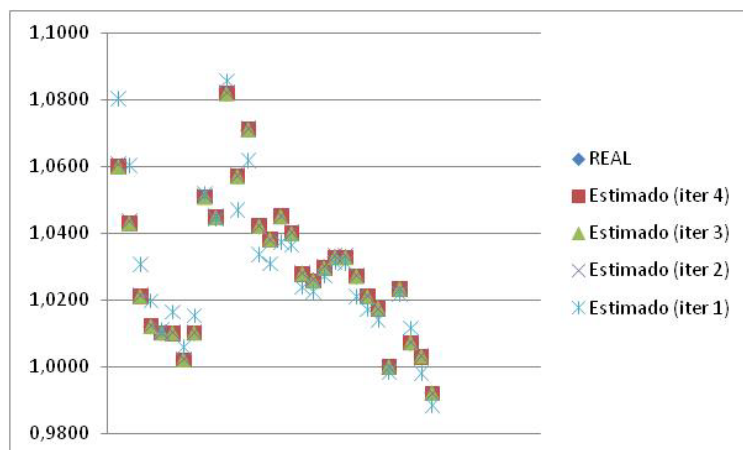


Figura 5.29 – Valores dos módulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 3.

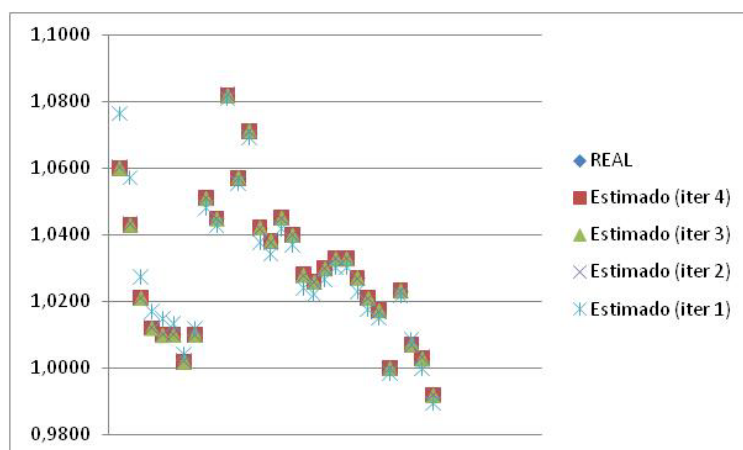


Figura 5.30 – Valores dos módulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 4.

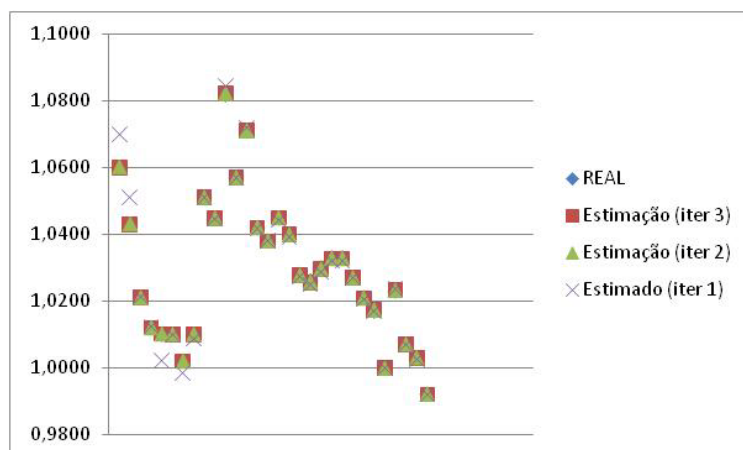


Figura 5.31 – Valores dos módulos das tensões (reais e estimados) ao longo das iterações, com a configuração 5.

Verifica-se pelas figuras (figura 5.26, figura 5.27, figura 5.28, figura 5.29, figura 5.30 e figura 5.31) que a estimação de estado efectuada a partir de configurações onde existem medidas provenientes de PMUs, se encontra mais perto dos valores reais desde as primeiras iterações. Embora, nesta rede de 30 barramentos, se verifique que os resultados finais são muito idênticos. Concluindo-se portanto que a introdução de PMUs garante uma aproximação mais rápida aos valores reais.

No que diz respeito à qualidade da estimação, não se mostrou possível com uma rede desta dimensão retirar conclusões sobre a estimação com o sem PMUs.

