

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

IDENTIFICAÇÃO DE MODOS DOMINANTES EM UM
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE GRANDE
PORTE CONSIDERANDO INFORMAÇÕES DE LOCAIS
QUE SIMULAM UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL

PAULO ANTÔNIO GOMES MONTEIRO

ORIENTADOR: FRANCISCO DAMASCENO FREITAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRASÍLIA/DF: 29 DE JUNHO - 2009.

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

IDENTIFICAÇÃO DE MODOS DOMINANTES EM UM
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE GRANDE
PORTE CONSIDERANDO INFORMAÇÕES DE LOCAIS
QUE SIMULAM UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL

PAULO ANTÔNIO GOMES MONTEIRO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO
DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM EN-
GENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Francisco Damasceno Freitas, UnB, Dr.
(Orientador)

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, UFSC, PhD.
(Examinador Externo)

Prof. Luis Filomeno Fernandes, UnB, Dr.
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF, 29 DE JUNHO DE 2009.

FICHA CATALOGRÁFICA

MONTEIRO, PAULO ANTÔNIO GOMES

Identificação de Modos Dominantes em um Sistema Elétrico de Potência de Grande Porte considerando Informações de Locais que Simulam Unidades de Medição Fasorial. [Distrito Federal] 2009.

xvi, 112p., 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica).

Dissertação de Mestrado.

Universidade de Brasília - Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|---------------------|-------------------------------|
| 1. Medição Fasorial | 2. Fatores de Observabilidade |
| 3. PMU | 4. Identificação de Sistemas |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Monteiro, P. A. G. (2009). Identificação de Modos Dominantes em um Sistema Elétrico de Potência de Grande Porte considerando Informações de Locais que Simulam Unidades de Medição Fasorial. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-380/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 112p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Paulo Antônio Gomes Monteiro.

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO: Identificação de Modos Dominantes em um Sistema Elétrico de Potência de Grande Porte considerando Informações de Locais que Simulam Unidades de Medição Fasorial.

GRAU / ANO: Mestre / 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Paulo Antônio Gomes Monteiro

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao meu pai, pelos ensinamentos que me transmitiu e transmite constantemente, pelo incentivo, pela preocupação, pelo exemplo de respeito e sinceridade.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de aproveitar a oportunidade para agradecer às seguintes pessoas o apoio ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Francisco Damasceno Freitas, orientador desta dissertação, por todo empenho, sabedoria, conselhos, compreensão e disponibilidade para orientação. Gostaria de ratificar a sua competência, sempre com sugestões pertinentes que fizeram com que concluíssemos este trabalho.

À minha família, pelo apoio constante.

Aos grandes amigos do ONS, Eng. Maria Aparecida de Amorim e Eng. Roberval Madeira da Silva, pela disponibilidade, paciência, sugestões, e ensinamentos que foram fundamentais para o meu amadurecimento profissional e que contribuíram efetivamente para a conclusão deste trabalho.

Ao Dr. João Odilon Freitas, pela compreensão e apoio para que eu concluísse as disciplinas do programa de pós-graduação.

Ao ONS, na pessoa de João Odilon Freitas, por tornar possível a utilização dos programas Anarede, Anatem e PacDyn, em suas dependências.

Ao Prof. Aguinaldo Silveira e Silva e ao Prof. Luis Filomeno Fernandes, que honram-me com as suas presenças na qualidade de membros da banca examinadora.

Ao Prof. Luis Filomeno Fernandes, por toda sua disponibilidade, pelos conselhos e pela grande ajuda na fase final deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, por ter me concedido o privilégio de desenvolver essa pesquisa.

A todas as pessoas que de alguma forma me ajudaram moral ou materialmente.

IDENTIFICAÇÃO DE MODOS DOMINANTES EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE GRANDE PORTE CONSIDERANDO INFORMAÇÕES DE LOCAIS QUE SIMULAM UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL

Autor: Paulo Antônio Gomes Monteiro

Orientador: Francisco Damasceno Freitas

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília.

Brasília/DF, 29 de junho de 2009.

RESUMO

Esta dissertação apresenta resultados sobre critérios para escolha de locais visando à alocação de Unidades de Medição Fasorial (Phasor Measurement Units - PMUs) tomando como base a rede elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Adicionalmente, mostra resultados práticos sobre extração de modos dominantes a partir de dados obtidos de algumas PMUs instaladas em algumas universidades brasileiras.

Três critérios de alocação de PMUs são analisados visando a obtenção dos locais mais adequados para suas instalações. Os locais são definidos a partir de um conjunto de barras candidatas. O conjunto de barras candidatas é definido através do método de Fatores de Observabilidade aplicado a modos dominantes e através de locais considerados estratégicos para a observação de modos relevantes de baixa frequência. A verificação da adequação dos locais escolhidos é testada através da identificação dos modos dominantes extraídos de curvas que simulam os sinais das PMUs e também da coerência angular entre essas curvas.

Simulações são realizadas na rede elétrica do SIN, levando-se em conta um cenário de carga pesada relativo a fevereiro de 2007. Os resultados da identificação confirmam que, em determinados locais, alguns modos importantes são bem observados. Diversos sinais foram utilizados para calcular a coerência angular. Os resultados desta simulação servem como orientação para evitar redundâncias na instalação das PMUs. Considerando apenas o cenário estudado, alguns locais são identificados como adequados para instalação de PMUs. Testes para extração de modos dominantes foram realizados a partir de curvas obtidas em algumas PMUs instaladas em universidades brasileiras. Os resultados destes testes indicam boa qualidade no que diz respeito à identificação de modos de baixas frequências, mesmo para PMUs instaladas na parte de baixa tensão.

**DOMINANT MODES IDENTIFICATION IN A LARGE ELECTRIC
POWER SYSTEM CONSIDERING INFORMATION FROM
ADEQUATE LOCALS TO SIMULATE PHASOR MEASUREMENT
UNITS**

Author: Paulo Antônio Gomes Monteiro

Advisor: Francisco Damasceno Freitas

Electrical Engineering Graduation Program at the University of Brasília.

Brasília/DF - Brazil: June 29th - 2009.

ABSTRACT

This dissertation presents results about the criteria aiming the Phasor Measurement Units (PMUs) allocations in an electric power system. The Brazilian Interconnected Power System (BIPS) is used as the test-system. Moreover, practical results calculated from data collected at PMUs installed at some brazilian universities are shown.

Three criteria for PMU allocation are analyzed in order to obtain the most appropriate locations for their installations. The sites are defined from a set of candidate buses. These buses are defined according to the Observability Factors method applied to dominant modes and by selection of some locations considered strategic for the observation of low frequency relevant modes. The selected sites suitability is evaluated by identifying the dominant modes extracted from curves that simulate the PMU signals and by the angular coherence between these curves.

Simulations are carried out in the BIPS taking into account a heavy load scenario from February 2007. The results of the identification confirm that some important modes are well observed at some places. Several signals were used to calculate the angular coherence. These results were used as a guideline to optimize the PMUs installation. Considering just the scenario studied, some places are identified as suitable for installation of PMUs. Tests to extract dominant modes accomplished from curves obtained from the PMUs installed at some brazilian universities indicated a good quality concerning the low frequency modes identification, even for PMUs installed at the low voltage side.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	INDRODUÇÃO GERAL	1
1.2	MOTIVAÇÃO E PROPOSTA DE INVESTIGAÇÃO	3
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	5
2	MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - CONCEITOS BÁSICOS	6
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	6
2.2	ESTRUTURA DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL	7
2.2.1	A Unidade de Medição Fasorial	8
2.2.2	O Concentrador de Dados	9
2.2.3	Links de Comunicação	10
2.2.4	Fontes de Sincronização e o Sistema GPS	11
3	MÉTODOS DE POSICIONAMENTO DE PMUs	13
3.1	POSICIONAMENTO DE PMU - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	13
3.2	MÉTODOS DE POSICIONAMENTO UTILIZADOS	15
3.2.1	Coerência Angular	16
3.2.2	Fatores de Observabilidade	19
3.2.3	Análise de Prony	22
4	RESULTADOS DA APLICAÇÃO DOS MÉTODOS DE POSICIONAMENTO - ABORDAGEM TEÓRICA	25
4.1	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	25
4.2	ESTUDOS E FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS	26
4.2.1	Procedimentos para Definição de Locais para Alocação de PMUs	27
4.3	MÉTODO DOS FATORES DE OBSERVABILIDADE	29
4.4	DISTÚRBO NA SUBESTAÇÃO SAMAMBAIA 500 KV	33
4.4.1	Análise de Prony	34
4.4.2	Método de Coerência Angular	43
4.5	DISTÚRBO NA SUBESTAÇÃO LUIZ GONZAGA 500 KV	58
4.5.1	Análise de Prony	58

4.5.2	Método de Coerência Angular	60
4.6	DISTÚRBO NA SUBESTAÇÃO ITÁ 525 KV	70
4.6.1	Análise de Prony	70
4.6.2	Método de Coerência Angular	78
4.7	BARRAS ESCOLHIDAS PARA A INSTALAÇÃO DE PMUs	82
5	APLICAÇÃO DE SMFs EM UMA OCORRÊNCIA REAL NO SIN	83
5.1	SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL NO BRASIL	83
5.2	DESCRIÇÃO DA OCORRÊNCIA	85
5.3	APLICAÇÃO DA ANÁLISE DE PRONY	86
5.4	APLICAÇÃO DA COERÊNCIA ANGULAR	92
6	CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FU-	
	TUROS	93
6.1	CONCLUSÕES GERAIS	93
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	95
	APÊNDICES	100
A	Matriz de Coerência C_B - Pulso em Samambaia	101
B	Matriz de Coerência C_B - Pulso em Luiz Gonzaga	105
C	Matriz de Coerência C_B - Pulso em Itá	109

Lista de Tabelas

4.1	Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Itaipu 60 Hz.	29
4.2	Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Tucuruí.	29
4.3	Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Itá.	30
4.4	Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Xingó.	30
4.5	Características dos modos encontrados.	31
4.6	Posicionamento de PMUs visando o conteúdo modal.	32
4.7	Barras estratégicas do sistema consideradas como candidatas.	33
4.8	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.	36
4.9	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema(Continuação).	37
4.10	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	38
4.11	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	39
4.12	Barras onde os modos inter-área apresentam maiores amplitudes A_i	43
4.13	Barras do Grupo Coerente 1 e coerências cruzadas.	51
4.14	Barras do Grupo Coerente 2 e coerências cruzadas.	51
4.15	Barras do Grupo Coerente 3 e coerências cruzadas.	51
4.16	Barras do Grupo Coerente 4 e coerências cruzadas.	51
4.17	Barras do Grupo Coerente 5 e coerências cruzadas.	57
4.18	Barras do Grupo Coerente 6 e coerências cruzadas.	57
4.19	Barras do Grupo Coerente 7 e coerências cruzadas.	57
4.20	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.	61
4.21	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	62
4.22	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	63

4.23	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	64
4.24	Barras onde os modos inter-área apresentam maiores amplitudes A_i .	67
4.25	Barras do Grupo Coerente 1 e coerências cruzadas.	68
4.26	Barras do Grupo Coerente 2 e coerências cruzadas.	68
4.27	Barras do Grupo Coerente 3 e coerências cruzadas.	69
4.28	Barras do Grupo Coerente 4 e coerências cruzadas.	69
4.29	Barras do Grupo Coerente 5 e coerências cruzadas.	69
4.30	Barras do Grupo Coerente 6 e coerências cruzadas.	69
4.31	Barras do Grupo Coerente 7 e coerências cruzadas.	69
4.32	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.	72
4.33	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	73
4.34	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	74
4.35	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).	75
4.36	Barras onde os modos inter-área apresentam maiores amplitudes A_i .	78
4.37	Barras do Grupo Coerente 1 e coerências cruzadas.	80
4.38	Barras do Grupo Coerente 2 e coerências cruzadas.	80
4.39	Barras do Grupo Coerente 3 e coerências cruzadas.	80
4.40	Barras do Grupo Coerente 4 e coerências cruzadas.	80
4.41	Barras do Grupo Coerente 5 e coerências cruzadas.	81
4.42	Barras do Grupo Coerente 6 e coerências cruzadas.	81
4.43	Barras do Grupo Coerente 7 e coerências cruzadas.	81
5.1	Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.	91
5.2	Matriz de Coerência para as quatro PMUs.	92
A.1	Coerência angular das barras candidatas.	101
A.2	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	102
A.3	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	103
A.4	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	104
B.1	Coerência angular das barras candidatas.	105
B.2	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	106
B.3	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	107

B.4	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	108
C.1	Coerência angular das barras candidatas.	109
C.2	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	110
C.3	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	111
C.4	Coerência angular das barras candidatas (Continuação).	112

Lista de Figuras

2.1	Configuração de um Sistema de Medição Fasorial [16].	7
2.2	PMU: Estrutura Básica [20].	9
3.1	Matriz de Coerência - Exemplo.	19
4.1	Sistema Interligado Nacional - 2008 [40].	26
4.2	Respostas no tempo devido a um distúrbio na subestação Samambaia 500 kV.	34
4.3	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Itaipu 60 Hz 500 kV.	40
4.4	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Gravataí 525 kV.	40
4.5	Desvio do ângulo de tensão na PMU da UTE Uruguaiana.	41
4.6	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Tijuco Preto 765 kV.	41
4.7	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Imperatriz 500 kV.	42
4.8	Desvio do ângulo de tensão na PMU da UHE Xingó.	42
4.9	Índices de coerência relativos à SE Tucuruí 500 kV.	45
4.10	Índices de coerência relativos à SE Itá 525 kV.	46
4.11	Índices de coerência relativos à SE Bauru 440 kV.	46
4.12	Índices de coerência relativos à SE Iraporã 525 kV.	47
4.13	Índices de coerência relativos à SE Tijuco Preto 765 kV.	47
4.14	Índices de coerência relativos à SE Cachoeira Paulista 500 kV.	48
4.15	Índices de coerência relativos à SE Cabreúva 440kV.	48
4.16	Índices de coerência relativos à SE Itaipu 500 kV.	49
4.17	Índices de coerência relativos à SE Presidente Dutra 500 kV.	53
4.18	Índices de coerência relativos à UHE Xingó.	53
4.19	Índices de coerência relativos à UHE Paulo Afonso 4.	54
4.20	Índices de coerência relativos à SE São João do Piauí 500 kV.	54
4.21	Índices de coerência relativos à SE Serra da Mesa 500 kV.	55
4.22	Índices de coerência relativos à SE Samambaia 500 kV.	55
4.23	Respostas no tempo devido a um distúrbio na subestação Luiz Gonzaga 500 kV.	59
4.24	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Luiz Gonzaga 500 kV.	65

4.25	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Gravataí 525 kV.	65
4.26	Desvio do ângulo de tensão na PMU da UHE Promissão.	66
4.27	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Tijuco Preto 765 kV.	66
4.28	Índices de coerência relativos à SE Tucuruí 500 kV.	68
4.29	Respostas no tempo devido a um distúrbio na subestação Itá 525 kV. .	70
4.30	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Itá 525 kV.	76
4.31	Desvio do ângulo de tensão na PMU de Itumbiara 500 kV.	76
4.32	Desvio do ângulo de tensão na PMU da Tijuco Preto 765 kV.	77
4.33	Desvio do ângulo de tensão na PMU da UHE Chavantes.	77
4.34	Índices de Coerência relativos à SE Tucuruí 500 kV.	79
5.1	Desvio de frequência na PMU da UNIFEI.	87
5.2	Desvio de frequência na PMU da EESC/USP.	88
5.3	Identificação do desvio de frequência na PMU da EESC/USP.	89
5.4	Identificação do desvio de frequência na PMU da COPPE/UFRJ. . . .	89
5.5	Identificação do desvio de frequência na PMU da UFPA.	90
5.6	Identificação do desvio de frequência na PMU da UNIFEI.	90

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

A/D: Analógico Digital.

AM: Amplitude Modulation, Modulação em Amplitude.

ANAREDE: Programa de Análise de Redes - CEPEL.

ANATEM: Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos - CEPEL.

CEPEL: Centro de Pesquisas em Energia Elétrica.

COPPE/UFRJ: Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia - UFRJ.

CPU: Central Processing Unit, Unidade de Processamento Central.

DFT: Discrete Fourier Transform, Transformada Discreta de Fourier.

DPSE: Dominant Pole Spectrum Eigensolver.

EESC/USP: Escola de Engenharia de São Carlos/Universidade de São Paulo.

ERAC: Esquema Regional de Alívio de Carga.

FT: Função de Transferência.

GOES: Geostationary Operational Environmental System.

GPS: Global Positioning System, Sistema de Posicionamento Global.

INMARSAT: International Maritime Satellite Organization.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PacDyn: Programa de Estabilidade a Pequenas Perturbações - CEPEL.

PDC: Phasor Data Concentrator, Concentrador de Dados Fasoriais.

PMU: Phasor Measurement Unit, Unidade de Medição Fasorial.

p.p.s: Pulso por segundo.

PPS: Proteção por Perda de Sincronismo.

PSS: Power System Stabilizer, Estabilizador de Sistema de Potência.

PUCRS: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

RDP: Registradores Digitais de Perturbação.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition, Controle Supervisório e de Aquisição de Dados.

SEP: Sistema Elétrico de Potência.

SIN: Sistema Interligado Nacional.

SISO: Single Input Single Output, Entrada Única e Saída Única.

SMF: Sistema de Medição Fasorial Sincronizada.

SE: Subestação.

UHE: Usina Hidrelétrica.

UFC: Universidade Federal do Ceará.

UFPA: Universidade Federal do Pará.

UFSC: Universidade Federal de Santa Catarina.

UnB: Universidade de Brasília.

UNIFEI: Universidade Federal de Itajubá.

UTC: Universal Time Coordinated, Tempo Universal Coordenado.

UTFPR: Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO GERAL

Nos tempos atuais, o desenvolvimento de tecnologias ao nível de *hardware* de microcomputadores e de técnicas de sincronização permitiu a concepção de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFs). Estes sistemas de medição são próprios para medição de fasores em tempo real associados à tensão e corrente em um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Os SMFs se constituem em inovadoras tecnologias para o aprimoramento da operação e do monitoramento dos sistemas elétricos. São assim, úteis em diversas aplicações como na supervisão, controle e proteção dos sistemas de potência.

Os SMFs são compostos pelas Unidades de Medição Fasorial (PMUs), por um servidor para armazenamento dos dados, conhecido por PDC, por estações de recepção de sinal GPS, links de comunicação entre PMUs e PDC, por softwares de coleta e armazenamento de fasores, bem como de dispositivos para visualização sistêmica de cada PMU, além de sistemas para troca de informações entre possíveis PDCs.

As unidades de medição fasorial são responsáveis pela aquisição dos fasores de tensão e de corrente. Estas grandezas são sincronizadas no tempo a partir do uso de um relógio controlado via satélite, o qual emprega a mesma tecnologia utilizada por um GPS. Os sincronizadores possibilitam a medição em todos os pontos onde estejam instaladas PMUs, simultaneamente, como uma fotografia do sistema elétrico naquele instante. Os fasores medidos são então transmitidos e armazenados nos concentradores de dados. Nesses locais são realizados tratamentos e feita a disponibilização das medições para as diversas aplicações de interesse.

Atualmente, na operação em tempo real dos sistemas elétricos de potência, as ações de controle são tomadas pelos operadores fazendo uso de programas de computador que implementam funções de segurança em regime permanente [1]. Isto é devido ao fato que as medições colhidas através de um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) são concebidas com a finalidade de verificação das condições

de operação de um sistema em um “quase regime permanente”, dificultando assim o adequado acompanhamento de fenômenos transitórios.

A técnica utilizada atualmente em diversas aplicações [2], [3] e [4] é a de executar um algoritmo de estimação de estado com a periodicidade de alguns minutos [5]. As medições processadas são uma coleção redundante de fluxos de potência e injeções de potência e de alguns valores da magnitude de tensão nodal. Os ângulos de tensão nodal não são medidos. Esta técnica, no entanto, apresenta algumas desvantagens, as quais a impedem de capturar o comportamento dinâmico do sistema elétrico. Em primeiro lugar, a varredura completa dura alguns segundos, o que faz com que a medição dos valores não seja simultânea. Adicionalmente, o modelo do sistema de potência que relaciona os valores medidos com as variáveis de estado é não-linear. Como consequência, requer a utilização de procedimentos iterativos, sendo normalmente necessárias técnicas que utilizam métodos de Newton [2]. Os métodos iterativos são lentos se comparados aos tempos exigidos para se calcular margens de estabilidade e sinais de controle para amortecimento de oscilações transitórias ou prevenção de um colapso de tensão.

Com o advento das unidades de medição fasorial, transitórios rápidos podem ser monitorados em altas taxas de amostragem. Os valores medidos podem alimentar os computadores instalados em centros de operação e assim tornar possível a realização de supervisão e controle automáticos do sistema. Esta forma de controle tem o intuito de evitar situações de emergência e pode ser considerada como uma forma mais rápida do que o controle em tempo real, pois este visa conduzir o sistema a um ponto de operação longe da instabilidade transitória ou do colapso de tensão, através de ações corretivas iniciadas durante um estado de emergência. Pode-se dizer, então, que as medições fasoriais sincronizadas apresentam a capacidade de elevar o padrão de supervisão, controle e proteção do sistema de potência para um novo nível.