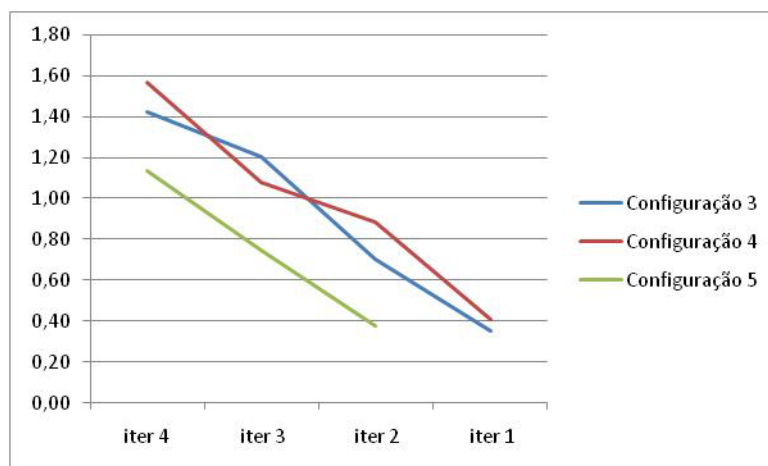


Figura 5.32 – Tempo de processamento mediante o número de iterações.

A figura 5.32 mostra que o tempo de processamento aumenta com o número de iterações, embora se verifique que quando existem medidas de PMUs, o tempo seja sempre inferior comparativamente a casos onde não existem PMUs.

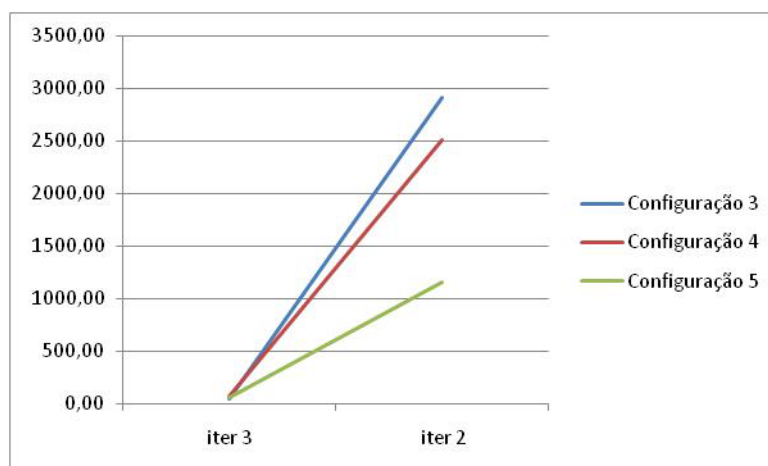


Figura 5.33 – Valor da função objectivo

A figura 5.33 mostra que o decréscimo da função objectivo na configuração onde existem medidas de PMUs, é mais acentuado entre as iterações 2 e 3.

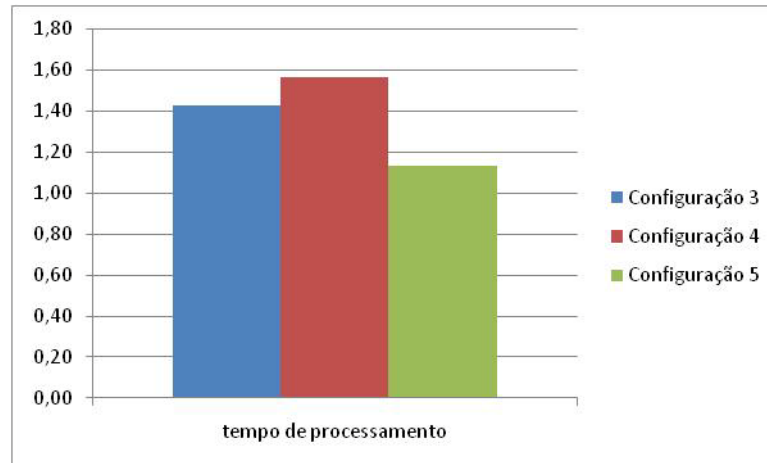


Figura 5.34 – Tempo de processamento

A figura 5.34 compara os tempos de processamento entre as configurações 3, 4 e 5.

A configuração 3 tem menor redundância que a configuração 4, o que poderia levar a concluir que o tempo de processamento está relacionado com a redundância. O facto do tempo de processamento da configuração 5 ser inferior ao da configuração 3, contraria essa teoria, porque, embora tenha uma redundância maior, o tempo de processamento é menor. De ter em conta que esse acréscimo na redundância se deve às de medidas provenientes de PMUs.

5.5. Conclusões

Efectuaram-se testes nas redes IEEE de 14 e 30 barramentos, onde se variaram as configurações, número e tipos de medidas para apurar o efeito que a introdução de PMUs introduzia no processo de estimação de estado.

As análises iniciais apuram o nível de precisão que se obtém na estimação de estado com diferentes configurações de medidas, concluindo-se que nas redes de 14 e 30 barramentos a precisão da estimação de estado não tem variação perceptível, mesmo que a redundância seja diferente. Este facto deve-se à baixa complexidade e dimensão das redes utilizadas.

Foram analisados outros indicadores para se proceder ao estudo pretendido, e desta forma se concluiu que a função objectivo aumenta com o acréscimo de medidas nas configurações, ainda que o acréscimo de medidas de PMUs não tenha um efeito tão acentuado comparativamente ao acréscimo de outras medidas do SCADA. Conclui-se também que a introdução de medidas de PMUs possibilita a diminuição do número de iterações e do tempo de processamento da estimação de estado, sendo que esse efeito dependerá da quantidade de medidas de PMUs, da quantidade de medidas do SCADA e dos locais onde todas essas medições são efectuadas na rede.

O processo de estimação de estado beneficia com a introdução de medidas provenientes de PMUs, no mais rápido processamento e aproximação aos valores reais.

Capítulo 6

Conclusões e perspectivas de trabalhos futuros

O trabalho realizado nesta tese, teve por objectivo analisar o efeito da inclusão de medidas provenientes de PMUs nos processos de estimação de estado dos Sistemas Eléctricos de Energia.

A análise focou-se nos processos de estimação de estado estática, baseados no método dos mínimos quadrados.

A estimação de estado é uma ferramenta importante para os centros de controlo e monitorização dos Sistemas Eléctricos de Energia. Da estimação de estado depende a criação de uma base de dados fiável e coerente que permitirá auxiliar as acções a tomar pelos operadores do sistema, para que a condução do mesmo se faça dentro de parâmetros de qualidade necessários.

A liberalização do sector eléctrico e o aparecimento de mercados competitivos, levaram à necessidade de exploração dos SEE muito próximos dos seus limites de segurança e capacidade.

O conhecimento do estado da rede em tempo real é uma necessidade imposta pelas novas exigências relativas ao funcionamento dos mercados de energia.

O aparecimento de novas tecnologias, veio abrir possibilidades de mudanças de paradigmas de controlo e monitorização do sistema. Hoje em dia, é já possível sincronizar dispositivos com grande precisão, ainda que estes se encontrem a grandes distâncias entre si. Com o aparecimento destas tecnologias, começou a ser possível pensar na introdução de medições fasoriais das tensões e correntes nos processos de estimação de estado. Porque até então, as medidas introduzidas nos algoritmos de estimação de estado eram só os módulos dessas medidas.

Neste trabalho de investigação foram implementados algoritmos para a estimação de estado estática, baseados no método dos mínimos quadrados ponderados. Verificou-se que a melhor estimativa do estado do sistema é atingida quando, a soma ponderada do quadrado

dos resíduos é mínima, sendo a ponderação atribuída de acordo com a precisão das medidas efectuadas.

Da análise dos resultados pode concluir-se que a introdução de medidas provenientes de PMUs afecta o “número de iterações” e o “tempo de processamento” da estimação de estado. É possível obter uma diminuição do “número de iterações” e o “tempo de processamento” com a inclusão de medidas de PMUs, embora esse efeito dependa da quantidade de medidas de PMUs introduzidas e dos locais na rede onde se encontram.

No global, o processo de estimação de estado, com a introdução de medidas provenientes de PMUs, torna-se mais rápido e tem uma aproximação aos valores reais mais forte desde as iterações iniciais.

A introdução de medidas provenientes de PMUs tem efeitos positivos no processo de estimação de estado, pelo facto dessas medidas terem uma maior precisão e tornarem o processo mais linear.

Como foi já referido, a análise dos resultados da estimação de estado nas redes do IEEE de 14 e 30 barramentos, não foi conclusiva quanto ao efeito da variação da redundância das configurações de medidas nos resultados finais do vector estado. Será necessário efectuar este tipo de estudos em redes de maior dimensão para que se possa aferir de que modo a redundância afecta a precisão dos resultados finais, e de que forma a introdução de PMUs melhora a precisão da estimação do vector estado.