Atualmente, existem diversas aplicações vislumbradas com o uso de PMU. O uso em tempo real (*on-line*) destina-se a ferramentas de análise de redes, previsão de estabilidade transitória, previsão de colapsos de tensão, sistemas especiais de proteção, sistemas de proteção adaptativa, maior capacidade de transmissão, além de recomposição do sistema [6]. Já as aplicações *off-line* são usadas para análise de perturbações, controle de amortecimento de oscilações, estudos de fluxo de carga, validação de parâmetros e aprimoramento de modelos matemáticos. PMUs já instaladas em vários pontos de sistemas elétricos de alguns países pelo mundo são utilizados para algumas das aplicações supracitadas.

Apesar dos custos dos equipamentos que compõem um SMF e dos dispositivos de sincronização estarem aparentemente diminuindo, devido ao aumento da demanda para a aquisição e usos desses equipamentos, os custos continuam sendo uma barreira limitante para o número de PMUs a serem instaladas no sistema. Portanto, uma escolha prudente dos locais de instalação desses equipamentos é necessária para satisfazer os critérios de custo e as aplicações desejadas. Com isso, é possível minimizar o número de unidades de medição fasorial a serem instaladas em um sistema, sem prejuízo do adequado monitoramento do desempenho dinâmico do sistema.

Existem várias técnicas de posicionamento de PMU encontradas na literatura [5], [7], [8], [9], [10], dentre outras. Algumas delas fazem uso da técnica de coerência baseada nas respostas no tempo de uma variável especificada de uma barra. O objetivo é medir a proximidade elétrica das barras de um sistema através da identificação de grupos coerentes. Com isso, é possível evitar o posicionamento de uma PMU em cada barra pertencente ao grupo coerente. Outras técnicas fazem uso da característica de observabilidade do sistema. A partir desta concepção, torna-se viável o posicionamento de um conjunto mínimo de PMUs. Mediante este conjunto de PMUs, o sistema é observável para um determinado grupo de modos de oscilação especificados. Também existem técnicas que fazem uso de decomposição modal dos sinais no tempo de uma variável especificada de uma barra [11]. Neste caso, a finalidade é identificar os modos de oscilação presentes no sinal, fazendo uma espécie de estimação da informação que determinada barra detém sobre os modos de oscilação.

1.2 MOTIVAÇÃO E PROPOSTA DE INVESTIGAÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, atualmente com cerca de 103.000 MW [12] de potência instalada. É predominantemente hidroelétrico, com mais de 80% de sua capacidade total advinda de geração hídrica. Devido à magnitude deste sistema interligado e à existência de restrições físicas associadas à transmissão de energia elétrica por longas distâncias, o Sistema Interligado Nacional (SIN) foi dividido em quatro subsistemas de energia interligados por uma extensa rede de transmissão: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (partição adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS).

Os desafios enfrentados nos campos do controle, da operação e da proteção em sistemas de grande porte são crescentes, assim como os custos envolvidos. O crescente

estresse da rede de transmissão, a definição do despacho de unidades geradoras e a diversificação e evolução da matriz de geração (introdução de geradoras distribuídas e de fontes renováveis) têm aumentado a complexidade e a responsabilidade de se operar um sistema interligado de grande porte, como o SIN, de maneira segura e eficiente.

Considerando esta crescente complexidade e também o contexto atual dos sistemas elétricos, em especial o brasileiro, fica evidente que sistemas de monitoração, controle e proteção dos sistemas elétricos carecem de novas ferramentas para auxílio na supervisão e controle. Com isto, haverá o suporte adequado aos operadores para responder, em tempo real, às conseqüências de eventos não planejados, como desligamentos não programados, contingências em linhas de transmissão e outros distúrbios em geral.

Em sistemas de grande porte, desequilíbrios entre blocos de geração e de carga podem ocasionar perturbações que resultam desde pequenos desvios de frequência até variações expressivas na frequência do sistema, situações de colapso de tensão, e até sensibilizar a atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e sistemas de Proteção de Perda de Sincronismo (PPS), ocasionando separação de subsistemas e perdas de importantes centros de carga.

Portanto, diante deste cenário, torna-se interessante o estudo de instalação de equipamentos PMU de forma a aprimorar a monitoração e o controle da operação do sistema elétrica brasileiro. O presente trabalho de dissertação faz uma proposta de posicionamento de PMUs no sistema brasileiro utilizando-se de três métodos para uma escolha adequada de posicionamento de PMUs: Coerência Angular, Fatores de Observabilidade e Análise de Prony.

O primeiro método é associado à estabilidade transitória. O seu objetivo é a maximização do conteúdo de informação contido em um conjunto de sinais e a minimização da redundância dessa informação. Os outros dois são associados à estabilidade para pequenas perturbações e levam em consideração o conteúdo modal dos sinais colhidos pelos dispositivos PMUs. O primeiro destina-se a encontrar as barras do sistema que fornecem mais informações sobre um determinado conjunto de modos de oscilação. Já na análise de Prony realiza-se a decomposição modal dos sinais colhidos pelas unidades de medição fasorial de forma a se identificar os modos de oscilação eletromecânica presentes, estimando-se assim a informação contida nesses modos.

Os três métodos supracitados foram utilizados para se determinar as barras mais ade-

quadas para a instalação de PMUs no sistema. Procurou-se também fazer um comparativo entre os métodos buscando semelhanças nos resultados obtidos.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado na forma a seguir:

O Capítulo 2 visa apresentar uma breve descrição dos principais conceitos associados à tecnologia de medição fasorial sincronizada, incluindo uma descrição das características e funcionalidades dos principais componentes dos SMFs.

O Capítulo 3 apresenta o problema da alocação de unidades de medição fasorial. Os três métodos de posicionamento utilizados neste trabalho são descritos com formulação matemática dos mesmos.

O Capítulo 4 mostra os resultados derivados da aplicação dos três métodos utilizados neste trabalho para a escolha dos locais mais adequados para a instalação de PMUs. Três perturbações foram simuladas no Sistema Interligado Brasileiro de modo a se obter respostas no tempo de uma variável elétrica, as quais serviram de dados para a aplicação dos métodos de posicionamento de PMUs. Os resultados obtidos são apresentados e comparados para cada um dos métodos.

O Capítulo 5 é voltado para a descrição e avaliação de ocorrência relativa a um caso real de utilização de SMFs. Uma análise de uma perturbação ocorrida no SIN é realizada. Busca-se apresentar os sinais obtidos nas PMUs e a partir deles, extrair informações de seus modos dominantes.

O Capítulo 6 traz as conclusões finais do trabalho juntamente com suas principais contribuições. Sugestões para trabalhos futuros são também apresentadas.

Os apêndices contêm alguns resultados derivados deste trabalho e dispostos na forma de tabelas.

Capítulo 2 MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - CONCEITOS BÁSICOS

Neste capítulo, são apresentados os principais conceitos relacionados ao Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMF). A descrição do SMF, os equipamentos que o compõem e algumas de suas aplicações em sistemas elétricos de potência são abordados.

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O SMF é basicamente um sistema de medição simultânea de fasores de grandezas elétricas coletadas em instalações, geralmente, separadas por longas distâncias. Os dados são obtidos a partir de dispositivos denominados Unidades de Medição Fasorial (PMU), os quais são conectados a um Concentrador de Dados Fasoriais (PDC). As PMUs são sincronizadas via satélite por GPS. Ou seja, as grandezas medidas e convertidas em fasores são disponibilizadas em uma referência comum de tempo, o que só é possível se estas são amostradas a partir da mesma base de tempo.

A sincronização das amostras é uma tarefa que se torna mais complexa à medida que as dimensões dos sistemas elétricos crescem. Nestes casos, a implementação efetiva do SMF esbarra na dificuldade do uso de fontes eficazes de sincronização, capazes de determinar com precisão o instante da aquisição das medidas nos dispositivos de medição instalados por todo o sistema.

Inicialmente, as PMUs foram desenvolvidas com base em tecnologias já existentes para relés digitais e Registradores Digitais de Perturbação (RDP) (revolucionárias no campo dos sistemas de proteção). A tecnologia de microprocessadores tornou possível o cálculo direto de componentes de fase de sequências positivas nas quais se baseiam os cálculos utilizados nos algoritmos de detecção de faltas [13]. A maioria dos fabricantes de PMU faz o cálculo dos fasores utilizando a Transformada Discreta de Fourier (DFT) aplicada a uma janela de dados amostrados que se move e cuja largura pode variar de frações de ciclos a um ciclo [14].

Na sincronização dos sinais amostrados, a precisão do sinal de tempo da ordem de milissegundos é suficiente para utilização nos relés de proteção e RDP. Porém, os cálculos de fasores demandam uma precisão maior do que 1 milissegundo [15]. Somente após o uso em larga escala comercial do GPS é que foi possível desenvolver as primeiras unidades de medição fasorial. O GPS é capaz de fornecer o sinal de tempo da ordem de 1 microssegundo em qualquer localidade do mundo, enviando para as estações receptoras o sinal p.p.s (*pulse per second*), possibilitando-se assim que o processo de aquisição seja executado de modo sincronizado em diferentes subestações.

2.2 ESTRUTURA DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL

O elemento base que constitui um sistema de medição fasorial é a unidade de medição fasorial, conhecido por PMU. Entretanto, a estrutura de um SMF também é composta por equipamentos de mesma relevância, tais como as estações de recepção do sinal de GPS, o concentrador de dados e os links de comunicação entre as PMUs e o concentrador.

A estrutura geral de um sistema de medição fasorial está apresentada na Figura 2.1 [16].

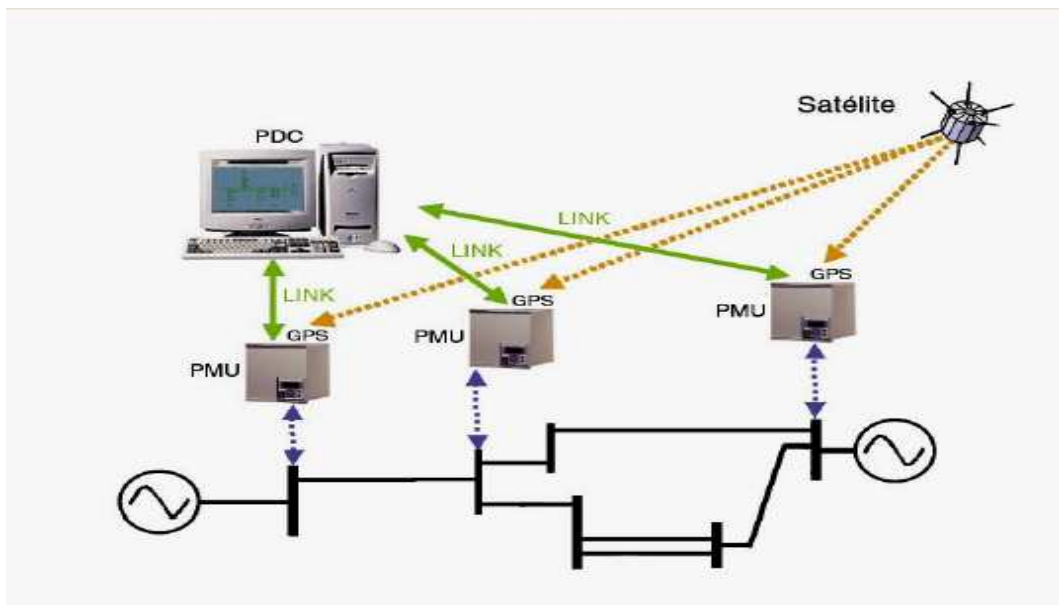


Figura 2.1: Configuração de um Sistema de Medição Fasorial [16].

O sinal p.p.s emitido pelo sistema GPS fornece às PMUs o instante exato em que deve

ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. De modo geral, as grandezas amostradas constituem-se das tensões trifásicas nas barras e correntes trifásicas nas linhas, transformadores e alimentadores das subestações [17]. A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de seqüência positiva são calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se a Transformada Discreta de Fourier [14].

Os fasores calculados pelas PMUs são enviados, através de canais adequados de comunicação, ao concentrador de dados. Este equipamento reúne as medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, dispondo de um retrato, em tempo real, do estado do sistema.

A seguir, apresenta-se uma descrição sucinta de cada um dos principais equipamentos que compõem um SMF.

2.2.1 A Unidade de Medição Fasorial

A PMU é o elemento base para um sistema de medição fasorial. Este equipamento realiza a aquisição das tensões e correntes trifásicas das barras do sistema; processa os dados amostrados, efetuando assim a medição das grandezas fasoriais; organiza os fasores em intervalos de tempo; e finalmente os envia ao concentrador de dados.

A taxa de amostragem para a aquisição de dados pode variar de poucos até várias dezenas de fasores por segundo, dependendo da aplicação que se deseja executar. Como exemplo, para aplicações estáticas, como a estimação de estados, 1 fasor por segundo é suficiente. Para monitoração, 30 fasores por segundo é um valor adequado. Em aplicações para estabilidade transitória, 60 fasores por segundo são suficientes [18].

A estrutura básica proposta em [19] de uma PMU pode ser representada a partir da Figura 2.2 [20]. Ela é composta por um receptor de sinal GPS, um sistema de aquisição - a qual pertencem os filtros anti-aliasing (usado para filtrar ruídos no sinal de entrada da PMU), o módulo de conversão analógica/digital; e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático das amostras. Cada PMU deve estar acoplada a um equipamento receptor de sinal de GPS.

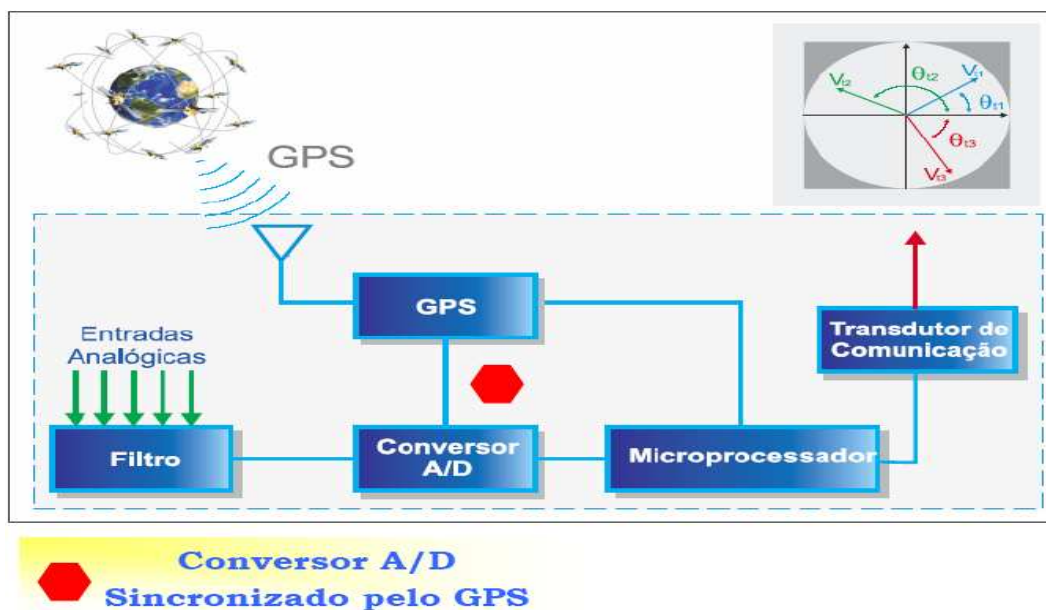


Figura 2.2: PMU: Estrutura Básica [20].

2.2.2 O Concentrador de Dados

O concentrador de dados, referido como PDC, é um elemento único em um sistema de medição de uma determinada área de controle e tem como principal função receber e organizar de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs. No PDC, os dados podem ser disponibilizados graficamente, em monitores, para o uso em aplicações *online*. Também, armazenado em memória para aplicações *offline*.

Dentre as aplicações *online* pode ser citado o monitoramento de segurança, a análise de contingências, a estimação de estados, etc. Dentre as aplicações *offline*, citam-se a análise de perturbações pós-falta, localização de faltas, controle de emergência, análise de contingências *offline*, etc. Estas funções podem ser normalmente executadas por meio de computadores pessoais. Portanto, cabe ao concentrador de dados direcionar o fluxo de informações para terminais com esses perfis.

O PDC é o equipamento mais complexo de um SMF. Este equipamento requer dedicação exclusiva e alto investimento no desenvolvimento de aplicativos que atendam de forma adequada um sistema elétrico de potência. Ele é constituído de uma Unidade de Processamento Central (CPU) com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, um disco rígido de memória para a gravação de perturbações, entradas seriais para a recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio

de dados para outros processadores.

As PMUs enviam as medidas fasoriais das tensões e correntes de seqüência positiva para o concentrador de dados a uma taxa de amostragem determinada pelo tipo de aplicação. Os dados são recebidos pelo PDC de forma assíncrona e, utilizando as etiquetas de tempo (*time-tags*) com as quais são formatados, são ordenados de modo a formar conjuntos de medidas fasoriais referentes ao mesmo instante de tempo. O PDC pode também fazer um tratamento de erros de transmissão e solicitar dados perdidos. Além das medidas fornecidas pelas PMUs, existe também a possibilidade de haver intercâmbio de informações entre dois ou mais concentradores de dados.

2.2.3 Links de Comunicação

Os canais de comunicação têm como função viabilizar a transferência de dados entre as PMUs e o PDC, assim como permitir a troca de informações entre PDCs de diferentes áreas. A transmissão de dados pode ser realizada tanto através de meios físicos específicos quanto através de tecnologia sem fio, amplamente conhecida por *wireless*. No que se refere ao emprego de tecnologias com fio, diversas são as escolhas possíveis, entre estas o uso de linhas telefônicas, cabos de fibra ótica ou mesmo a rede de baixa e média tensão. A tecnologia sem fio implica no uso de canais de microondas ou de sistemas por satélites.

Um SMF deve ter o suporte de uma infra-estrutura de comunicação com velocidade compatível para agrupar e condicionar de forma efetiva os dados medidos pelas PMUs. Sabe-se, entretanto, que o desempenho e a rapidez no envio de informações estão associados ao tipo de canal de comunicação escolhido [15].

É possível se estabelecer uma estreita relação entre o tipo de aplicação desejada e o requisito de eficiência do canal de comunicação. No entanto, as vantagens e desvantagens de cada canal de comunicação devem ser avaliadas de modo a se escolher a opção mais adequada, que corresponda aos requisitos financeiros e técnicos determinados pelas características particulares de cada sistema de potência [21].

2.2.4 Fontes de Sincronização e o Sistema GPS

A técnica de adquirir as medições fasoriais sincronizadas consiste em utilizar uma fonte externa de sincronismo. As medições fasoriais sincronizadas devem ter uma resolução alta, exigindo uma precisão superior a 1 milissegundo [14].

Uma fonte de sincronização deve cumprir com os requisitos básicos de disponibilidade e precisão. Considerando que os sistemas de medição fasorial devem estar permanentemente operando, os dados precisam ser compatíveis em todo o sistema interconectado, com execução confiável e sem interrupção [22]. Segundo [23], todos os equipamentos do sistema de sincronização devem ter como mínimo uma disponibilidade de 99,861% (com máximo de 1 hora de indisponibilidade por mês).

A precisão da medição fasorial está diretamente relacionada com a sincronização das amostras que formam o cálculo fasorial. Cada amostra de dados deve ser sincronizada com o tempo padrão UTC (*Universal Time Coordinated*). A sincronização em UTC deve ser fornecida por difusão de sinais a partir de um relógio central ou por um relógio interno.

Ao longo dos anos, cogitou-se a utilização de diferentes alternativas para a sincronização simultânea de PMUs remotas por difusão a partir de uma instalação terrestre, tais como difusão por rádio AM (Amplitude-Modulated), sistemas de transmissão por microondas e redes de fibra ótica. Cogitou-se também em utilizar sinais via satélite do sistema GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*).

Porém, nenhuma dessas alternativas demonstrou ser suficientemente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida precisão [14]. A difusão por rádio AM é a de menor custo. Porém, sua precisão é muito limitada devido a uma diversidade de problemas com sua implementação [22]. Os sistemas de microondas e fibras óticas necessitam de investimentos substanciais em *hardware* e manutenção para chegar a uma precisão adequada. Já os satélites do sistema GOES não transmitem pulsos por segundo com a precisão desejada.

No início dos anos 90, com o desenvolvimento do sistema GPS, foi proporcionada a exatidão requerida. A constelação baseada nos satélites GPS engloba quatro satélites em cada um dos seis planos orbitais para um total de 24 satélites que transmitem informação de sincronização em tempo real e que circulam a Terra duas vezes ao dia

em seis planos orbitais. Os satélites são capazes de transmitir um sinal de pulsos por segundo para estações receptoras na Terra com precisão da ordem de $1 \mu\text{s}$, ou seja, muito adequada para aplicações em sistemas elétricos de potência [14].