Nesta dissertação pode-se concluir que a introdução de PMUs no processo de estimação de estado estático baseado no método dos mínimos quadrados, permitiu obter melhorias na velocidade do processo. Para o futuro, seria benéfico estudar o efeito que a introdução de PMUs tem na precisão do resultado vector de estado em redes de grande dimensão, assim como a influência da introdução de medidas de PMUs em processos de estimação de estado dinâmicos e baseados em métodos desacoplados.

Neste trabalho não foi efectuado o estudo da inclusão de medidas de corrente provenientes de PMUs nos processos de estimação de estado, mas será relevante no futuro efectuar estudos sobre o tema.

Referências

- [1] Jan - 2010 *Pearl Street Station*. Available:
http://www.ieeeeghn.org/wiki/index.php/Pearl_Street_Station
- [2] W. J. Ackerman and W. R. Block, "Understanding supervisory systems," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 5, pp. 37-40, 1992.
- [3] T. E. Dy Liacco, "The Adaptive Reliability Control System," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-86, pp. 517-531, 1967.
- [4] L. H. Fink and K. Carlsen, "Operating under stress and strain," *IEEE Spectrum*, vol. 15, pp. 48-53 1978.
- [5] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 120-125, 1970.
- [6] F. C. Schweppe and D. B. Rom, "Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 125-130, 1970.
- [7] F. C. Schweppe, "Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 130-135, 1970.
- [8] K. L. Lo, et al., "Development of a Static State Estimator Part I: Estimation and Bad Data Suppression," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-102, pp. 2486-2491, 1983.
- [9] K. A. Clements, et al., "A new method for solving equality-constrained power system static-state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 1260-1266, 1990.
- [10] I. F. Freitas, "A Estimação de Estado de Sistemas Eléctricos de Energia," Tese de Doutorado, FEUP, 1995.
- [11] R. F. M. Brandão, "A Estimação de Estado em redes de transporte de energia com detecção e identificação de anomalias," Tese de Mestrado, FEUP, 2005.
- [12] N. H. El-Amari, et al., "Effect of synchronized Phasor Measurement Units Locations on power system state estimation," in *Computer Engineering & Systems, 2008. ICCES 2008. International Conference on*, 2008, pp. 309-314.
- [13] A. Papoulis, *Probability, Random Variables, and Stochastic Processes* vol. International Student Edition 0008. New York: McGraw-Hill Book.
- [14] J. F. Dopazo, et al., "Implementation of the AEP real-time monitoring system," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 95, pp. 1618-1629, 1976.
- [15] S. Y. Fujii, "Impactos de PMU e Avanços Tecnológicos sobre Sistemas SEM (Estimador de Estado e Outras Aplicações)," *XI SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA*, 2009.
- [16] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 6, pp. 10-15, 1993.
- [17] W. Hongxian and J. Giri, "PMU Impact on State Estimation Reliability for Improved Grid Security," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, 2006, pp. 1349-1351.
- [18] D. G. Hart, et al., "PMUs - A New Approach to Power Network Monitoring," *ABB Review*, vol. 1/2001, pp. 58-61, 2001.
- [19] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Std 1344-1995(R2001)*, p. i, 1995.
- [20] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995)*, pp. 0_1-57, 2006.

- [21] S. Skok, *et al.*, "Applications Based on PMU Technology for Improved Power System Utilization," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 2007, pp. 1-8.
- [22] J. Bertsch, *et al.*, "Experiences with and perspectives of the system for wide area monitoring of power systems," in *Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003. CIGRE/IEEE PES International Symposium*, 2003, pp. 5-9.
- [23] J. Thorp, *et al.*, "Gaining a Wider Perspective," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 6, pp. 43-51, 2008.
- [24] Z. Jizhong, *et al.*, "Real Time Congestion Monitoring and Management of Power Systems," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, 2005, pp. 1-5.
- [25] J. G. Ehrensperger, "SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica," Tese de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.
- [26] J. G. Ehrensperger, "Sistemas de Medição Fasorial: Estudo e Análise do Estado da Arte," LabPlan, Relatório Técnico 2003.
- [27] J. W. Ballance, *et al.*, "Monitoring power system dynamics using phasor measurement technology for power system dynamic security assessment," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, p. 7 pp. Vol.3.
- [28] P. Denys, *et al.*, "Measurement of voltage phase for the French future defence plan against losses of synchronism," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 62-69, 1992.
- [29] O. Faucon and L. Dousset, "Coordinated defense plan protects against transient instabilities," *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 10, pp. 22-26, 1997.
- [30] R. Zivanovic and C. Cairns, "Implementation of PMU technology in state estimation: an overview," in *AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4th*, 1996, pp. 1006-1011 vol.2.
- [31] C. Yunzhi, *et al.*, "A new state estimation using synchronized phasor measurements," in *Circuits and Systems, 2008. ISCAS 2008. IEEE International Symposium on*, 2008, pp. 2817-2820.
- [32] B. Xu and A. Abur, "Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs," in *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, 2004, pp. 943-946 vol.2.
- [33] P. S. C. Vide, *et al.*, "Use of available phasor measurements for system observability: A case study," in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2009. POWERENG '09. International Conference on*, 2009, pp. 95-100.
- [34] P. S. Vide, "A Estimação de Estado em Sistemas Eléctricos de Energia," Tese de Mestrado, FEUP, 2005.
- [35] J. S. Thorp, *et al.*, "Real Time Voltage-Phasor Measurement For Static State Estimation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 3098-3106, 1985.
- [36] A. P. Sakis Meliopoulos, *et al.*, "GPS-Synchronized Data Acquisition: Technology Assessment and Research Issues," in *System Sciences, 2006. HICSS '06. Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference on*, 2006, pp. 244c-244c.
- [37] M. J. Rice and G. T. Heydt, "Power Systems State Estimation Accuracy Enhancement Through the Use of PMU Measurements," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, 2006, pp. 161-165.
- [38] J. M. C. Pereira, "Estimação de Estado em Redes de Distribuição de Energia," Tese de Mestrado, FEUP, 1995.
- [39] J. M. R. Munoz and A. G. Exposito, "A line-current measurement based state estimator," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 513-519, 1992.
- [40] A. P. S. Meliopoulos, *et al.*, "PMU Data Characterization and Application to Stability Monitoring," in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, 2006, pp. 151-158.
- [41] K. E. Martin, *et al.*, "Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1805-1811, 2008.

- [42] V. Madani, "Western Interconnection Experience With Phasor Measurements," in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, 2006, pp. 343-352.
- [43] Z. Jun and A. Abur, "Bad Data Identification When Using Phasor Measurements," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 1676-1681.
- [44] C. Jian and A. Abur, "Placement of PMUs to Enable Bad Data Detection in State Estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1608-1615, 2006.
- [45] A. Jain and N. R. Shivakumar, "Phasor Measurements in Dynamic State Estimation of power systems," in *TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference*, 2008, pp. 1-6.
- [46] A. Jain and N. R. Shivakumar, "Impact of PMU in dynamic state estimation of power systems," in *Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American*, 2008, pp. 1-8.
- [47] X. Hui, et al., "A Dynamic State Estimation method with PMU and SCADA measurement for power systems," in *Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International*, 2007, pp. 848-853.
- [48] Z. Hongga, "A New State Estimation Model of Utilizing PMU Measurements," in *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, 2006, pp. 1-5.
- [49] C. Fang, et al., "State estimation model and algorithm including PMU," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, 2008, pp. 1097-1102.
- [50] J. A. B. Carvalho, "A Estimação de Estado em Sistemas Eléctricos de Energia - Detecção e Identificação de erros grosseiros," Tese de Mestrado, FEUP, 1994.
- [51] B. Bhargava and A. Salazar, "Use of Synchronized Phasor Measurement system for monitoring power system stability and system dynamics in real-time," in *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 2008, pp. 1-8.
- [52] F. M. Barbosa and I. A. Ferreira, "Detecção e Identificação de erros grosseiros em Estimadores de Estado," *FEUP*, 2006.
- [53] T. L. Baldwin, et al., "Power system observability with minimal phasor measurement placement," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 707-715, 1993.
- [54] F. Baalbergen, et al., "Modern state estimation methods in power systems," in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, 2009, pp. 1-6.
- [55] R. Avila-Rosales, et al., "Recent experience with a hybrid SCADA/PMU on-line state estimator," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-8.
- [56] Jan - 2010 *Power Systems Test Case Archive*. Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>

Anexo A - REDES TESTE

Neste anexo estão apresentados os esquemas unifilares e os dados para os sistemas de teste do IEEE de 14 e 30 barramentos. Considera-se uma potência de base 100 MVA.