Dessa forma, foi concebida a possibilidade de se utilizar este sinal de pulso como fonte de sincronização para medições fasoriais. Considerando um sinal de uma variável elétrica com frequência de 60 Hz, tendo, portanto, período $T = 0,01666 \text{ s}$, um erro no pulso de sincronização da ordem de $1 \mu\text{s}$ implica na existência de um erro do sinal adquirido pela PMU da ordem de $(0,000001 \text{ s} \times 360^\circ)/0,01666 \text{ s} = 0,021^\circ$ elétricos. Tal precisão satisfaz amplamente aos requisitos de precisão exigidos por qualquer aplicação atualmente vislumbrada para um sistema de medição fasorial [14].

Dentro de poucos anos, poderão surgir novas alternativas ao uso do sistema GPS. Poderá haver a possibilidade do uso dos sistemas INMARSAT (*International Maritime Satellite Organization*) e Galileu [24], visto que estes sistemas disponibilizam sinais de pulso que também atendem aos requisitos de precisão e confiabilidade exigidos.

Capítulo 3 MÉTODOS DE POSICIONAMENTO DE PMUs

Este capítulo destina-se à discussão sobre o posicionamento de PMUs. Uma formulação matemática ilustrando o problema é apresentada de forma a elucidar seus pontos mais relevantes. Os critérios de alocação utilizados neste trabalho são também apresentados. Estes critérios visam o posicionamento de PMUs para aplicações dedicadas a estudos de estabilidade transitória e de estabilidade a pequenas perturbações.

3.1 POSICIONAMENTO DE PMU - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Como podemos minimizar o número de PMUs instaladas sem deteriorar a qualidade de monitoramento do desempenho dinâmico do sistema?

Buscando obter respostas para essa pergunta, muitos autores, nos últimos anos, estudaram o problema e diversos trabalhos sobre este assunto foram publicados [8], [6], [5], [9], [10], [25]. Estes trabalhos resultaram no desenvolvimento de algoritmos de alocação de PMUs visando a maximização da “quantidade de informação” que é obtida a partir das medições de um determinado conjunto mínimo de barras de um sistema elétrico. Um outro aspecto considerado também é a minimização de redundâncias sobre as medições.

A aplicação desses algoritmos pressupõe, em primeiro lugar, que um número significativo de distúrbios tenha sido simulado no sistema elétrico em estudo [8]. Estas simulações podem ser realizadas para vários cenários operacionais, tais como cenários de carga leve, média e pesada, dentre outros. Análises cuidadosas das respostas dos sinais permitem que as barras candidatas sejam comparadas de acordo com a relevância e singularidade das informações registradas em seus locais, para cada perturbação e cenário de operação estudado.

Os objetivos visando o posicionamento de PMUs podem ser diversos. Pode-se estudar o posicionamento visando estudos de:

- Estabilidade transitória - o objetivo é o de maximizar o conteúdo de informação contido em um conjunto de sinais e a minimização da redundância dessa informação;
- Estabilidade a pequenas perturbações - o objetivo é o de buscar a maximização da sensibilidade dos medidores aos modos eletromecânicos inter-área de baixo amortecimento, e minimizar a sensibilidade dos sensores aos modos eletromecânicos locais bem amortecidos; alocação visando localizações que tenham informações sobre o conteúdo modal de modos pré-especificados (ou faixas de frequência pré-especificadas);
- Estabilidade de tensão - o objetivo é a redução do vetor de estados para avaliação da estabilidade de tensão;
- Estimação de estados - o objetivo é a alocação mínima de PMU visando a observabilidade completa do sistema.

Cada método proposto busca algum dos objetivos citados acima, dentre outros. Os métodos aplicados neste trabalho levam em consideração a estabilidade transitória e a estabilidade para pequenas perturbações. A seguir será apresentada formulação matemática do problema de posicionamento de PMUs, conforme proposto em [8].

Suponha um sistema elétrico com N barras, para o qual deseja-se elaborar um projeto de instalação de PMUs. Pretende-se com estas PMUs a obtenção de medidas de variáveis elétricas de interesse. São candidatas variáveis relevantes para o adequado monitoramento da operação de um sistema elétrico de potência, tais como: ângulo de tensão de barra, velocidade do rotor de máquina, frequência, dentre outras. O conjunto das barras existentes é dado por $B = \{B_1, B_2, \dots, B_N\}$. Como a instalação de PMUs em todas as barras do sistema é uma solução economicamente inviável, deve-se definir um subconjunto de B formado pelas barras candidatas à instalação de PMUs, dado por $B_C = \{B_{1_c}, B_{2_c}, \dots, B_{n_c}\} \subset B$. O problema do posicionamento de PMUs consiste em selecionar adequadamente n_u barras dentre as n_c candidatas, formando um subconjunto de barras resultante do posicionamento ótimo de PMUs e representado por $B_U = \{B_{1_u}, B_{2_u}, \dots, B_{n_u}\} \subset B_C \subset B$. Em outras palavras, o problema consiste em se obter um conjunto B_U formado por um número reduzido de barras, mas sem deteriorar o desempenho do monitoramento do comportamento dinâmico do sistema em estudo.

Seja $\{Z_{B_c(t)}\}$ o conjunto de sinais respostas no tempo relativos a variáveis elétricas, adquiridos por PMUs instaladas nas barras candidatas do sistema, para uma dada

perturbação e em um determinado cenário operacional. Este conjunto foi denominado em [8] e [18] como *Matriz de Sinal*, sendo dada por:

$$Z_{B_c} = [z_1(k) \ z_2(k) \ \cdots \ z_{n_c}(k)] \quad (3.1)$$

onde cada $z_i(k) \in \mathfrak{R}^M$, $k = 1, 2, \dots, M$, para $i = 1, 2, \dots, n_c$, representa M amostras no tempo discreto $t_k = k\Delta t$, sendo Δt o período entre amostras. Logo, a matriz Z_{B_c} possui dimensão $M \times n_c$,

A alocação de $n_u < n_c$ unidades de medição fasorial nas barras do conjunto $B_U \subset B_C$ será considerada ótima, se não há perda ou pelo menos reduzida perda de informação ao se substituir a matriz de sinal das barras candidatas $\{Z_{B_c(t)}\}$ pela matriz de sinal $\{Z_{B_U(t)}\}$. O “conteúdo” da informação dos sinais colhidos por um conjunto de barras B qualquer pode ser mensurado pelo índice $\mathfrak{S}(Z_B)$. Sendo assim, no processo de alocação de *PMUs* deve-se tentar assegurar que $\mathfrak{S}(Z_{B_U}) \cong \mathfrak{S}(Z_{B_c})$.

Em suma, o processo de posicionamento de *PMUs* visa selecionar um conjunto de barras B_U de forma a assegurar que o conteúdo de informação dos sinais colhidos seja próximo ao conteúdo dos sinais do conjunto de barras candidatas, porém sem redundância de informação.

3.2 MÉTODOS DE POSICIONAMENTO UTILIZADOS

Na subseções a seguir, apresentam-se os três métodos que são abordados nesta dissertação. Dos mesmos, extraem-se informações para se determinar o adequado posicionamento de *PMUs* para aplicações de estabilidade transitória e estabilidade para pequenas perturbações. O primeiro método abordado é o de Coerência Angular. Para este método, discute-se como é feito o processamento dos dados provenientes da *Matriz de Sinal*, e com os dados processados como é formada a *Matriz de Informação*. O segundo método abordado é o de Fatores de Observabilidade, utilizado no *software* PacDyn. E finalmente, aborda-se o método baseado na identificação de sinais e análise do conteúdo modal, conhecido por Análise de Prony [26], [27], [28], [29], [30].

A utilização combinada de métodos nos quais se usam fatores de observabilidade e

análise de Prony [25] tem aplicações que fornecem informações relevantes sobre o conteúdo dos sinais e sobre os locais onde a instalação de PMUs é recomendada. Esses dois métodos consideram o conteúdo modal dos sinais medidos pelas PMUs. O primeiro deles é utilizado para a determinação das barras do sistema que fornecem mais informações sobre um determinado conjunto de modos de oscilação. Já a análise de Prony é utilizada para realizar a decomposição modal dos sinais adquiridos, tornando possível a identificação dos modos de oscilação eletromecânicos e o conhecimento de suas características.

3.2.1 Coerência Angular

Um grupo de barras é dito ser coerente considerando análise baseada em estabilidade angular, quando qualquer perturbação na rede (perda de bloco de carga, bloco de geração, curto-circuito em barra ou linha, contingências simples ou duplas em linhas de transmissão etc), aplicada fora da região do grupo resultar em variações incrementais no tempo de variáveis como, por exemplo, os ângulos de tensão e frequência de barra $\Delta\theta(t)$ e $\Delta\omega(t)$, e com todos os incrementos das variáveis dentro do grupo possuindo o mesmo sinal [31].

Essa propriedade permite que a resposta temporal de todos os fasores de um grupo dito coerente seja satisfatoriamente aproximada através da monitoração de apenas um único fasor selecionado dentro do grupo de maneira apropriada. Consequentemente, não se faz necessária a instalação de uma PMU em cada barra pertencente a um grupo coerente, economizando-se assim recursos financeiros associados à aquisição dos equipamentos.

Nesta dissertação, foi utilizado o método de Coerência Angular baseado nas respostas no tempo da variável ângulo de tensão de barra (θ) para algumas perturbações simuladas no SIN, e também para uma ocorrência real no SIN. Essa preferência foi devido ao fato de que as respostas no tempo dessas variáveis são muito importantes para alertarem os operadores em tempo real quando da possível aproximação de limites operativos pré-especificados. Uma série de informações podem ser obtidas através da monitoração dos ângulos do sistema. Deve-se lembrar que o fluxo de potência ativa entre duas barras do sistema varia aproximadamente com o seno da diferença angular entre as duas barras, o qual pode ser dado pela equação 3.2 apresentada a seguir:

$$P_{km} = \frac{V_k V_m}{x_{km}} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.2)$$

A direção do fluxo de potência ativa vai da barra de maior ângulo para a de menor ângulo. Assim, pela captura da variação geográfica do ângulo de tensão sobre uma região, pode-se identificar a direção do fluxo de potência ativa através do sistema. Uma outra utilidade para a medição de ângulos do sistema é a determinação do momento ideal para fechamento de uma linha entre duas barras quaisquer, fechando de um anel ou interligação entre duas regiões. Os operadores não podem fechar com segurança uma linha entre duas barras que apresentem grande diferença angular, devido às altas variações no fluxo de potência que podem ocorrer. Ações de controle devem ser tomadas pelos operadores no sentido de diminuir a abertura angular entre as duas barras que se deseja conectar, para só assim realizar o fechamento.

3.2.1.1 Descrição Matemática

De acordo com [31] e [32], duas barras (k, l) são coerentes para uma dada perturbação d , quando um dado índice α_{kl}^d está abaixo de um limite pré-especificado, onde $x_{kd}(t)$ é a resposta no tempo da variável x na barra k para a d -ésima perturbação, enquanto que $T = \Delta t$ é o período de amostragem.

$$\alpha_{kl}^d = \sqrt{\frac{1}{T} \left(\int_0^T [\Delta\theta_{kd}(t) - \Delta\theta_{ld}(t)]^2 + [\Delta\omega_{kd}(t) - \Delta\omega_{ld}(t)]^2 dt \right)} \quad (3.3)$$

sendo que $k = 1, \dots, n_b$; $l = k + 1, \dots, n_b$ e $\alpha_{lk}^d = \alpha_{kl}^d$. A equação acima representa o cálculo dos índices de coerência angular e de frequência para uma dada perturbação. Os índices de coerência formam a Matriz de Coerência C_B , a qual tem dimensão $n_b \times n_b$, onde n_b é o número de barras do sistema elétrico avaliadas quanto ao critério de coerência.

Como o interesse desta dissertação é a utilização do critério de coerência angular baseado nas respostas no tempo da variável ângulo de tensão de barra; para o cálculo dos índices de coerência, deve-se considerar somente as respostas no tempo dessa variável, conforme apresentado na equação a seguir:

$$\alpha_{kl}^d = \sqrt{\frac{1}{T} \left(\int_0^T [\Delta\theta_{kd}(t) - \Delta\theta_{ld}(t)]^2 dt \right)} \quad (3.4)$$

A Matriz de Coerência C_B formada pelos índices calculados pela equação (3.4) está apresentada a seguir. A partir dela pode-se analisar o comportamento de um conjunto de barras B durante a perturbação d , de modo a se identificar os grupos de barras coerentes do sistema (omitir-se-á o super-índice d relativo à perturbação, a partir deste ponto).

$$\mathfrak{S}(Z_B) = C_B = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1n_b} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2n_b} \\ \vdots & \vdots & \alpha_{ii} & \vdots \\ \alpha_{n_b1} & \alpha_{n_b2} & \cdots & \alpha_{n_b n_b} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Em uma Matriz de Coerência genérica todos os seus elementos diagonais ($i = j$) são nulos, significando que a coerência de uma dada barra com respeito a ela mesma é exatamente zero. Quando $i \neq j$, o índice de coerência α_{ij} tende a crescer à medida em que as barras i e j são mais eletricamente distantes uma da outra. Ou seja, indicando que essas barras i e j pertencem a grupos coerentes distintos. Alternativamente, o índice de coerência α_{ij} tende a diminuir à medida em que as barras i e j são mais eletricamente próximas uma da outra, ou seja, quando i e j pertencem ao mesmo grupo coerente. A Matriz de Coerência é simétrica, pois $\alpha_{kl} = \alpha_{lk}$.

Para exemplificar o cálculo dos índices de coerência e a conseqüente formação da Matriz de Coerência, considere um conjunto de barras formado por 4 barras do SIN. O conjunto é formado pelas barras: Presidente Dutra 500 kV, Luiz Gonzaga 500 kV, Ivaiporã 525 kV e Gravataí 525 kV, nesta ordem. Foi simulada uma perturbação na barra de Samambia 500 kV, a qual se localizada aproximadamente no centro elétrico do sistema. Para esta perturbação foram obtidas as respostas no tempo dos ângulos de tensão nas 4 barras e posteriormente calculados os índices de coerência, formando-se a Matriz de Coerência (ou Informação) apresentada na Figura 3.1 a seguir:

Os índices de coerência da matriz C_B foram normalizados em relação ao índice de coerência de maior valor (elemento $C_B(1,4)$). A primeira linha se refere à barra de Presidente Dutra, a segunda à Luiz Gonzaga, a terceira à Ivaiporã e a quarta à Gravataí. Pode-se verificar que o maior índice de coerência $\alpha_{ij} = 1$ se refere ao par

$$\mathfrak{S}(Z_B) = C_B = \begin{array}{cccc|c} & \mathbf{PD} & \mathbf{LG} & \mathbf{IV} & \mathbf{GR} & \\ \hline & 0 & 0,0362 & 0,7803 & 1 & \mathbf{PD} \\ & 0,0362 & 0 & 0,7441 & 0,9638 & \mathbf{LG} \\ & 0,7803 & 0,7441 & 0 & 0,2197 & \mathbf{IV} \\ & 1 & 0,9638 & 0,2197 & 0 & \mathbf{GR} \end{array}$$

Figura 3.1: Matriz de Coerência - Exemplo.

Presidente Dutra (localizada no Maranhão) e Gravataí (localizada no Rio Grande do Sul). Isso significa que para a perturbação simulada e para esse conjunto restrito de barras, as duas barras são muito pouco coerentes entre si, pertencendo a diferentes grupos coerentes. O mesmo pode ser estendido ao par Luiz Gonzaga (localizada em Pernambuco) e Gravataí.

Por outro lado, o menor índice de coerência ($\neq 0$) encontrado foi o que se refere ao par (Presidente Dutra, Luiz Gonzaga), significando que essas duas barras são as mais coerentes para a perturbação considerada. Para a situação na qual se deseja instalar duas PMUs para fins de estabilidade transitória e análise de dois grupos coerentes, os dois melhores locais para a instalação são Presidente Dutra 500 kV e Gravataí 525 kV.

A partir do exposto, pode-se concluir que índices baseados em coerência angular demonstram ser uma ferramenta apropriada para a realização da medida da distância elétrica que separa barras de um sistema elétrico de potência. Sua aplicação no processo de seleção de barras para o posicionamento de PMUs é adequada, pois o método identifica os grupos ditos coerentes através dos índices de coerência cruzada α_{ij} das barras. Na escolha do conjunto de barras B_U onde supostamente poderão ser instaladas PMUs, com a aplicação do método, evita-se a inclusão de várias barras pertencentes ao mesmo grupo coerente, privilegiando-se, portanto, a inclusão de barras com índices de coerência cruzada α_{ij} elevados.

3.2.2 Fatores de Observabilidade

O método apresentado na seção anterior diz respeito ao problema de posicionamento de PMUs baseado na análise de curvas de sinais discretos no tempo e adequados para

simulações de estabilidade transitória. Nesta subseção e na próxima, são apresentados dois métodos que levam em consideração a estabilidade para pequenas perturbações. O método aqui apresentado faz uso dos fatores de observabilidade, os quais fornecem uma primeira informação sobre aquelas barras do sistema que são melhores candidatas para a instalação de equipamentos PMU. O método fundamenta-se na obtenção de uma configuração de PMUs formada por barras do sistema que forneçam mais informações sobre um determinado conjunto de modos de oscilação eletromecânicos pré-especificados. O outro método faz uso de parâmetros obtidos a partir da realização da Análise de Prony sobre os sinais obtidos pelas PMUs.

O método Fatores de Observabilidade foi implementado nesta dissertação a partir da utilização do *software* PacDyn [33]. Com um sistema-teste referente ao Sistema Elétrico Brasileiro, levantou-se um conjunto de modos de oscilação formado por modos dominantes pouco amortecidos e modos dominantes inter-área. Modos inter-área são modos de baixa frequência (entre 0,1 a 0,7 Hz) que caracterizam as oscilações de um grande grupo de geradores (ou usinas) de uma área contra um grande grupo de geradores (ou usinas) de uma outra área. Os problemas de estabilidade globais em sistemas elétricos são causados por essas interações entre os grupos de geradores, cujos efeitos se espalham por todo o sistema. Em contrapartida, existem os modos locais. Os modos locais possuem frequência de 0,7 a 2 Hz e estão associados a problemas de estabilidade que envolvem uma pequena parte do sistema. São problemas resultantes da oscilação de um gerador ou de uma usina contra o restante do sistema elétrico, ou de oscilações entre poucos geradores (ou usinas) próximos um dos outros [34].

A análise modal em sistemas elétricos de grande porte é viabilizada pela utilização de métodos de solução parcial desse problema, como o algoritmo de múltiplos pólos dominantes. O algoritmo DPSE - *Dominant Pole Spectrum Eigensolver* implementado no PacDyn determina, de maneira simultânea, um número pré-especificado de autovalores dominantes para uma dada função de transferência, a partir de estimativas iniciais [35].

O DPSE é um método de iteração com base em subespaços, o qual opera com ambos os subespaços direito e esquerdo para produzir melhores estimativas para os pólos dominantes da função de transferência. A utilização do algoritmo de pólos dominantes tem a vantagem de fornecer o modo crítico associado a uma área ou barra específica, devido à característica deste algoritmo de restringir a solução parcial do problema de autovalores a uma determinada região de interesse.

Definido o conjunto de modos de oscilação e utilizando-se o método Fatores de Observabilidade, encontraram-se as barras do sistema que fornecem mais informações sobre este conjunto de modos de oscilação. A seguir é apresentada a descrição matemática do método Fatores de Observabilidade encontrada em [33].

3.2.2.1 Descrição Matemática

O critério de posicionamento de PMUs baseado em Fatores de Observabilidade não necessita das respostas no tempo das variáveis envolvidas, mas sim das matrizes da representação de estado do sistema estudado. A obtenção dos fatores de observabilidade é feita com base na representação linear do sistema. Para melhor compreensão, considere um sistema linear e invariante no tempo representado pelas seguintes equações:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (3.6)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (3.7)$$

onde $x(t) \in \mathfrak{R}^n$ é um vetor de estados; $u(t) \in \mathfrak{R}^m$ é um vetor de variáveis de entrada, ou de controle; e $y(t) \in \mathfrak{R}^r$ é um vetor de saída, ou de grandezas observáveis. As matrizes A , B , C e D têm dimensões apropriadas, conforme a variável relacionada.

A representação (3.6)-(3.7) pode ser colocada em forma de funções de transferência escalares. A modelagem desta forma é bastante apropriada para diferentes opções de avaliação das características de um modo.

Suponha, para efeito de conceituação, que $m = r = 1$. Esta representação com uma entrada e uma saída recebe o nome de sistema *Single-Input Single-Output* (SISO). Neste caso, define-se uma função de transferência escalar para esse sistema como:

$$H(s) = C(sI - A)^{-1}B = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} \quad (3.8)$$

onde s é o operador da transformada de Laplace, R_i , $i = 1, 2, \dots, n$ são os resíduos de $H(s)$ associados aos seus respectivos pólos λ_i .

O resíduo R_i pode ser expresso como o produto do fator de observabilidade \bar{C}_i , pelo fator de controlabilidade \bar{B}_i , ambos relativos ao modo i , como segue [33]:

$$R_i = \bar{B}_i \bar{C}_i \quad (3.9)$$

onde $\bar{B}_i = w_i^T B_i$, $\bar{C}_i = C_i v_i$; os vetores v_i e w_i são, respectivamente, os autovetores à direita e à esquerda associados a λ_i .

Os fatores de controlabilidade e de observabilidade podem ser computados por aplicativos que avaliam a análise dinâmica linear do sistema. Em sistemas elétricos de potência, o *software* PacDyn do CEPEL [33] calcula esses indicadores. No PacDyn, os autovetores à direita v_i e à esquerda w_i podem ser calculados através do uso do algoritmo DPSE ou qualquer outro algoritmo de cálculo de autovalores e autovetores.

O método que utiliza os fatores de observabilidade no PacDyn elenca as barras do sistema que possuem maior observabilidade para um modo i selecionado. Em vista disso, é possível se verificar os locais mais apropriados para se “observar” um modo específico. A lista de resíduos das funções de transferência que foram calculados para o conjunto de modos de interesse pode ser usada na determinação aproximada das barras mais adequadas para a instalação de equipamentos PMU. Em particular, o interesse é por um reduzido número de modos de baixas frequências, os quais são os que caracterizam as oscilações eletromecânicas do sistema.

3.2.3 Análise de Prony

Na subseção anterior, comentou-se a utilização dos fatores de observabilidade como possibilidade para a determinação aproximada das barras mais adequadas para a instalação de equipamentos PMU. Foi discutido que o método Fatores de Observabilidade tem como objetivo a realização do posicionamento de PMUs com o intuito de se encontrar as barras do sistema que forneçam mais informações sobre um determinado conjunto de modos de oscilação eletromecânicos pré-especificados.

Nesta subseção, aborda-se um método que estima essas informações sobre os modos de oscilação. Esse método é conhecido por Análise de Prony, a qual é usada para

extrair informações modais de sinais no tempo. A análise de Prony é basicamente uma metodologia que estende a análise de Fourier, estimando diretamente a frequência, o amortecimento, a magnitude e a fase do conteúdo modal de um dado sinal com período de amostragem T fixo, através de um ajuste de curva paramétrico-linear.

A possibilidade de se retirar este tipo de informação de programas de simulação transitória é de grande utilidade na área de sistemas elétricos de potência. O modelo criado é formado por pólos e resíduos que, conjuntamente constituem a decomposição modal do sinal. As informações sobre o conteúdo modal do sinal estimado podem ser usadas na monitoração de variáveis do sistema, estudos sobre a estabilidade do sistema, modelagem e controle de sistemas elétricos etc.

Nesta dissertação, foi utilizado o método de Análise de Prony para os sinais respostas no tempo da variável ângulo de tensão de barra (θ) resultantes da simulação de algumas perturbações no SIN, e também para as resultantes de uma ocorrência real no SIN.

3.2.3.1 Descrição Matemática

Os modos dominantes podem ser identificados mediante técnicas de identificação de sistemas [27], [36], [37]. A técnica mais utilizada é a que considera um sinal de prova conhecido e um sinal de saída observado em um determinado local. A técnica pode ser aplicada a sinais no domínio da frequência ou do tempo. Esta última abordagem é a utilizada nesta Dissertação.

Suponha que uma perturbação seja aplicada em uma barra conhecida através do chaveamento de um “resistor de freio”. Considerando-se o período transitório somente algum tempo após o desligamento do resistor e por um curto período, o sinal nessa faixa de tempo pode ser aproximado pela resposta no domínio do tempo de um sistema linear autônomo. Em função disso, torna-se viável o uso de técnicas para identificar a resposta no tempo e avaliar o conteúdo modal do sinal [11], [36], [37]. A menos do ruído, um sinal autônomo $y(t)$ pode ser estimado em uma análise de Prony, seguindo a seguinte estrutura apresentada em [37]:

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^{N_c} A_i e^{\alpha_i t} \cos(\omega_i t + \phi_i) + \sum_{j=1}^{N_r} R_j e^{\alpha_j t} + \varepsilon_0(t) \quad (3.10)$$

onde $(\alpha_i, A_i, \omega_i, \phi_i, i = 1, 2, \dots, N_c)$ são parâmetros relacionados ao i -ésimo modo complexo; $(R_j, \alpha_j, j = 1, 2, \dots, N_r)$ são relacionados ao j -ésimo modo real. No domínio da frequência, para um modo complexo, (A_i, ϕ_i) são, respectivamente, a magnitude e a fase do resíduo associado ao pólo $\lambda_i = \alpha_i + j\omega_i$, onde α_i é o componente de amortecimento e ω_i é o componente de frequência do modo complexo. Similarmente, R_j e α_j são, respectivamente, o resíduo e o componente de amortecimento do pólo $\lambda_j = \alpha_j$. As variáveis N_c e N_r são, respectivamente, o número de pólos complexos e pólos reais. Portanto, o número total de pólos é $N_m = 2N_c + N_r$. Além disso, há um erro para a estimação representado por $\varepsilon_0(t)$.

Em (3.10), o problema consiste em determinar os parâmetros de tal forma que se chegue a $\|y(t) - \hat{y}(t)\| < \epsilon$, em que ϵ é um número positivo, suficientemente pequeno. Os parâmetros são $\theta_i = [A_i \ \phi_i \ \alpha_i \ \omega_i]^T$, $i = 1, 2, \dots, N_c$ para modos complexos; e $\theta_j = [R_j \ \alpha_j]^T$, $j = 1, 2, \dots, N_r$ para modos reais. Portanto, o conjunto de parâmetros para os modos complexos e reais pode ser representado por:

$$\theta = [\theta_i^T \ \theta_j^T]^T \quad (3.11)$$

Nesta dissertação, o modelo do sistema foi considerado a partir de estudos da inserção de um “resistor de freio” em determinadas barras do SIN. Uma vez que as medições associadas a $y(t)$ sejam acessíveis, pode-se aplicar o método de mínimos quadrados para calcular cada parâmetro do vetor θ . Os sinais adquiridos desta forma são como as saídas de PMUs localizadas em barras. Nesta dissertação são abordadas simulações que consideram dados teóricos (Capítulo 4) e dados de campo (Capítulo 5).

No caso teórico, as curvas $y(t)$ foram geradas através de um *software* capaz de ler um conjunto de dados, conhecido por Caso Base, que modele um sistema de potência discretizado em patamares de carga específicos, como o Sistema Interligado Brasileiro. Neste trabalho foi utilizado o ANATEM [38], o qual é um *software* de simulação não-linear de transitórios eletromecânicos. O Caso Base utilizado pode ser obtido em [39]. Embora o ANATEM seja utilizado para sistemas não-lineares, dependendo da magnitude e da duração do distúrbio, e da porção do sinal que é avaliada, as curvas de saída podem ser vistas como respostas de um sistema linear. Assim, justifica-se o uso do modelo de sistema autônomo mencionado anteriormente.

Capítulo 4 RESULTADOS DA APLICAÇÃO DOS MÉTODOS DE POSICIONAMENTO - ABORDAGEM TEÓRICA

Neste e no próximo capítulo são apresentados resultados relativos ao estudo de PMUs no SIN. Neste capítulo apresentam-se resultados obtidos da aplicação dos métodos de posicionamento de PMUs avaliados nesta dissertação. As seções deste capítulo estão divididas em três partes, cada uma abrangendo uma aplicação de perturbação em determinado ponto do SIN. Para este sistema são apresentados resultados do posicionamento de PMUs utilizando-se métodos que contemplam distúrbios para estabilidade transitória e estabilidade a pequenas perturbações.

4.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O sistema teste utilizado neste trabalho é o Sistema Interligado Nacional. Este sistema ocupa aproximadamente 70% do território brasileiro com uma malha de transmissão muito vasta que inclui mais de 94.000 quilômetros [12] de linhas de transmissão em corrente alternada nas tensões 230, 345, 440, 500, 525 e 765 kV e dois elos CC em ± 600 kV, além de mais de 350 subestações. É um sistema predominantemente hidrelétrico com cerca de 103.000 MW [12] de potência instalada, sendo que mais de 80% de sua capacidade total é advinda de geração hídrica. Um diagrama esquemático do SIN, relativo ao ano de 2008, pode ser visto na Figura 4.1 [40].

O SIN também é caracterizado por ser um sistema onde os parques de geração são muito distantes dos centros de carga, tornando-se necessária a extensa rede de transmissão para a transferência de energia elétrica. Os parques de geração hidrelétricos são formados por usinas localizadas em cascatas localizadas ao longo de 12 principais bacias hidrográficas espalhadas por todo o território brasileiro, sendo que muitas delas são distantes dos principais centros de carga das regiões Sudeste e Sul.

Este sistema interligado é operado pelo ONS. Uma das principais missões do ONS é



Figura 4.1: Sistema Interligado Nacional - 2008 [40].

operar o sistema de maneira otimizada, baseado nos padrões de segurança e economicidade. Deste processo, resulta uma atuação coordenada buscando a transferência de energia entre subsistemas que estão em condições hidrológicas mais favoráveis para subsistemas que estão em condições hidrológicas menos favoráveis, assegurando simultaneamente a segurança do sistema. Além disso, procurando operar o sistema dentro das limitações físicas dos equipamentos de transmissão. Essa operação coordenada tem um impacto direto sobre o custo operacional do sistema.

4.2 ESTUDOS E FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS

O sistema teste estudado é baseado em cenário de carga pesada referente ao mês de fevereiro de 2007. O Caso Base foi obtido do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [39].

Para a realização das simulações, foram utilizados os *softwares* PacDyn e ANATEM. As curvas obtidas com o software ANATEM foram convertidas para serem analisadas no *software* Matlab. Este procedimento é mais adequado para a utilização do método

Análise de Prony no processo de identificação para extrair os modos do sistema, bem como para a utilização do método de Coerência Angular no cálculo dos índices de coerência cruzada.

4.2.1 Procedimentos para Definição de Locais para Alocação de PMUs

Primeiramente, utilizando o software PacDyn, foram definidas 40 funções de transferência do tipo *Single Input Single Output* (SISO). As entradas são as tensões de referência (V_{ref}) das máquinas referentes a usinas localizadas nas quatro regiões geoeletricas brasileiras: Itaipu 60Hz (região Sul/Sudeste), Tucuruí (Norte), Itá (Sul) e Xingó (Nordeste). Para cada uma das entradas, foram definidas 10 saídas. As saídas são os ângulos de tensão de barra (θ) relativos a barras estratégicas espalhadas por vários locais do Sistema Interligado Nacional. Supõe-se assim que possíveis perturbações são injetadas aos sinais de entrada. Os resultados, como consequência, são verificados nas variáveis de saída.

Definidas as funções de transferência SISO, utilizou-se o método *Dominant Pole Spectrum Eigensolver* - DPSE [33] para calcular os modos dominantes do sistema em malha fechada referentes a cada função de transferência.

A partir dos modos dominantes encontrados, definiu-se um conjunto de modos de oscilação formado por modos pouco amortecidos e modos inter-área. Utilizando-se o método baseado nos fatores de observabilidade, encontraram-se as barras do sistema que mais fornecem informações sobre este conjunto de modos de oscilação. Essas barras, juntamente com algumas barras consideradas estratégicas para o sistema, formaram o conjunto de barras candidatas B_C para a instalação de equipamentos de medição fasorial. As barras consideradas como estratégicas foram consideradas como tais por se tratarem de subestações importantes do SIN, sendo que algumas compõem interligações entre subsistemas e outras se referem a usinas importantes do sistema. Adicionalmente, algumas barras foram consideradas como estratégicas apenas por comporem sistemas de transmissão de elevada tensão e por suas localizações no SIN. A partir disso, formou-se um conjunto de barras candidatas B_C composto por 27 barras.

Definido o conjunto B_C , ele foi utilizado posteriormente pelo método de Análise de Prony e o de Coerência Angular para se verificar quais barras do conjunto de candidatas serão escolhidas para formar o conjunto B_U (composto pelas barras mais adequadas

para a instalação de PMUs). Para utilização desses dois métodos, foram aplicados distúrbios em 3 pontos (barras) do sistema de forma a excitar os modos do sistema e se obterem as respostas no tempo das variáveis ângulos de tensão (θ) das barras candidatas. O meio utilizado nesta dissertação para a aplicação dos distúrbios e a obtenção dessas curvas foi o *software* ANATEM.

O primeiro distúrbio foi aplicado na subestação Samambaia 500 kV, localizada na cidade de Brasília-DF. Esta subestação se localiza aproximadamente no centro elétrico do sistema. Portanto, um distúrbio neste ponto constitui-se em excitação capaz de gerar um sinal de saída de nível apropriado nas barras candidatas do sistema. O distúrbio na subestação Samambaia foi um pulso retangular de potência ativa, cuja amplitude é de 100 MW e largura igual a 0,2 s. Para simular o pulso, um resistor de 100 MW foi chaveado no intervalo de duração do pulso. O segundo distúrbio foi aplicado na subestação Luiz Gonzaga 500 kV, localizada na região Nordeste. O terceiro distúrbio foi aplicado na subestação Itá 525 kV, localizada na região Sul. Esses distúrbios possuem as mesmas características do que foi aplicado na subestação Samambaia 500 kV. Na Figura 4.1 estes locais podem ser melhor visualizados.

A partir dessas simulações foram obtidas curvas representando a variação dos ângulos de tensão das barras candidatas no tempo. A referência para os ângulos de tensão foi estabelecida como sendo a barra de Ilha Solteira 440 kV, localizada na região Sudeste. Todas as curvas apresentam os desvios desses ângulos relativos aos seus valores em regime permanente, uma vez que as análises consideradas nesta dissertação pressupõe sinais transitórios.

Uma vez determinadas as barras candidatas B_C e as respostas no tempo das variáveis ângulos de tensão referentes a estas barras, aplicou-se o método de Análise de Prony e, posteriormente, o método de Coerência Angular, com o intuito de se chegar à obtenção do conjunto B_U composto pelas barras mais adequadas para a instalação de PMUs. A partir dos resultados obtidos, procurou-se também comparar os três métodos para alocação de PMU, atentando-se para as semelhanças na escolha desses locais. Evidentemente, a escolha mais apropriada dos locais deveria considerar outros cenários de expansão do sistema. Estes estudos, entretanto, fogem do escopo desta dissertação.

4.3 MÉTODO DOS FATORES DE OBSERVABILIDADE

Para a aplicação deste método, necessita-se primeiramente definir funções de transferência para a obtenção dos modos de oscilação eletromecânicos mais críticos do sistema. A relação das grandezas de entrada e saída do sistema é apresentada nas Tabelas 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4.

Tabela 4.1: Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Itaipu 60 Hz.

Entrada		Saídas	
Sinal	Barra	Sinal	Barra
V_{ref}	Itaipu 60 Hz	θ	Imperatriz
		θ	Presidente Dutra
		θ	Cachoeira Paulista
		θ	Serra da Mesa
		θ	Ivaiporã
		θ	Camaçari II
		θ	Luiz Gonzaga
		θ	Tijuco Preto
		θ	Bateias
		θ	Araraquara

Tabela 4.2: Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Tucuruí.

Entrada		Saídas	
Sinal	Barra	Sinal	Barra
V_{ref}	Tucuruí	θ	Imperatriz
		θ	Presidente Dutra
		θ	Colinas
		θ	Serra da Mesa
		θ	S. João do Piauí
		θ	Fortaleza II
		θ	Luiz Gonzaga
		θ	Tijuco Preto
		θ	Itá
		θ	Araraquara

Tabela 4.3: Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Itá.

Entrada		Saídas	
Sinal	Barra	Sinal	Barra
V_{ref}	Itá	θ	Gravataí
		θ	Passo Real
		θ	Blumenau
		θ	Ivaiporã
		θ	Bateias
		θ	Bauru
		θ	Serra da Mesa
		θ	Poços de Caldas
		θ	Imperatriz
		θ	S. João do Piauí

Tabela 4.4: Variáveis de entrada e saída das FTs SISO referentes à UHE Xingó.

Entrada		Saídas	
Sinal	Barra	Sinal	Barra
V_{ref}	Xingó	θ	Luiz Gonzaga
		θ	Camaçari II
		θ	Serra da Mesa
		θ	Imperatriz
		θ	Colinas
		θ	P.Dutra
		θ	Itumbiara
		θ	Itá
		θ	Araraquara
		θ	Tijuco Preto

Definidas as funções de transferência, obteve-se via PacDyn um conjunto de modos de oscilação formado por modos dominantes pouco amortecidos e modos dominantes inter-área. Para isto, utilizou-se o algoritmo DPSE. A partir deste algoritmo, um número pré-determinado de autovalores dominantes para cada função de transferência foi obtido simultaneamente, a partir de estimativas (*shifts*) iniciais.

O interesse nesses modos é proveniente da relação direta existente entre esses modos e as oscilações eletromecânicas pouco amortecidas. As oscilações eletromecânicas são uma consequência de interações dinâmicas entre geradores síncronos quando o sistema é submetido a um distúrbio. Estas oscilações, se não devidamente amortecidas, podem provocar danos a equipamentos; limitar a transferência de potência entre barras; provocar a atuação da proteção e a abertura de LTs; e, em alguns casos, levar o sistema a um comportamento instável [41].

A Tabela 4.5 mostra os modos de oscilação menos amortecidos e os modos inter-áreas encontrados, com suas respectivas frequências e amortecimento ($\zeta\%$). Estão apresentados também os máximos fatores de participação associados a cada modo. Nesta dissertação, para efeito de simplificação, foram considerados 8 modos dominantes.

Tabela 4.5: Características dos modos encontrados.

Modo	Freq (Hz)	$\zeta(\%)$	Fator de Participação (Máx)
$-0,3305 \pm j6,6949$	1,07 Hz	4,93%	DELT CHAVANTES-4GR 514
$-0,5286 \pm j7,5490$	1,20Hz	6,99%	DELT PAFO-2G3-1GR 5011
$-0,4166 \pm j5,1542$	0,82Hz	8,06%	DELT JACUI-4GR 1162
$-0,4843 \pm j5,7113$	0,91Hz	8,45%	DELT JACUI-4GR 1162
$-0,5757 \pm j6,3927$	1,02Hz	8,97%	WW URUGUAIG-2GR 1164
$-0,4269 \pm j6,5724$	1,05Hz	6,48%	DELT CHAVANTES-4GR 514
$-0,5774 \pm j4,2897$	0,68Hz	13,34%	WW ITAIPU60-9GR 1107
$-0,3662 \pm j2,1201$	0,33Hz	17,02%	WW PAFO-4G1-6GR 5022

O modos de oscilação mais interessantes são os modos inter-área e de baixas frequências, os quais são os que caracterizam as oscilações eletromecânicas no sistema. Na Tabela 4.5 percebe-se a existência de dois modos inter-área com frequências de 0,33 Hz e 0,68 Hz. O primeiro deles é um modo típico da interconexão Norte-Sul do SIN para o ano e a condição de carga em questão. O segundo modo é um modo típico relacionado com a Usina de Itaipu 60Hz. Os demais modos são modos locais.

Os modos apresentados na Tabela 4.5 são característicos do patamar de carga pesada

referente ao mês de fevereiro de 2007 para o sistema teste em questão. Caso fosse efetuada uma análise para os patamares de carga média e leve desse mesmo sistema teste, encontrar-se-iam modos com características diferentes aos dos apresentados pela tabela. Por exemplo, os modos inter-área encontrados nesta simulação de carga pesada também seriam encontrados em uma simulação de carga média ou leve, porém com amortecimento $\zeta(\%)$ diferente. Adicionalmente, outros modos inter-área característicos do SIN que não foram encontrados para esta simulação de carga pesada por estarem muito amortecidos, poderiam ser encontrados, caso fossem utilizados para simulação, os patamares de carga média ou leve do sistema teste.

A Tabela 4.6 a seguir apresenta as barras do sistema que fornecem mais informações sobre o conjunto de modos de oscilação apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.6: Posicionamento de PMUs visando o conteúdo modal.

Modos Especificados	Barras Escolhidas
$-0,3305 \pm j6, 6949$	PROMISSAO-2GR 519
$-0,5286 \pm j7, 5490$	PAFO-2G3-1GR 5011
$-0,4166 \pm j5, 1542$	JACUI-4GR 1162
$-0,4843 \pm j5, 7113$	JACUI-4GR 1162
$-0,5757 \pm j6, 3927$	URUGUAIG-2GR 1164
$-0,4269 \pm j6, 5724$	PROMISSAO-2GR 519
$-0,5774 \pm j4, 2897$	JAURU-2GR 4809
$-0,3662 \pm j2, 1201$	XINGO-6GR 5061

A partir da Tabela 4.6, percebe-se que as barras que possuem maior observabilidade sobre o conjunto de modos avaliados são barras onde existem unidades geradoras. Essas barras são relativas a usinas da região Sudeste: Promissão; região Centro-Oeste: Jauru; região Sul: Jacuí e Uruguaiana; e região Nordeste: Paulo Afonso 2 e Xingó. Essas são as barras escolhidas para o posicionamento de PMUs, de acordo com o critério do método de Fatores de Observabilidade, sendo portanto consideradas como as melhores candidatas para observar o conjunto de modos obtidos.