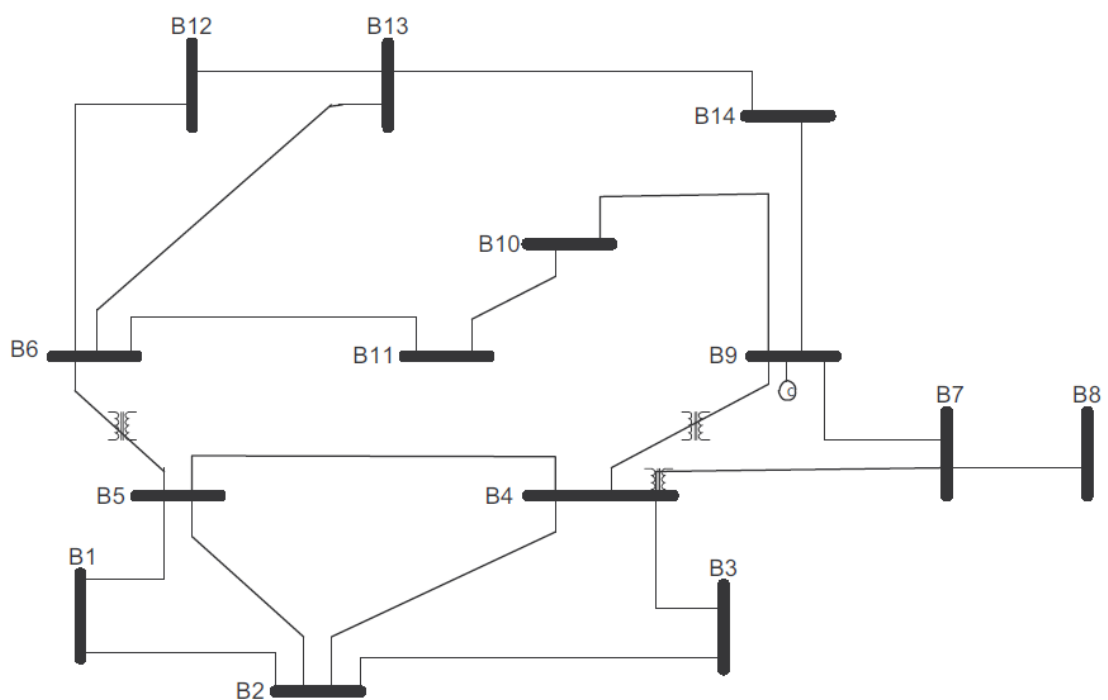


Figura A.1 - Esquema unifilar da rede de 14 barramentos.

Tabela A.1 — Dados dos transformadores da rede de 14 barramentos.

Barramento (i)	Barramento (j)	Resistência (p.u.)	Reactância (p.u.)	Razão de transformação
4	7	0,00000	0,20912	0,978
4	9	0,00000	0,55618	0,969
5	6	0,00000	0,25202	0,932

Tabela A.2 — Dados dos barramentos da rede de 14 barramentos.

Barramento Nº	Tipo	Tensão		Produção		Carga	
		(p.u.)	(graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	Ref.	1,06	0	232,4	-16,9	0	0
2	PV	1,045	-4,98	40	42,4	21,7	12,7
3	PV	1,01	-12,72	0	23,4	94,2	19
4	PQ	1,019	-10,33	0	0	47,8	-3,9
5	PQ	1,02	-8,78	0	0	7,6	1,6
6	PV	1,07	-14,22	0	12,2	11,2	7,5
7	PQ	1,062	-13,37	0	0	0	0
8	PV	1,09	-13,36	0	17,4	0	0
9*	PQ	1,056	-14,94	0	0	29,5	16,6
10	PQ	1,051	-15,1	0	0	9	5,8
11	PQ	1,057	-14,79	0	0	3,5	1,8
12	PQ	1,055	-15,07	0	0	6,1	1,6
13	PQ	1,05	-15,16	0	0	13,5	5,8
14	PQ	1,036	-16,04	0	0	14,9	5

(*) barramento com um shunt capacitivo de 0,19 p.u.

Tabela A.3 — Dados das linhas da rede de 14 barramentos.

Barramento (i)	Barramento (j)	Resistência (p.u.)	Reactância (p.u.)	Susceptância (p.u.)
1	2	0,01938	0,05917	0,05280
1	5	0,05403	0,22304	0,04920
2	3	0,04699	0,19797	0,04380
2	4	0,05811	0,17632	0,03400
2	5	0,05695	0,17388	0,03460
3	4	0,06701	0,17103	0,01280
4	5	0,01335	0,04211	0,00000
6	11	0,09498	0,19890	0,00000
6	12	0,12291	0,25581	0,00000
6	13	0,06615	0,13027	0,00000
7	8	0,00000	0,17615	0,00000
7	9	0,00000	0,11001	0,00000
9	10	0,03181	0,08450	0,00000
9	14	0,12711	0,27038	0,00000
10	11	0,08205	0,19207	0,00000
12	13	0,22092	0,19988	0,00000
13	14	0,17093	0,34802	0,00000

Na tabela A.3 são apresentados os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em π .

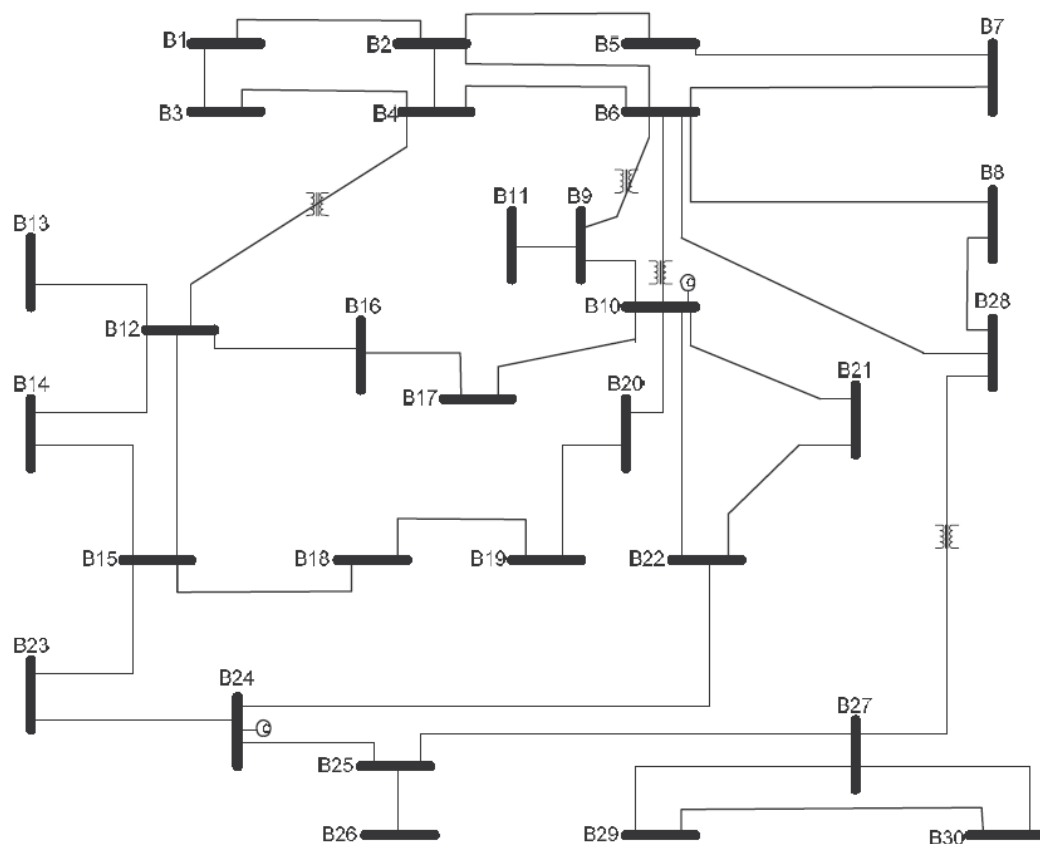


Figura A.2 - Esquema unifilar da rede de 30 barramentos.

Tabela A.4 — Dados dos transformadores da rede de 30 barramentos.

Barramento (i)	Barramento (j)	Resistência (p.u.)	Reactância (p.u.)	Razão de transformação
6	9	0,0000	0,2080	0,9780
6	10	0,0000	0,5560	0,9690
4	12	0,0000	0,2560	0,9320
8	27	0,0000	0,3960	0,9680

Tabela A.5 — Dados dos barramentos da rede de 30 barramentos.