As seis barras encontradas por este método são então escolhidas para compor o conjunto de candidatas B_C selecionadas para a aplicação dos outros dois métodos considerados neste trabalho. Entretanto, devido à localização estratégica de algumas barras do SIN, adicionou-se ao conjunto B_C 21 outras barras. A Tabela 4.7 apresenta o conjunto dessas barras estratégicas que se tornaram candidatas.

Tabela 4.7: Barras estratégicas do sistema consideradas como candidatas.

Barras Estratégicas Candidatas		
SE Itaipu 60Hz 500 kV	SE Gravataí 525kV	SE P. Dutra 500kV
UHE A. Sales-1GR	SE Imperatriz 500kV	SE Samambaia 345kV
SE Bauru 440kV	SE Itá 525kV	SE Samambaia 500kV
SE C. Paulista 500kV	SE Itumbiara 500kV	SE S. J. do Piauí 500kV
SE Cabreúva 440kV	SE Ivaiporã 525kV	SE Serra da Mesa 500kV
UHE Chavantes-4GR	SE L. Gonzaga 500kV	SE T. Preto 765kV
SE FortalezaII 500kV	UHE P. Afonso4-6GR	SE Tucuruí 500kV

Dessa forma, as Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam todas as barras candidatas para a instalação de PMUs. Tem-se agora um conjunto B_C definido por 27 barras. Nas seções a seguir, serão apresentados o resultados provenientes da aplicação dos métodos baseados na análise de Prony e na coerência angular, para cada uma das 3 perturbações simuladas no SIN.

4.4 DISTÚRBO NA SUBESTAÇÃO SAMAMBAIA 500 KV

Nesta seção, apresentam-se os resultados provenientes da simulação de um distúrbio aplicado na subestação Samambaia 500 kV, a qual se localiza aproximadamente no centro elétrico do sistema. Vislumbra-se que um distúrbio neste ponto se propague tanto para as redes elétricas do Norte/Nordeste quanto para as do Sul/Sudeste, com forte impacto. Portanto, trata-se de uma excitação adequada para gerar sinais de saída de nível apropriado nas denominadas barras candidatas do sistema.

O distúrbio na subestação Samambaia foi um pulso retangular de potência ativa, com amplitude igual a 100 MW e duração igual a 0,2 s. A simulação do pulso foi feita por meio da inserção de um resistor de 100 MW para a terra, chaveado no intervalo de duração do pulso.

A partir desta simulação, obtiveram-se as curvas das respostas no tempo das variáveis ângulos de tensão das barras do conjunto B_C . Os dados relativos a essas curvas obtidas via ANATEM foram convertidos para serem tratados no *software* Matlab. Neste *software*, as respostas no tempo para os ângulos de tensão foram referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV.

Os métodos de posicionamento de PMU que utilizam as respostas no tempo de uma variável elétrica, tais como a Análise de Prony e a Coerência Angular, foram implementados no Matlab.

4.4.1 Análise de Prony

Para realizar o processo de identificação, considerou-se os sinais começando no instante 0,5 segundos, conforme pode ser visto na Figura 4.2. Este procedimento permite que o sistema possa ser visto como um sistema autônomo, exceto na presença de ruído.

A fim de se propiciar uma melhor visualização e comparação dos resultados, as curvas apresentadas nesta dissertação representam os desvios dos ângulos relativos aos seus valores em regime permanente. Esta informação é suficiente já que o principal interesse deste método é investigar o perfil dos modos do sistema através dos sinais colhidos em cada PMU.

A partir dos sinais de desvio de ângulo de tensão nas barras candidatas, procedeu-se ao processo de identificação das curvas caracterizadas por seus modos dominantes. A Figura 4.2 exibe algumas das 27 curvas obtidas das simulações da resposta no tempo dos desvios de ângulos de tensão de barras candidatas.

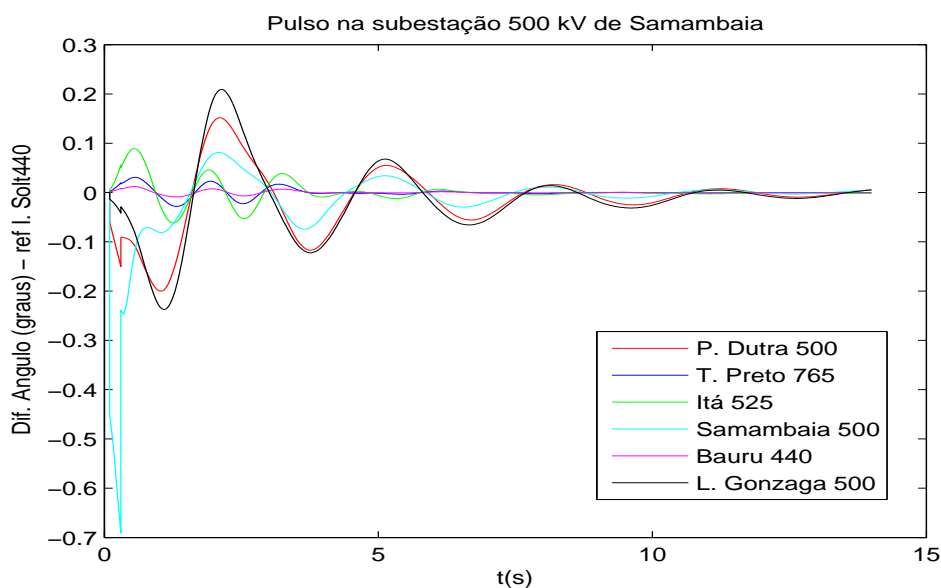


Figura 4.2: Respostas no tempo devido a um distúrbio na subestação Samambaia 500 kV.

Analisando a Figura 4.2, é verificado que a amplitude dos desvios é mais forte na subestação Samambaia 500 kV. Por outro lado, as medições também possuem altas amplitudes nas barras da região Nordeste. É verificado também que os sinais apresentam diferentes fatores de amortecimento e frequências de oscilação dominantes. As fases dos sinais são também bastante diferentes, existindo modos com significativa oposição de fase.

Todas essas características podem ser avaliadas por meio de índices estimados via processo de identificação de curvas. Para este fim, supôs-se, para as 3 simulações realizadas nesta dissertação, que o sistema linear identificado seja representado por 5 pólos complexos conjugados e 1 pólo real, ou seja, o sistema linear identificado possui ordem 11.

As Tabelas 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 sintetizam as características dos modos complexos associados para cada sinal identificado. Nas tabelas, para cada PMU, são mostradas a amplitude A_i e a fase ϕ_i do resíduo associado ao pólo $\lambda_i = \alpha_i + j\omega_i$. Ainda são mostrados a frequência f_i e o amortecimento ζ de cada modo. Pode ser observado que cada PMU captura um sinal com conteúdos modais diferentes, ou seja, os sinais capturados possuem alguns modos com diferentes frequências de oscilação f_i (Hz) e amortecimento ζ (%).

As Figuras 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 exibem os sinais capturados pelas PMUs localizadas na SEs Itaipú 60Hz 500 kV, Gravataí 525 kV, Tijuco Preto 765 kV, Imperatriz 500 kV, UTE Uruguaiana e UHE Xingó; bem como suas respectivas identificações.

A partir da Tabelas 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 é possível observar que o modo com frequência de aproximadamente 0,33 Hz está presente em todas as PMUs. Este modo é conhecido como modo Norte-Sul. Trata-se de um modo inter-área resultante da oscilação das máquinas do sistema Norte-Nordeste contra as máquinas do sistema Sul-Sudeste. O modo de 0,68 Hz, associado à UHE Itaipu, é o segundo que se destaca, sendo observado em quase todas as PMUs. Os outros modos presentes nessas tabelas são modos locais, também encontrados em simulações de pequeno sinal e em estudos de estabilidade transitória. O comportamento das fases confirmou o que pode ser observado a partir das curvas apresentadas na Figura 4.2.

Os modos, em cada PMU, apresentam uma amplitude A_i característica. Os locais onde os modos apresentam maiores A_i são considerados as melhores localidades para

Tabela 4.8: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
P. Dutra 500 kV	0,0932	8,09	-0,7104	4,4821	0,7133	15,65
	-0,0160	-27,27	-0,4799	6,1468	0,9783	7,78
	-0,3797	58,53	-1,0609	0,5638	0,0897	88,30
	0,2944	146,62	-0,3081	2,1016	0,3345	14,50
	0,3277	-27,86	-1,2642	2,1408	0,3407	50,84
T. Preto 765 kV	0,1005	14,67	-1,4876	5,8450	0,9302	24,66
	-0,0778	14,88	-0,8801	5,9622	0,9490	14,60
	-0,0682	-5,74	-3,0827	3,5821	0,5701	65,23
	-0,0151	183,56	-0,3568	2,1194	0,3373	16,60
	0,0535	-7,09	-0,6617	4,4970	0,7157	14,56
Bauru 440 kV	-0,0071	-2,11	-0,6010	5,8742	0,9349	10,18
	0,0179	7,61	-0,6147	4,4181	0,7032	13,78
	-0,0010	5,19	-0,4851	2,8482	0,4533	16,79
	-0,0059	6,45	-0,7284	0,6920	0,1101	72,50
	0,0038	8,93	-0,2755	2,1196	0,3373	12,89
L.Gonzaga 500 kV	0,1716	-52,94	-0,9795	2,9642	0,4718	31,37
	0,1758	10,28	-0,7996	4,0661	0,6471	19,29
	-0,0215	-23,40	-0,5547	6,1039	0,9714	9,05
	-0,3120	-32,39	-0,3024	2,1124	0,3361	14,17
	0,0563	17,81	-0,1918	0,3666	0,0583	46,36
UHE Xingó	0,0203	-190,96	-0,5152	6,0698	0,9660	8,45
	0,3949	34,94	-0,5335	2,1345	0,3397	24,25
	-0,1246	164,41	-0,6927	4,1989	0,6683	16,27
	0,0375	23,83	-0,1197	0,3743	0,0596	30,46
	-0,4743	-1,58	-0,3421	2,0684	0,3292	16,32
UHE Paulo Afonso II	0,0311	109,09	-0,6207	6,5080	1,0357	9,49
	0,3158	17,23	-1,2530	1,8826	0,2996	55,40
	-0,1291	172,76	-0,6844	4,2018	0,6687	16,07
	0,0428	20,77	-0,1592	0,3797	0,0604	38,66
	-0,3577	-34,93	-0,3153	2,1200	0,3374	14,71

Tabela 4.9: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema(Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
UHE Promissão	0,0792	5,68	-0,5755	5,9920	0,9536	9,56
	0,0063	-196,05	-0,1811	6,6878	1,0644	2,70
	-0,0067	154,32	-0,2608	2,2187	0,3531	11,67
	-0,0847	-2,99	-0,9211	0,3371	0,0537	93,90
	-0,0348	-0,44	-0,6997	4,7215	0,7515	14,66
UHE Jauru	0,0832	113,44	-0,5004	4,4959	0,7155	11,06
	-0,1133	-12,60	-0,9004	5,9704	0,9502	14,91
	0,1104	42,33	-6,7403	6,5229	1,0382	71,86
	0,0842	-198,42	-0,3064	2,1196	0,3373	14,31
	-0,2348	87,44	-1,4111	3,6331	0,5782	36,30
Itá 525 kV	0,1606	24,04	-0,7235	4,4068	0,7014	16,20
	-0,0419	26,11	-0,6070	5,9308	0,9439	10,18
	-0,0312	60,47	-2,5372	7,5160	1,1962	31,98
	0,0282	-13,65	-0,3093	2,1364	0,3400	14,33
	-0,0388	3,47	-0,5322	5,2397	0,8339	10,10
Samambaia 500 kV	0,3161	-27,27	-2,3285	5,2682	0,8385	40,43
	0,0937	-137,07	-0,8245	5,5806	0,8881	14,62
	-0,1824	17,23	-1,1334	3,8630	0,6148	28,15
	-0,1600	-27,35	-0,3095	2,1212	0,3376	14,44
	0,1248	-86,08	-0,5278	0,3349	0,0533	84,44
Samambaia 345 kV	0,0366	-273,42	-0,8645	6,4078	1,0198	13,37
	0,1041	-6,94	-0,8337	4,9467	0,7872	16,62
	0,3086	-95,82	-1,6683	3,3902	0,5395	44,15
	-0,1329	63,08	-0,7266	0,4374	0,0696	85,67
	-0,1606	-25,47	-0,3191	2,1174	0,3370	14,90
Gravataí 525kV	0,0542	-26,40	-0,4794	4,8137	0,7661	9,91
	-0,0157	-33,52	-0,4871	6,2517	0,9949	7,76
	0,0696	-0,50	-0,5211	4,3785	0,6968	11,81
	-0,0495	9,87	-1,3444	2,7761	0,4418	43,58
	0,0307	0,19	-0,3246	2,0992	0,3341	15,28
S. J. Piauú 500 kV	0,0249	209,28	-0,5781	5,7747	0,9190	9,96
	0,0619	9,32	-0,6131	4,3038	0,6850	14,10
	-0,9674	106,93	-3,3096	1,2390	0,1972	93,65
	-0,3813	94,55	-0,5400	0,3870	0,0616	81,28
	-0,2972	-38,28	-0,3072	2,1267	0,3385	14,29

Tabela 4.10: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
Fortaleza II 500 kV	-0,0115	-34,32	-0,3871	6,2056	0,9876	6,22
	-0,1110	156,53	-0,8170	4,5089	0,7176	17,83
	0,3649	48,07	-0,4473	2,1751	0,3461	20,14
	0,4110	-164,25	-0,3513	2,0538	0,3269	16,86
	-0,1605	100,94	-0,5532	0,3144	0,0500	86,94
UHE Paulo Afonso IV	-0,0147	8,18	-0,4183	5,9544	0,9477	7,00
	0,1196	-21,81	-0,6952	4,2631	0,6785	16,09
	0,3902	79,50	-0,4339	2,1692	0,3452	19,61
	-0,0151	201,68	-0,0440	0,4145	0,0660	10,55
	-0,2888	31,37	-0,3229	2,0242	0,3222	15,75
UHE Apolônio Sales	-0,0146	3,27	-0,4079	5,9770	0,9513	6,80
	0,1206	-20,19	-0,6813	4,2622	0,6783	15,78
	0,3933	80,47	-0,4310	2,1656	0,3447	19,52
	-0,0103	200,44	-0,0141	0,4311	0,0686	3,27
	-0,2892	32,46	-0,3225	2,0244	0,3222	15,73
Ivaiporã 525 kV	0,0329	19,83	-0,5717	5,5367	0,8812	10,27
	-0,1158	18,73	-0,8841	5,6588	0,9006	15,44
	0,0267	-29,17	-1,3872	6,8528	1,0906	19,84
	0,0193	-16,81	-0,2887	2,1272	0,3385	13,45
	0,1041	22,55	-0,7228	4,3580	0,6936	16,36
Imperatriz 500 kV	-0,0157	-33,26	-0,4802	6,1776	0,9832	7,75
	0,1063	16,85	-0,7099	4,4659	0,7108	15,70
	0,2511	141,54	-0,2880	2,1105	0,3359	13,52
	0,0082	14,77	-0,0467	0,4524	0,0720	10,27
	-0,1603	100,48	-1,4349	3,0810	0,4904	42,22
Tucuruí 500 kV	-0,0283	-28,17	-0,6171	6,1888	0,9850	9,92
	0,0842	37,61	-0,5321	4,3884	0,6984	12,04
	0,2819	133,08	-0,2894	2,1201	0,3374	13,52
	0,3107	33,70	-1,1969	1,0080	0,1604	76,49
	-0,0259	191,95	-0,1755	0,4176	0,0665	38,74
S. da Mesa 500 kV	-0,0150	-104,73	-0,5401	6,5235	1,0382	8,25
	0,0929	-17,95	-0,8109	4,9013	0,7800	16,32
	0,2870	-77,35	-1,4877	2,9444	0,4686	45,10
	-0,2085	-25,86	-0,3236	2,1139	0,3364	15,13
	-0,1685	50,05	-0,8352	0,5459	0,0869	83,70

Tabela 4.11: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
Itumbiara 500 kV	0,1142	77,96	-0,7487	4,6498	0,7400	15,88
	-0,1383	-46,84	-1,3042	6,0837	0,9683	20,96
	0,0885	160,43	-0,3197	2,1197	0,3374	14,91
	-0,5120	98,93	-2,5816	4,1337	0,6579	52,97
	0,0385	52,89	-0,3560	0,2337	0,0372	83,60
Cabreúva 440 kV	-0,0174	-11,05	-0,6532	6,1057	0,9717	10,64
	0,0259	5,87	-0,5907	4,5272	0,7205	12,94
	0,0036	5,20	-0,3926	4,1172	0,6553	9,49
	-0,0142	8,69	-0,8891	0,6794	0,1081	79,46
	0,0058	9,92	-0,2860	2,1656	0,3447	13,09
UHE Chavantes	0,0607	10,53	-0,7183	4,3796	0,6970	16,18
	0,0473	24,74	-0,7543	6,2587	0,9961	11,96
	-0,0673	12,17	-1,9816	5,5885	0,8894	33,42
	-0,0161	169,02	-0,3050	2,1293	0,3388	14,18
	0,0014	131,82	-0,1276	6,8216	1,0857	1,87
Itaipu 60 Hz 500 kV	0,0412	-132,98	-0,5495	5,7708	0,9184	9,48
	-0,1121	-175,97	-0,6523	4,2876	0,6824	15,04
	-0,0402	6,55	-0,6381	2,0320	0,3234	29,96
	0,0512	16,92	-0,4248	0,2075	0,0330	89,85
	0,0582	22,37	-0,3657	2,1032	0,3347	17,13
UHE Jacuí	0,1978	8,63	-0,5745	4,7791	0,7606	11,93
	-0,2256	9,75	-0,6642	5,3640	0,8537	12,29
	-0,0405	27,43	-3,9869	7,5557	1,2025	46,67
	0,0405	-12,04	-0,3089	2,1411	0,3408	14,28
	0,1448	17,68	-0,5808	4,3050	0,6852	13,37
UTE Uruguaiana	0,2229	28,96	-0,6643	4,2934	0,6833	15,29
	-0,0347	26,01	-0,4958	6,0216	0,9584	8,21
	0,0647	-142,30	-1,9816	5,5444	0,8824	33,65
	-0,0407	145,46	-0,3038	2,1493	0,3421	14,00
	0,0686	-107,11	-0,4141	5,0492	0,8036	8,17
C. Paulista 500 kV	0,0359	0,93	-0,6987	4,5259	0,7203	15,26
	-0,0105	9,91	-0,4278	5,9629	0,9490	7,15
	-0,0097	70,73	-0,5225	6,7130	1,0684	7,76
	0,0095	7,82	-0,3108	2,2149	0,3525	13,90
	-0,0343	20,31	-1,3181	0,6485	0,1032	89,73

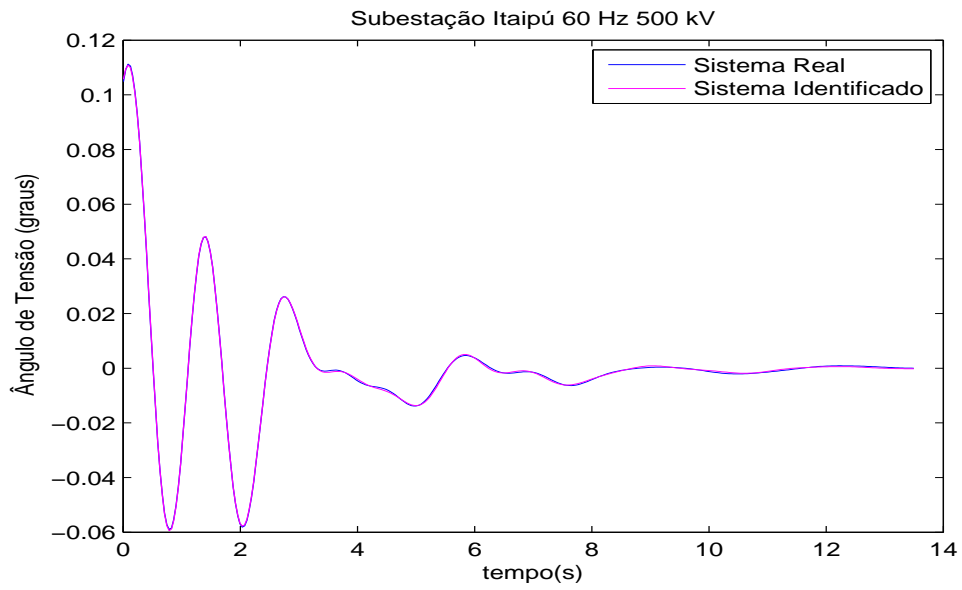


Figura 4.3: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Itaipu 60 Hz 500 kV.

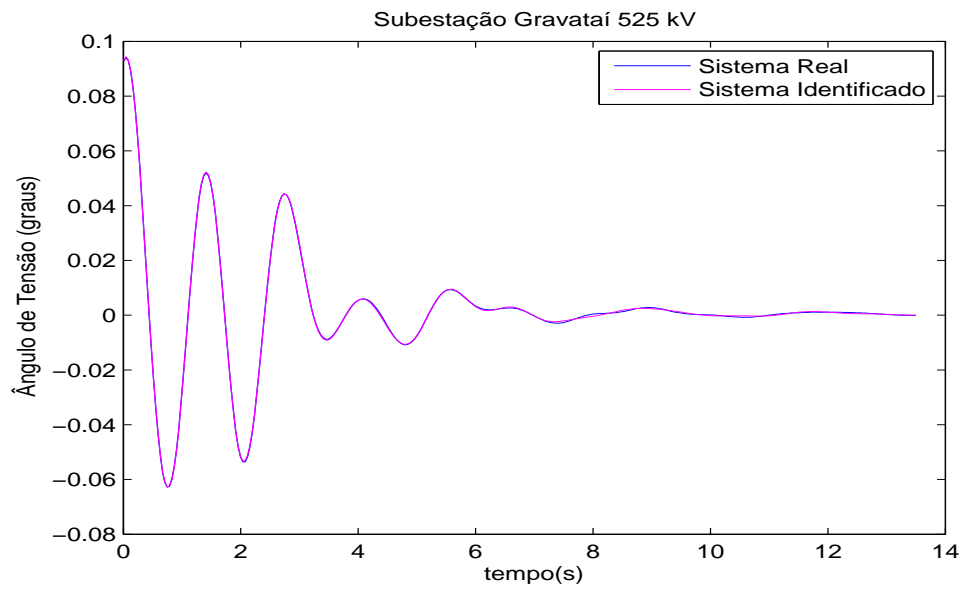


Figura 4.4: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Gravataí 525 kV.

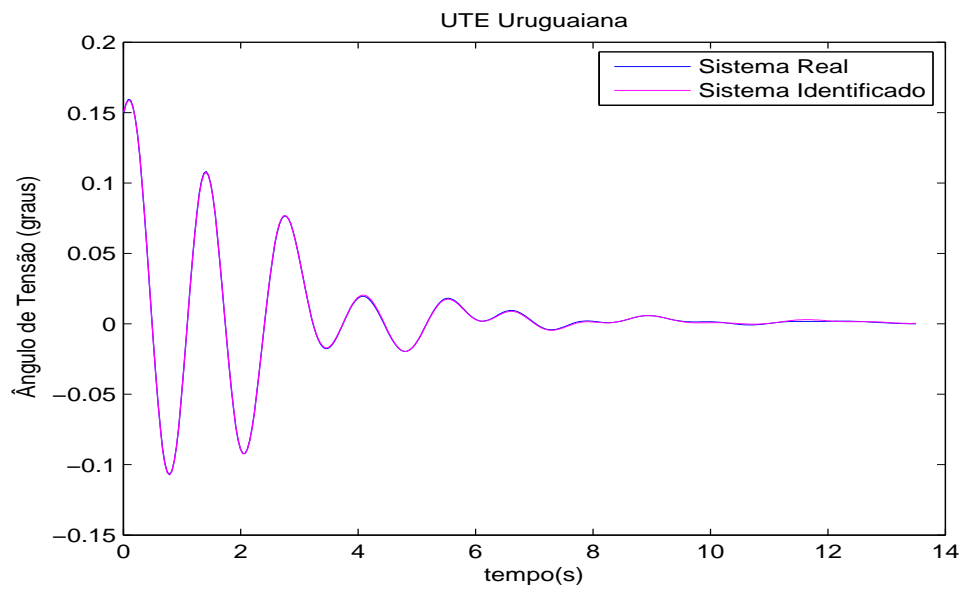


Figura 4.5: Desvio do ângulo de tensão na PMU da UTE Uruguiana.

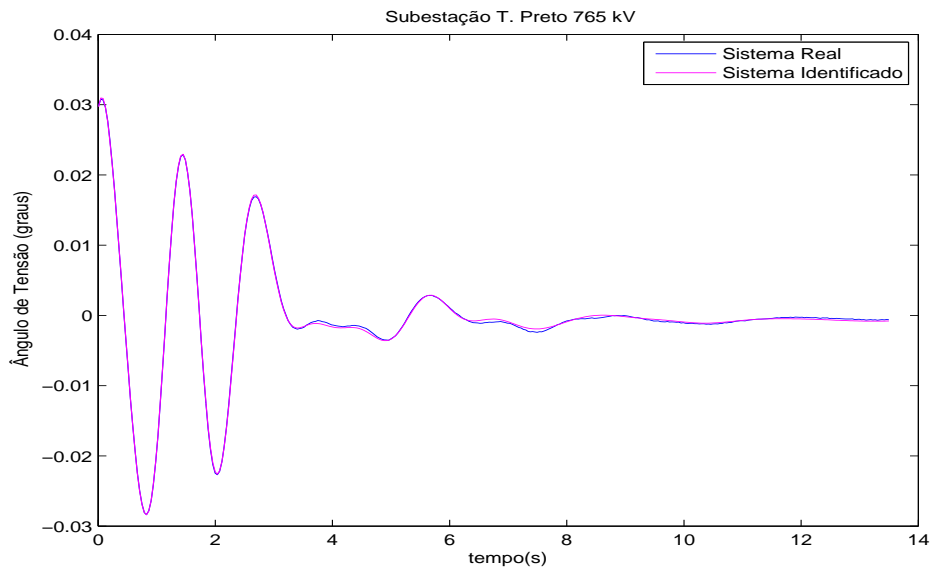


Figura 4.6: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Tijuco Preto 765 kV.

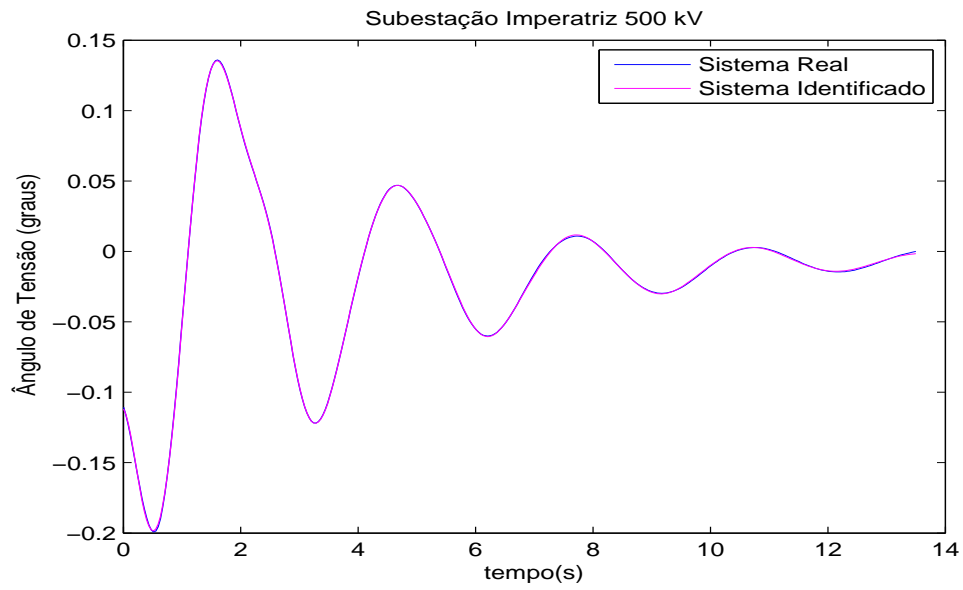


Figura 4.7: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Imperatriz 500 kV.

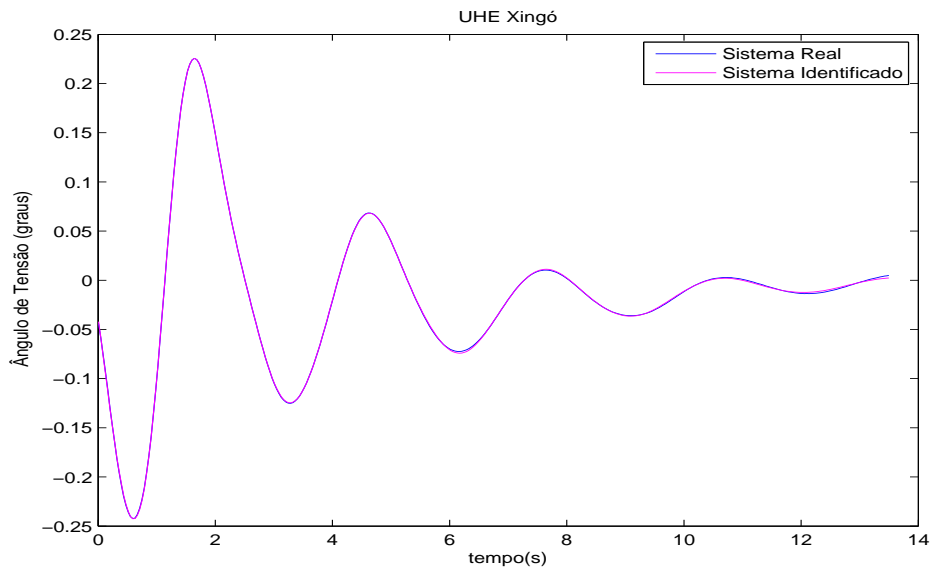


Figura 4.8: Desvio do ângulo de tensão na PMU da UHE Xingó.

a instalação de PMU, caso se deseje monitorar esses modos. Como o interessante é se trabalhar com modos inter-área, pode ser feita uma análise das Tabelas 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 para se definir os locais onde os dois modos inter-área aparecem com maiores amplitudes. A Tabela 4.12 ilustra as três melhores localidades e as respectivas amplitudes para cada um dos modos.

Tabela 4.12: Barras onde os modos inter-área apresentam maiores amplitudes A_i .

Modo Norte-Sul		Modo Itaipú	
Barra	A_i	Barra	A_i
UHE Xingó	0,3949	UTE Uruguaiana	0,2229
Fortaleza II 500 kV	0,3649	Itaipú 500 kV	0,1121
UHE Paulo Afonso II	0,3577	UHE Jacuí	0,1448

Da Tabela 4.12 observa-se que o modo de 0,33 Hz é visto com maior amplitude pela PMU na UHE Xingó. Já o modo de 0,68 Hz é visto com maior amplitude pela PMU na UTE Uruguaiana. Tem-se então que, para esta simulação e para esses dois modos considerados, essas duas barras são as mais adequadas para a instalação de PMUs.

A partir das Figuras 4.3 a 4.8, é possível verificar que as curvas identificadas são muito próximas àquelas colhidas pelas PMUs. Esses resultados indicam que o método baseado na análise de Prony utilizado nesta dissertação é adequado para identificar os sinais obtidos de transitório gerado por um sinal de elevada amplitude, como o concebido a partir da inserção do “resistor de freio” realizada aqui.

4.4.2 Método de Coerência Angular

Utilizou-se o critério de coerência angular baseado na resposta no tempo da variável ângulo de tensão de barra para cada perturbação simulada no Sistema Interligado Nacional. As respostas no tempo dos ângulos de tensão foram referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV, sendo consideradas a partir do instante (0,1 segundo) em que se aplicou a perturbação na SE Samambaia 500 kV.

De posse dessas respostas no tempo, foram calculados os índices de coerência entre cada dupla de barras candidatas a partir da implementação de (3.4). Calculados todos os índices, pôde-se formar a Matriz de Coerência C_B conforme (3.5). As Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4 apresentadas no Apêndice A representam a Matriz de Coerência C_B

formada pelos índices referentes à perturbação na SE Samambaia, para o conjunto de barras B_C .

Os índices de coerência apresentados nessas tabelas foram normalizados em relação ao índice de coerência de maior valor. Nesta dissertação, um grupo de barras é considerado coerente se para cada par de barras do grupo, o índice de coerência cruzada associado for inferior a 0,1 ($\alpha_{ij} \leq 0,1$). Para a aplicação deste método, deve-se portanto fazer um levantamento desses índices de coerência cruzada.

Para a formação dos grupos coerentes efetuou-se os seguintes procedimentos: os grupos coerentes serão aqueles formados pelo maior número de barras possível. Não se considera a formação de subgrupos menores dentro de um mesmo grupo de barras coerentes.

A partir dos dados das Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4 e da Figura 4.9, tem-se que todos os índices de coerência relativos à barra de Tucuruí são maiores que 0,1. Isso significa que a barra de Tucuruí não pertence a nenhum grupo coerente formado por barras do conjunto de barras candidatas B_C definido nesta dissertação. Portanto, conclui-se que a barra de Tucuruí, considerando este método aplicado ao conjunto B_C , é uma barra adequada para a instalação de uma PMU. Pode-se observar também a partir das tabelas que os oito maiores índices de coerência são relativos a pares de barras formados pela barra de Tucuruí. Os oito maiores índices de coerência formam o vetor apresentado na Equação 4.1 a seguir:

$$I_{m\acute{a}x} = [1 \quad 0,9730 \quad 0,9728 \quad 0,9233 \quad 0,8628 \quad 0,8607 \quad 0,8568 \quad 0,8436] \quad (4.1)$$

Esses oito maiores índices de coerência $\alpha_{ij} = 1$, $\alpha_{ij} = 0,9730$, $\alpha_{ij} = 0,9728$, $\alpha_{ij} = 0,9233$, $\alpha_{ij} = 0,8628$, $\alpha_{ij} = 0,8607$, $\alpha_{ij} = 0,8568$ e $\alpha_{ij} = 0,8436$, se referem, respectivamente, ao par de barras Tucuruí-Cachoeira Paulista, Tucuruí-Gravataí, Tucuruí-Cabreúva, Tucuruí-Tijuco Preto, Tucuruí-Bauru, Tucuruí-Itá, Tucuruí-Promissão e Tucuruí-Chavantes. Essa não-coerência elevada da barra de Tucuruí com o restante do sistema serve para reforçar que a barra de Tucuruí é adequada para a instalação de uma PMU.

Na aplicação do método de Coerência Angular para a escolha do conjunto de barras

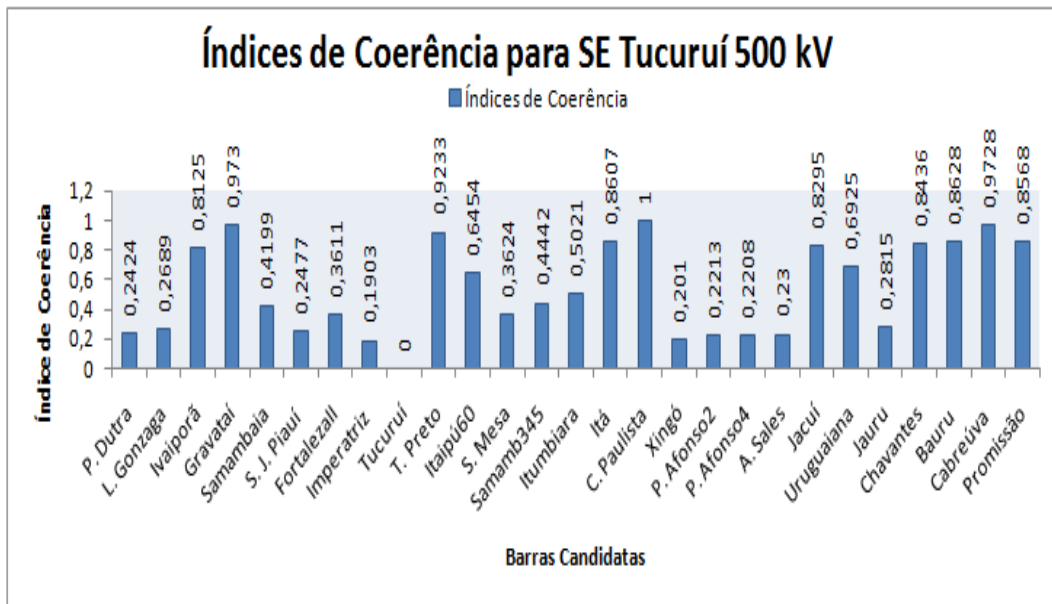


Figura 4.9: Índices de coerência relativos à SE Tucuruí 500 kV.

B_U , evita-se a inclusão de várias barras pertencentes ao mesmo grupo coerente¹. Para a formação de grupos coerentes deve-se investigar as coerências cruzadas entre as barras de determinado grupo candidato a ser coerente.

Seja o conjunto formado pelas barras de: Itá, Ivaiporã, Gravataí, Tijuco Preto, Itaipu 60Hz, Jacuí, Uruguaiana, Chavantes, Bauru, Cabreúva, Cachoeira Paulista e Promissão. Definido este conjunto composto por 12 barras, pode-se investigar a presença de grupos coerentes para a perturbação aqui estudada a partir dos dados das Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4. Essa tarefa pode ser melhor realizada a partir da construção de gráficos com os dados que representam os índices de coerência referentes a cada barra do grupo. Alguns desses gráficos são apresentados nas Figuras 4.10 a 4.16.

A partir dos dados das Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4, fez-se um levantamento dos índices de coerência cruzada $\alpha_{ij} \leq 0,1$ das 12 barras para a perturbação aqui estudada.

Para a barra de Itá, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Ivaiporã ($\alpha_{ij} = 0,0482$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0626$), Jacuí ($\alpha_{ij} = 0,0311$), Chavantes ($\alpha_{ij} = 0,0171$), Bauru ($\alpha_{ij} = 0,0022$) e Promissão ($\alpha_{ij} = 0,0039$).

Para a barra de Bauru, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes

¹Neste trabalho considerou-se que um grupo coerente é aquele composto por barras cujos $\alpha_{ij} \leq 0,1$

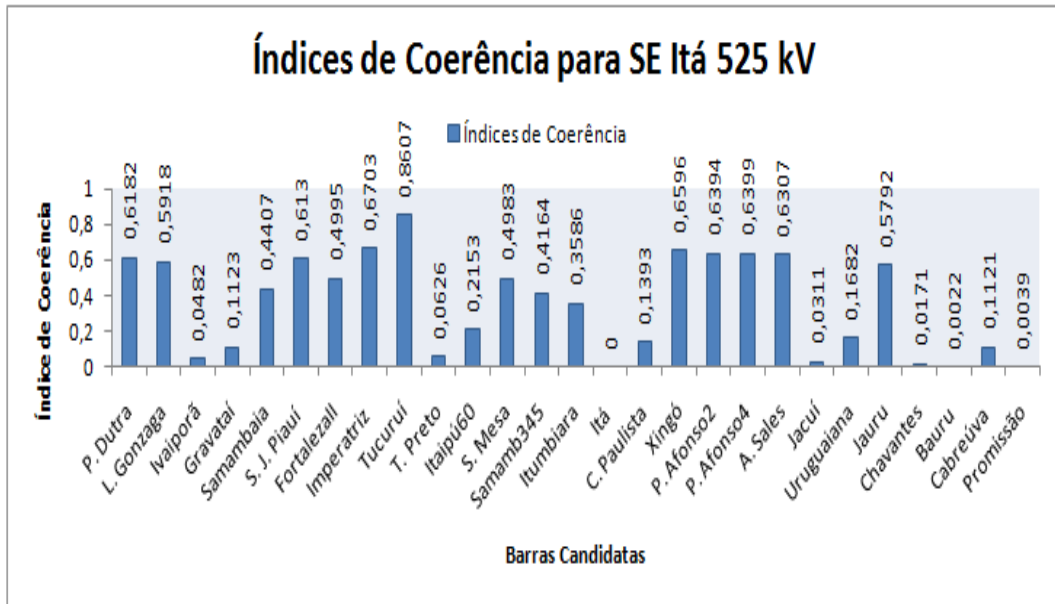


Figura 4.10: Índices de coerência relativos à SE Itá 525 kV.

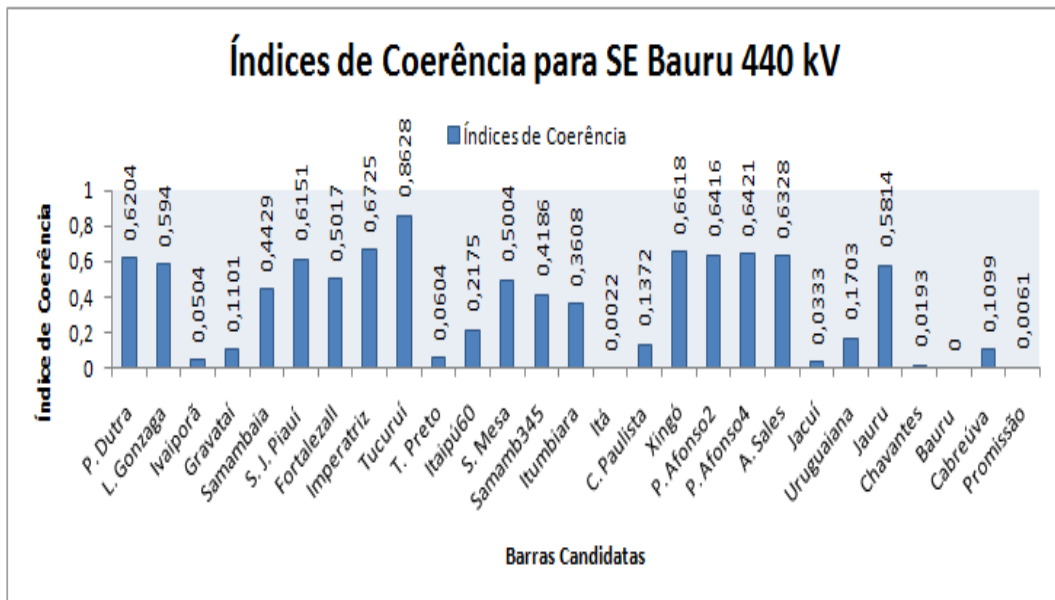


Figura 4.11: Índices de coerência relativos à SE Bauru 440 kV.