Barramento Nº	Tipo	Tensão		Produção		Carga	
		(p.u.)	(graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	Ref.	1,060	0,00	260,2	-16,1	0,0	0,0
2	PV	1,043	-5,48	40,0	50,0	21,7	12,7
3	PQ	1,021	-7,96	0,0	0,0	2,4	1,2
4	PQ	1,012	-9,62	0,0	0,0	7,6	1,6
5	PV	1,010	-14,37	0,0	37,0	94,2	19,0
6	PQ	1,010	-11,34	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PQ	1,002	-13,12	0,0	0,0	22,8	10,9
8	PV	1,010	-12,10	0,0	37,3	30,0	30,0
9	PQ	1,051	-14,38	0,0	0,0	0,0	0,0
10	PQ	1,045	-15,97	0,0	0,0	5,8	2,0
11	PV	1,082	-14,39	0,0	16,2	0,0	0,0
12	PQ	1,057	-15,24	0,0	0,0	11,2	7,5
13	PV	1,071	-15,24	0,0	10,6	0,0	0,0
14	PQ	1,042	-16,13	0,0	0,0	6,2	1,6
15	PQ	1,038	-16,22	0,0	0,0	8,2	2,5
16	PQ	1,045	-15,83	0,0	0,0	3,5	1,8
17	PQ	1,040	-16,14	0,0	0,0	9,0	5,8
18	PQ	1,028	-16,82	0,0	0,0	3,2	0,9
19	PQ	1,026	-17,00	0,0	0,0	9,5	3,4
20	PQ	1,030	-16,80	0,0	0,0	2,2	0,7
21	PQ	1,033	-16,42	0,0	0,0	17,5	11,2
22	PQ	1,033	-16,41	0,0	0,0	0,0	0,0
23	PQ	1,027	-16,61	0,0	0,0	3,2	1,6
24	PQ	1,021	-16,78	0,0	0,0	8,7	6,7
25	PQ	1,017	-16,35	0,0	0,0	0,0	0,0
26	PQ	1,000	-16,77	0,0	0,0	3,5	2,3
27	PQ	1,023	-15,82	0,0	0,0	0,0	0,0
28	PQ	1,007	-11,97	0,0	0,0	0,0	0,0
29	PQ	1,003	-17,06	0,0	0,0	2,4	0,9
30	PQ	0,992	-17,94	0,0	0,0	10,6	1,9

(*) barramento com um shunt capacitivo de 0,19 p.u.

(**) barramento com um shunt capacitivo de 0,043 p.u.

Tabela A.6 — Dados das linhas da rede de 30 barramentos.

Barramento (i)	Barramento (j)	Resistência (p.u.)	Reactância (p.u.)	Susceptância (p.u.)
1	2	0,0192	0,0575	0,0528
1	3	0,0452	0,1652	0,0408
2	4	0,0570	0,1737	0,0368
3	4	0,0132	0,0379	0,0084
2	5	0,0472	0,1983	0,0418
2	6	0,0581	0,1763	0,0374
4	6	0,0119	0,0414	0,0090
5	7	0,0460	0,1160	0,0204
6	7	0,0267	0,0820	0,0170
6	8	0,0120	0,0420	0,0090
9	11	0,0000	0,2080	0,0000
9	10	0,0000	0,1100	0,0000
12	13	0,0000	0,1400	0,0000
12	14	0,1231	0,2559	0,0000
12	15	0,0662	0,1304	0,0000
12	16	0,0945	0,1987	0,0000
14	15	0,2210	0,1997	0,0000
16	17	0,0524	0,1923	0,0000
15	18	0,1073	0,2185	0,0000
18	19	0,0639	0,1292	0,0000
19	20	0,0340	0,0680	0,0000
10	20	0,0936	0,2090	0,0000
10	17	0,0324	0,0845	0,0000
10	21	0,0348	0,0749	0,0000
10	22	0,0727	0,1499	0,0000
21	22	0,0116	0,0236	0,0000
15	23	0,1000	0,2020	0,0000
22	24	0,1150	0,1790	0,0000
23	24	0,1320	0,2700	0,0000
24	25	0,1885	0,3292	0,0000
25	26	0,2544	0,3800	0,0000
25	27	0,1093	0,2087	0,0000
27	29	0,2198	0,4153	0,0000
27	30	0,3202	0,6027	0,0000
29	30	0,2399	0,4533	0,0000
8	28	0,0636	0,2000	0,0428
6	28	0,0169	0,0599	0,0130

Na tabela A.6 são apresentados os parâmetros das linhas modelizadas através de um esquema equivalente em π .