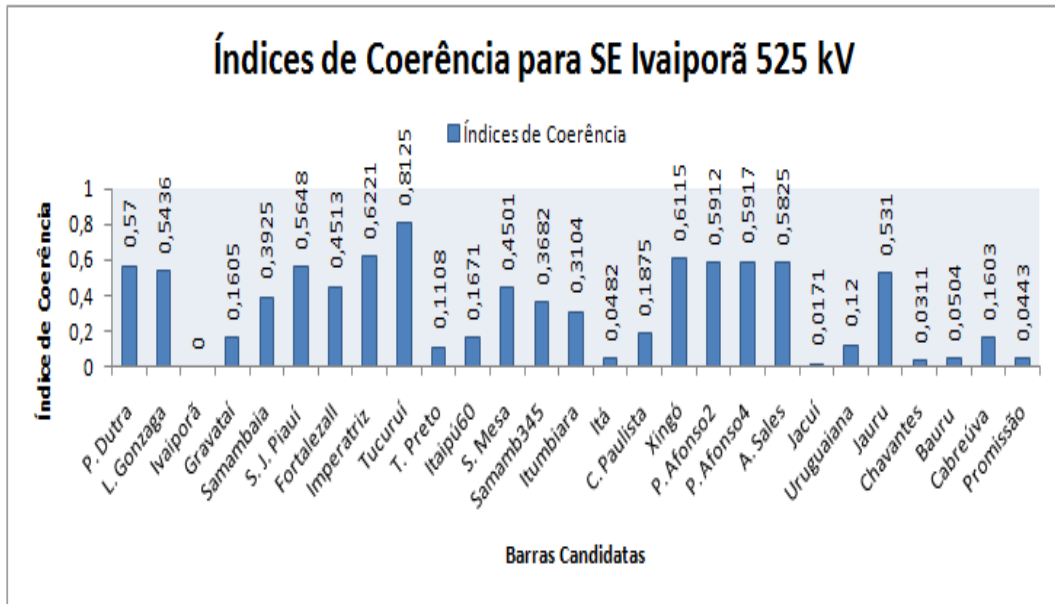


Figura 4.12: Índices de coerência relativos à SE Ivaiporã 525 kV.

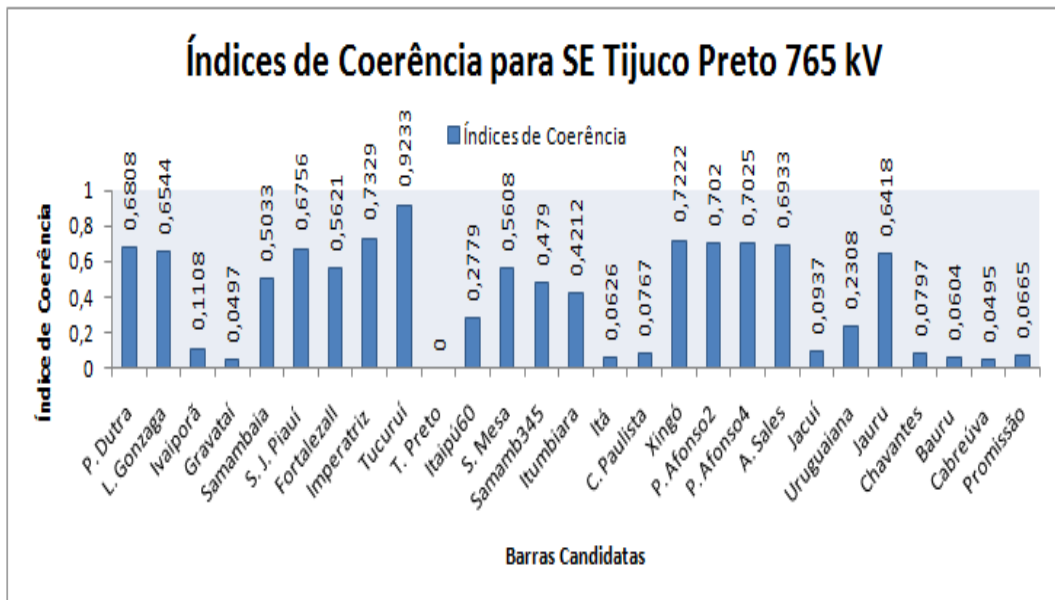


Figura 4.13: Índices de coerência relativos à SE Tijuco Preto 765 kV.

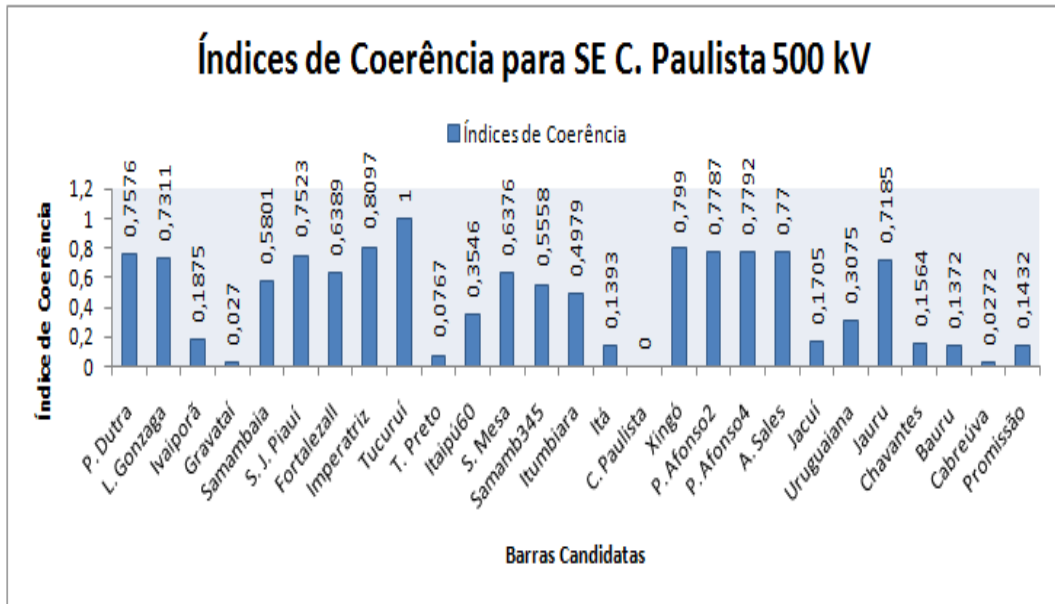


Figura 4.14: Índices de coerência relativos à SE Cachoeira Paulista 500 kV.

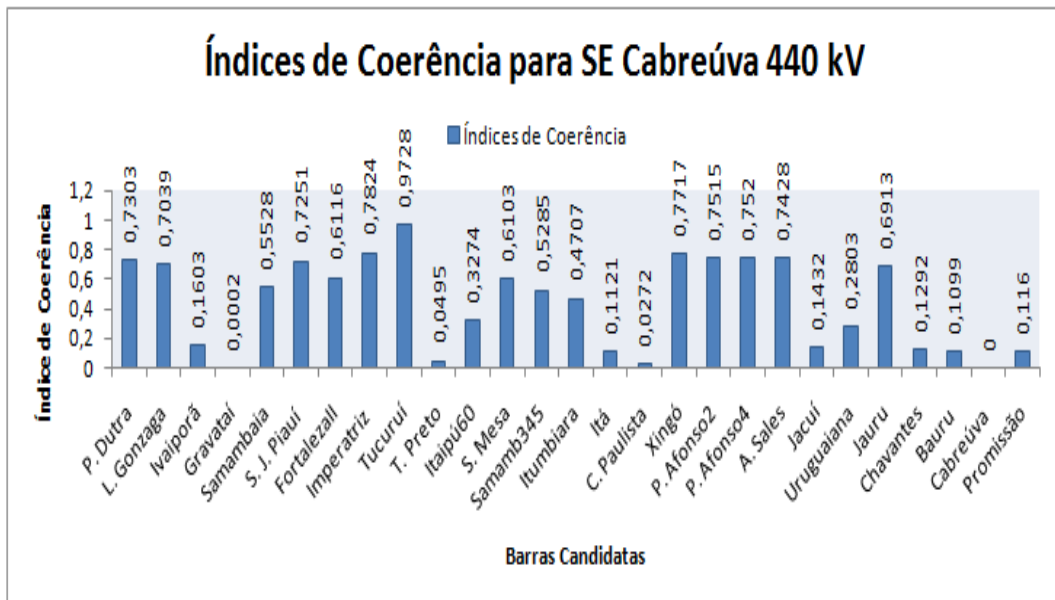


Figura 4.15: Índices de coerência relativos à SE Cabreúva 440kV.

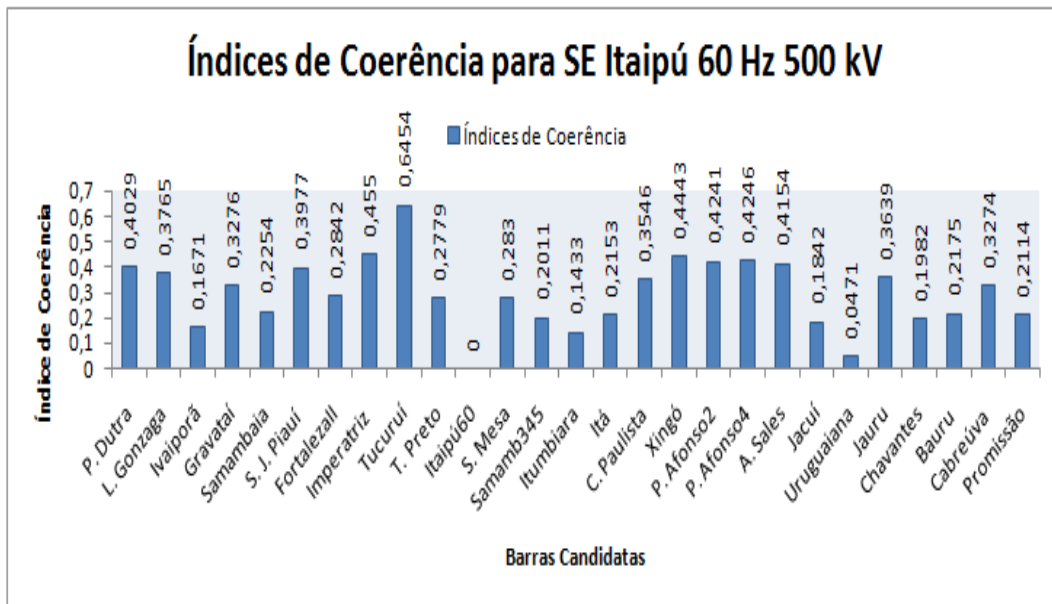


Figura 4.16: Índices de coerência relativos à SE Itaipu 500 kV.

barras: Ivaiporã ($\alpha_{ij} = 0,0504$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0604$), Itá($\alpha_{ij} = 0,0022$), Jacuí ($\alpha_{ij} = 0,0333$), Chavantes ($\alpha_{ij} = 0,0193$) e Promissão ($\alpha_{ij} = 0,0061$).

Para a barra de Jacuí, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Ivaiporã ($\alpha_{ij} = 0,0171$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0937$), Itá($\alpha_{ij} = 0,0311$), Chavantes ($\alpha_{ij} = 0,014$), Bauru ($\alpha_{ij} = 0,0333$) e Promissão ($\alpha_{ij} = 0,0272$).

Para a barra de Chavantes, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Ivaiporã ($\alpha_{ij} = 0,0311$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0797$), Itá($\alpha_{ij} = 0,0171$), Jacuí ($\alpha_{ij} = 0,014$), Bauru ($\alpha_{ij} = 0,0193$) e Promissão ($\alpha_{ij} = 0,0132$).

Para a barra de Promissão, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Ivaiporã ($\alpha_{ij} = 0,0443$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0665$), Itá($\alpha_{ij} = 0,0039$), Jacuí ($\alpha_{ij} = 0,0272$), Chavantes ($\alpha_{ij} = 0,0132$) e Bauru($\alpha_{ij} = 0,0061$).

Para a barra de Ivaiporã, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Itá ($\alpha_{ij} = 0,0482$), Jacuí ($\alpha_{ij} = 0,0171$), Chavantes ($\alpha_{ij} = 0,0311$), Bauru ($\alpha_{ij} = 0,0504$), Promissão ($\alpha_{ij} = 0,0443$).

Para a barra de Tijuco Preto, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Gravataí ($\alpha_{ij} = 0,0497$), Itá ($\alpha_{ij} = 0,0626$), Cachoeira Paulista($\alpha_{ij} = 0,0767$), Jacuí ($\alpha_{ij} = 0,0937$), Chavantes ($\alpha_{ij} = 0,0797$), Bauru ($\alpha_{ij} = 0,0604$),

Cabreúva ($\alpha_{ij} = 0,0495$) e Promissão ($\alpha_{ij} = 0,0665$).

Para a barra de Cachoeira Paulista, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Gravataí ($\alpha_{ij} = 0,027$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0767$) e Cabreúva ($\alpha_{ij} = 0,0272$).

Para a barra de Gravataí, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0497$), Cachoeira Paulista ($\alpha_{ij} = 0,027$) e Cabreúva ($\alpha_{ij} = 0,0002$).

Para a barra de Cabreúva, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Gravataí ($\alpha_{ij} = 0,0002$), Tijuco Preto ($\alpha_{ij} = 0,0495$) e Cachoeira Paulista ($\alpha_{ij} = 0,0272$).

Para a barra de Itaipú 60Hz, o único índice de coerência menor que 0,1 é o relativo à barra de Uruguaiana ($\alpha_{ij} = 0,0471$).

Para a barra de Uruguaiana, o único índice de coerência menor que 0,1 é o relativo à barra de Itaipú 60Hz ($\alpha_{ij} = 0,0471$).

A partir dos levantamentos realizados para o conjunto de 12 barras, pode-se notar claramente a presença de 4 grupos coerentes. O primeiro é formado pelas barras de: Itá, Ivaiporã, Jacuí, Chavantes, Bauru e Promissão. O segundo grupo é formado pelas barras de: Tijuco Preto, Itá, Jacuí, Chavantes, Bauru e Promissão. O terceiro é formado pelas barras de: Tijuco Preto, Cachoeira Paulista, Gravataí e Cabreúva. E o quarto grupo é formado pelas barras de Itaipu 60Hz e Uruguaiana. Nas Tabelas 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 estão apresentados cada grupo coerente e seus índices de coerência cruzada.

Obtidos os 4 grupos coerentes, pode-se afirmar que caso se deseje posicionar PMUs em localidades do SIN e que o número de PMUs a serem instaladas seja limitado, deve-se efetuar o posicionamento somente em uma barra de cada grupo coerente. Pode-se agora partir na investigação da existência de outros grupos coerentes no SIN.

Seja o conjunto formado pelas barras de: Presidente Dutra, Luiz Gonzaga, Samambaia 500 kV, São João do Piauí, Fortaleza II, Imperatriz, Serra da Mesa, Samambaia 345 kV, Itumbiara, Xingó, Paulo Afonso 2, Paulo Afonso 4, Apolônio Sales e Jauru. Definido

Tabela 4.13: Barras do Grupo Coerente 1 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 1 - Coerências Cruzadas						
	Itá	Ivaiporã	Jacuí	Chavantes	Bauru	Promissão
Itá	0	0,0482	0,0311	0,0171	0,0022	0,0039
Ivaiporã	0,0482	0	0,0171	0,0311	0,0504	0,0443
Jacuí	0,0311	0,0171	0	0,014	0,0333	0,0272
Chavantes	0,0171	0,0311	0,014	0	0,0193	0,0132
Bauru	0,0022	0,0504	0,0333	0,0193	0	0,0061
Promissão	0,0039	0,0443	0,0272	0,0132	0,0061	0

Tabela 4.14: Barras do Grupo Coerente 2 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 2 - Coerências Cruzadas						
	T.Preto	Itá	Jacuí	Chavantes	Bauru	Promissão
T. Preto	0	0,0626	0,0937	0,0797	0,0604	0,0665
Itá	0,0626	0	0,0311	0,0171	0,0022	0,0039
Jacuí	0,0937	0,0311	0	0,0140	0,0333	0,0272
Chavantes	0,0797	0,0171	0,0140	0	0,0193	0,0132
Bauru	0,0604	0,0022	0,0333	0,0193	0	0,0061
Promissão	0,0665	0,0039	0,0272	0,0132	0,0061	0

Tabela 4.15: Barras do Grupo Coerente 3 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 3 - Coerências Cruzadas				
	T. Preto	C. Paulista	Gravataí	Cabreúva
T. Preto	0	0,0767	0,0497	0,0495
C.Paulista	0,0767	0	0,0270	0,0272
Gravataí	0,0497	0,0270	0	0,0002
Cabreúva	0,0495	0,0272	0,0002	0

Tabela 4.16: Barras do Grupo Coerente 4 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 4 - Coerências Cruzadas		
	Itaipu 60Hz	Uruguaiana
Itaipu 60Hz	0	0,0471
Uruguaiana	0,0471	0

este conjunto composto por 14 barras, pode-se investigar a presença de outros grupos coerentes para a perturbação aqui estudada. Alguns dos gráficos construídos com os dados das Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4 são apresentados nas Figuras 4.17 a 4.22.

A partir dos dados das Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4 e das Figuras 4.17, 4.18, 4.20, 4.19, fez-se um levantamento dos índices de coerência cruzada $\alpha_{ij} \leq 0,1$ das 14 barras para a perturbação aqui estudada.

Para a barra de Presidente Dutra, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0264$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0053$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0521$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0414$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0212$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0217$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0124$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,039$).

Para a barra de Luiz Gonzaga, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0264$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0212$), FortalezaII ($\alpha_{ij} = 0,0923$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0785$), Serra da Mesa ($\alpha_{ij} = 0,0935$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0679$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0476$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0481$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0389$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0126$).

Para a barra de São João do Piauí, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0053$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0212$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0574$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0467$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0264$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0269$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0177$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0338$).

Para a barra de Xingó, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0414$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0679$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0467$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0107$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0202$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0197$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,029$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0804$).

Para a barra de Paulo Afonso 2, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0212$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0476$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0264$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0309$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0202$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0005$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0087$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0602$).

Para a barra de Paulo Afonso 4, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0217$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0481$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0269$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0304$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0197$), Paulo

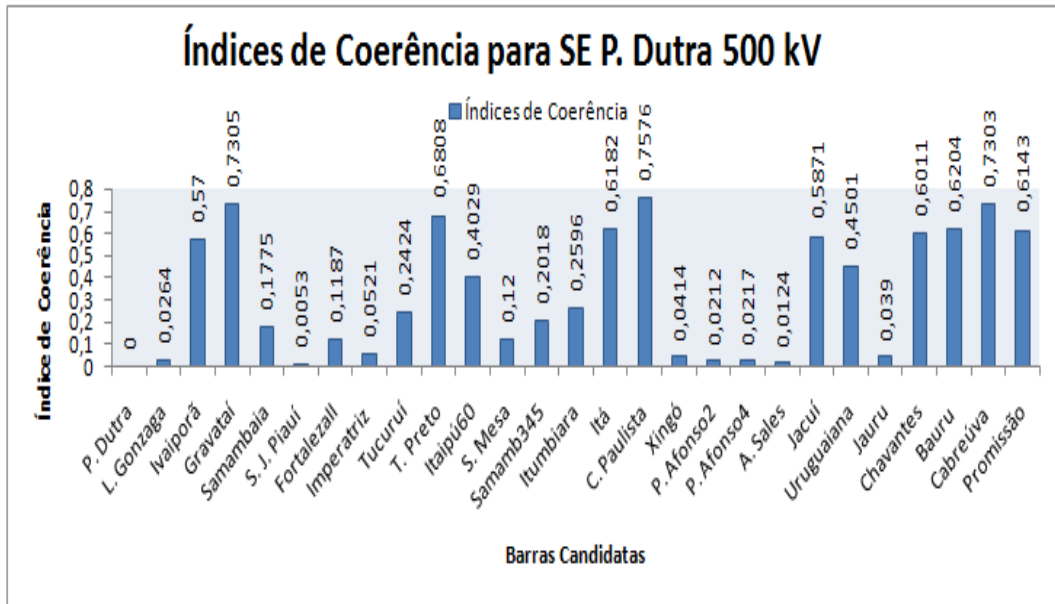


Figura 4.17: Índices de coerência relativos à SE Presidente Dutra 500 kV.

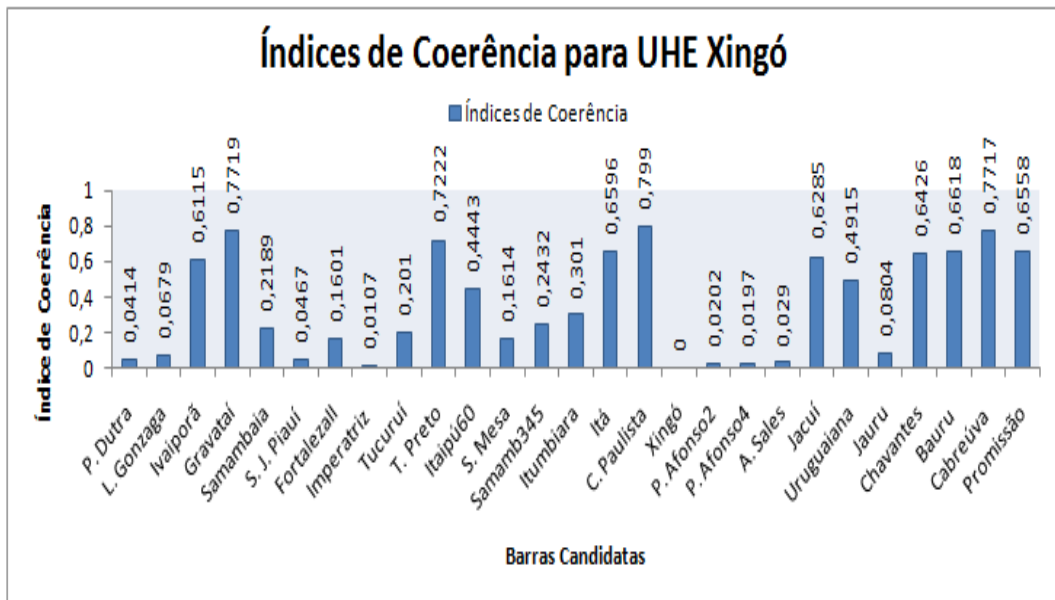


Figura 4.18: Índices de coerência relativos à UHE Xingó.

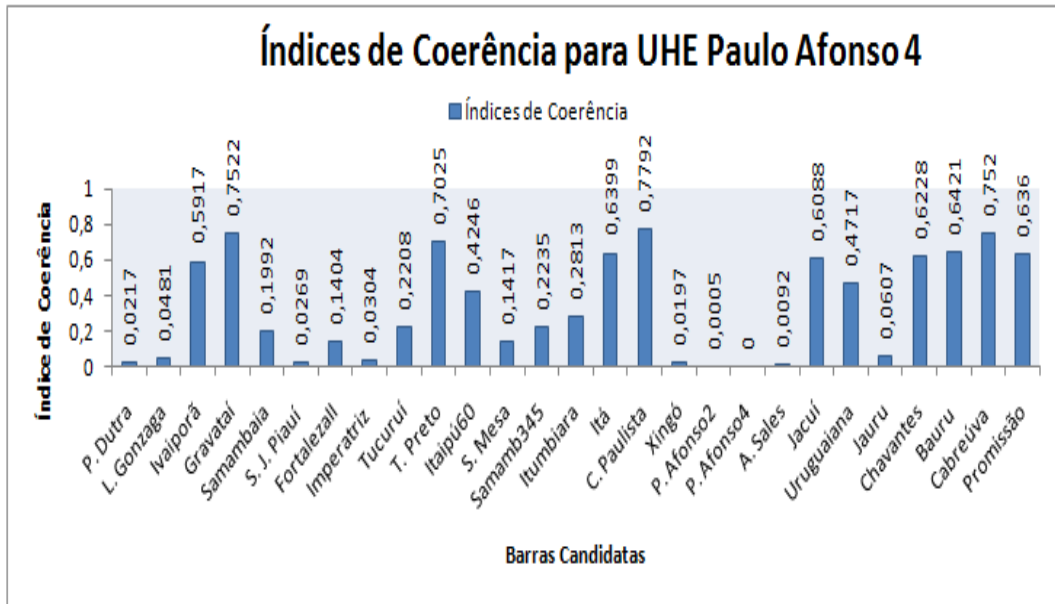


Figura 4.19: Índices de coerência relativos à UHE Paulo Afonso 4.

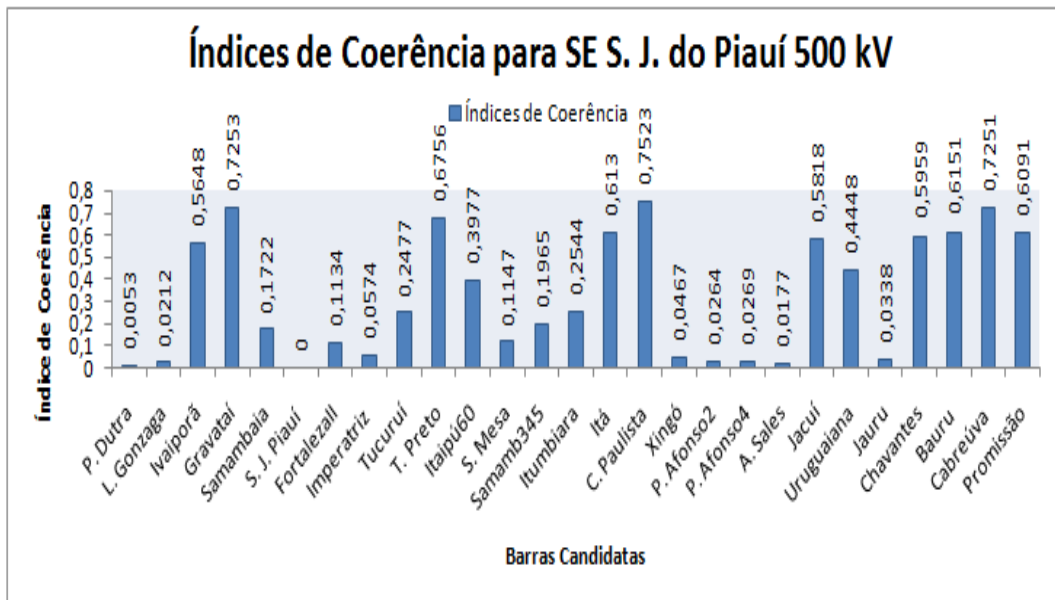


Figura 4.20: Índices de coerência relativos à SE São João do Piauí 500 kV.

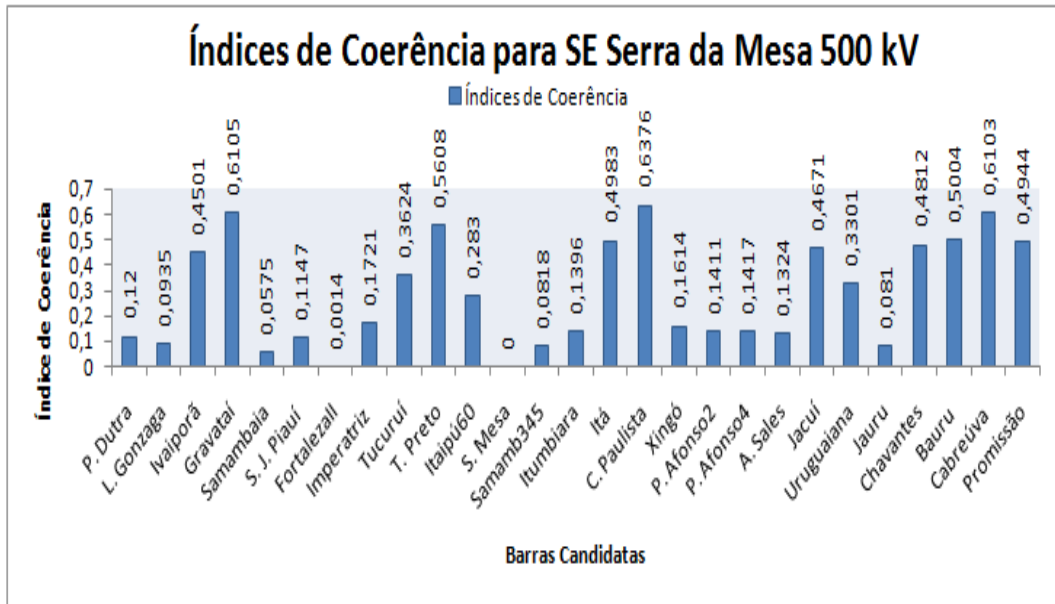


Figura 4.21: Índices de coerência relativos à SE Serra da Mesa 500 kV.

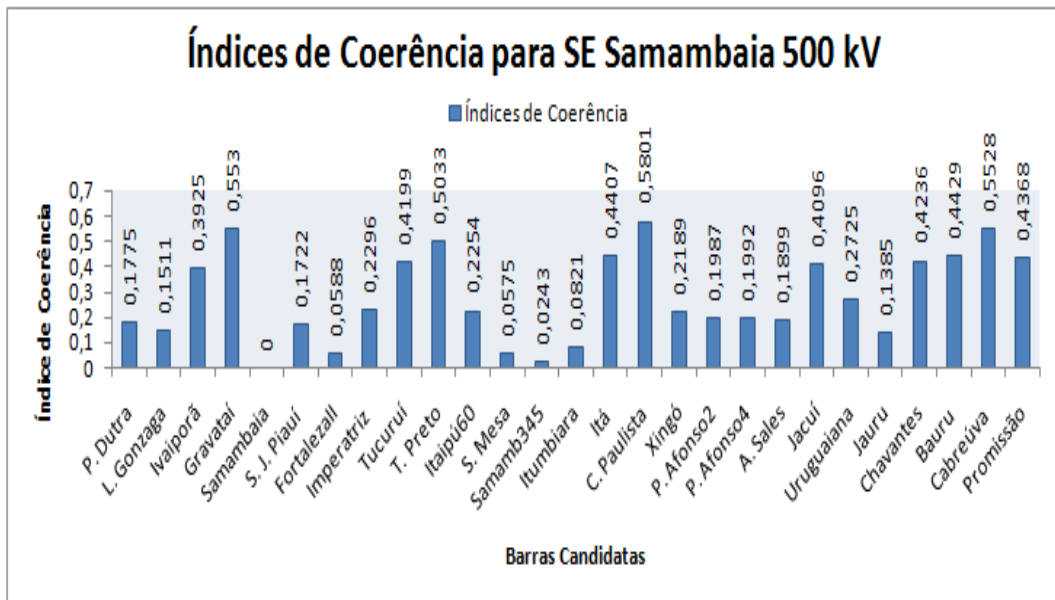


Figura 4.22: Índices de coerência relativos à SE Samambaia 500 kV.

Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0005$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0092$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0607$).

Para a barra de Apolônio Sales, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0124$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0389$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0177$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0397$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,029$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0087$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0092$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0515$).

Para a barra de Jauru, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,039$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0126$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0338$), Fortaleza II ($\alpha_{ij} = 0,0797$), Imperatriz ($\alpha_{ij} = 0,0911$), Serra da Mesa ($\alpha_{ij} = 0,081$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0804$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0602$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0607$) e Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0515$).

Para a barra de Imperatriz, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Presidente Dutra ($\alpha_{ij} = 0,0521$), Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0785$), São João do Piauí ($\alpha_{ij} = 0,0574$), Xingó ($\alpha_{ij} = 0,0107$), Paulo Afonso 2 ($\alpha_{ij} = 0,0309$), Paulo Afonso 4 ($\alpha_{ij} = 0,0304$), Apolônio Sales ($\alpha_{ij} = 0,0397$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0911$).

Para a barra de Fortaleza II, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0923$), Samambaia 500 kV ($\alpha_{ij} = 0,0588$), Serra da Mesa ($\alpha_{ij} = 0,0014$), Samambaia 345 kV ($\alpha_{ij} = 0,0831$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,0797$).

Para a barra de Samambaia 500 kV, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Fortaleza II ($\alpha_{ij} = 0,0588$), Serra da Mesa ($\alpha_{ij} = 0,0575$), Samambaia 345 kV ($\alpha_{ij} = 0,0243$) e Itumbiara ($\alpha_{ij} = 0,0821$).

Para a barra de Serra da Mesa, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Luiz Gonzaga ($\alpha_{ij} = 0,0935$), Samambaia 500 kV ($\alpha_{ij} = 0,0575$), Fortaleza II ($\alpha_{ij} = 0,0014$), Samambaia 345 kV ($\alpha_{ij} = 0,0818$) e Jauru ($\alpha_{ij} = 0,081$).

Para a barra de Samambaia 345 kV, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Samambaia 500 kV ($\alpha_{ij} = 0,0243$), Fortaleza II ($\alpha_{ij} = 0,0831$), Serra da Mesa ($\alpha_{ij} = 0,0818$) e Itumbiara ($\alpha_{ij} = 0,0578$).

Para a barra de Itumbiara 500 kV, os menores índices de coerência são os relativos às seguintes barras: Samambaia 500 kV ($\alpha_{ij} = 0,0821$) e Samambaia 345 kV ($\alpha_{ij} = 0,0578$).

A partir dos levantamentos realizados para o conjunto de 14 barras, pode-se notar a presença de 3 grupos coerentes. Um grupo é formado pelas barras de: Presidente Dutra, Luiz Gonzaga, São João do Piauí, Xingó, Paulo Afonso 2, Paulo Afonso 4, Apolônio Sales, Jauru e Imperatriz. O outro grupo é formado pelas barras de: Samambaia 500 kV, Samambaia 345 kV, Serra da Mesa e Fortaleza II. E o último grupo é formado por: Itumbiara, Samambaia 500 kV e Samambaia 345 kV. Nas Tabelas 4.17, 4.18 e 4.19 estão apresentados cada grupo coerente e seus índices de coerência cruzada.

Tabela 4.17: Barras do Grupo Coerente 5 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 5 - Coerências Cruzadas									
	P.Dutra	L.Gonzaga	S.J.Piauí	Imperatriz	Xingó	P.Afonso2	P.Afonso4	A.Sales	Jauru
P.Dutra	0	0,0264	0,0053	0,0521	0,0414	0,0212	0,0217	0,0124	0,039
L.Gonzaga	0,0264	0	0,0212	0,0785	0,0679	0,0476	0,0481	0,0389	0,0126
S.J.Piauí	0,0053	0,0212	0	0,0574	0,0467	0,0264	0,0269	0,0177	0,0338
Imperatriz	0,0521	0,0785	0,0574	0	0,0107	0,0309	0,0304	0,0397	0,0911
Xingó	0,0414	0,0679	0,0467	0,0107	0	0,0202	0,0197	0,029	0,0804
P.Afonso2	0,0212	0,0476	0,0264	0,0309	0,0202	0	0,0005	0,0087	0,0602
P.Afonso4	0,0217	0,0481	0,0269	0,0304	0,0197	0,0005	0	0,0092	0,0607
A.Sales	0,0124	0,0389	0,0177	0,0397	0,029	0,0087	0,0092	0	0,0515
Jauru	0,039	0,0126	0,0338	0,0911	0,0804	0,0602	0,0607	0,0515	0

Tabela 4.18: Barras do Grupo Coerente 6 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 6 - Coerências Cruzadas				
	Fortaleza II	S. Mesa	Samambaia 345kV	Samambaia 500kV
Fortaleza II	0	0,0014	0,0831	0,0588
S. Mesa	0,0014	0	0,0818	0,0575
Samambaia 345kV	0,0831	0,0818	0	0,0243
Samambaia 500kV	0,0588	0,0575	0,0243	0

Tabela 4.19: Barras do Grupo Coerente 7 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 7 - Coerências Cruzadas			
	Itumbiara	Samambaia 345kV	Samambaia 500kV
Itumbiara	0	0,0578	0,0821
Samambaia 345kV	0,0578	0	0,0243
Samambaia 500kV	0,0821	0,0243	0

Obtidos os 7 grupos coerentes, tem-se que a escolha dos locais mais adequados para o posicionamento de PMUs pode agora ser realizada de maneira mais eficiente. Caso o número de PMUs a serem instaladas seja limitado, a delimitação dos grupos coerentes serve como um bom embasamento para a escolha dos locais. Para a perturbação aqui analisada, a partir de um conjunto de 27 barras candidatas B_C , adotou-se o critério de

Coerência Angular para se chegar na escolha de um número mínimo de locais para a instalação de PMUs.

Obtidos os grupos, pode-se concluir em uma análise preliminar que locais mais adequados seriam a barra de Tucuruí 500 kV e mais 7 barras, cada uma pertencendo a cada um dos grupos coerentes encontrados. Porém, devido à existência de algumas barras pertencentes a dois grupos coerentes diferentes, a escolha de uma delas serviria para eliminar a necessidade de mais uma barra para a instalação de PMU. Atentando-se para isso, pode-se chegar então a um número mínimo de 6 barras do Sistema a serem escolhidas de um total de 27 barras.

A partir do exposto acima, pode-se concluir claramente que a Coerência Angular demonstra ser uma boa escolha para a realização da medida da distância elétrica que separa barras de um sistema elétrico de potência. Sua aplicação no processo de seleção de barras para o posicionamento de PMUs é muito adequada pois o método identifica os grupos ditos coerentes através dos índices de coerência cruzada α_{ij} da barras, evitando-se a inclusão de várias barras pertencentes ao mesmo grupo coerente e privilegiando-se a inclusão de barras com índices de coerência cruzada α_{ij} elevados.

4.5 DISTÚRPIO NA SUBESTAÇÃO LUIZ GONZAGA 500 KV

Nesta seção, apresentam-se os resultados provenientes da simulação de um distúrbio aplicado na subestação Luiz Gonzaga 500 kV, a qual se localiza no Estado de Pernambuco. O distúrbio na subestação Luiz Gonzaga 500 kV tem as mesmas características do que foi aplicado na subestação Samambaia 500 kV. A partir das simulações, obtiveram-se as curvas das respostas no tempo das variáveis ângulos de tensão das barras do conjunto B_C , sendo também referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV. Os métodos de posicionamento Análise de Prony e Coerência Angular também foram utilizados na análise desta simulação.

4.5.1 Análise de Prony

Semelhantemente ao que foi feito na simulação na SE Samambaia 500 kV, as curvas dos ângulos de tensão das barras candidatas foram referenciadas à barra de Ilha Solteira 440

kV, considerando-se também os sinais começando no instante 0,5 segundos, conforme pode ser visto nas figuras a seguir. As curvas apresentadas representam os desvios dos ângulos relativos aos seus valores em regime permanente. Após a obtenção das curvas, procedeu-se ao processo de identificação de seus modos dominantes. A Figura 4.23 exhibe algumas das 27 curvas obtidas das simulações da resposta no tempo dos desvios de ângulos de tensão de barras candidatas.

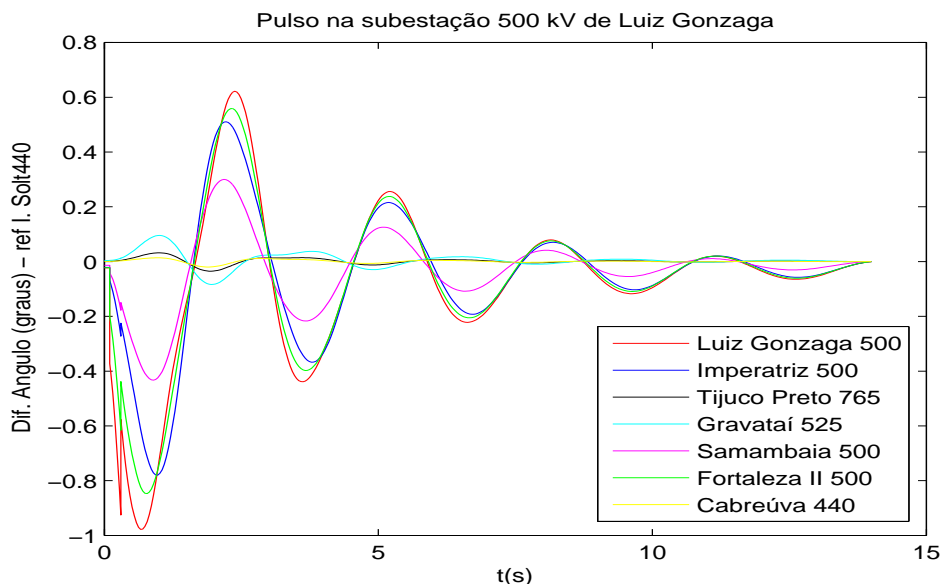


Figura 4.23: Respostas no tempo devido a um distúrbio na subestação Luiz Gonzaga 500 kV.

Analisando a Figura 4.23, é verificado que a amplitude dos desvios é mais forte na subestação Luiz Gonzaga 500 kV. As medições também possuem altas amplitudes nas barras da região Nordeste. Da figura, pode-se notar que os sinais apresentam diferentes fatores de amortecimento e frequências de oscilação dominantes. As fases dos sinais são também bastante diferentes, existindo modos com significativa oposição de fase.

As Tabelas 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23 a seguir sintetizam as características dos modos complexos. Para cada PMU são mostradas a amplitude A_i e a fase ϕ_i do resíduo associado a cada modo. São mostrados também a frequência f_i e o amortecimento ζ de cada modo.

Pode ser observado pela tabela que cada PMU captura um sinal com conteúdos modais diferentes, ou seja, os sinais capturados possuem alguns modos com diferentes frequências de oscilação f_i (Hz) e amortecimento ζ (%).

As Figuras 4.24, 4.25, 4.26 e 4.27, exibem os sinais capturados pelas PMUs localizadas

na SEs Luiz Gonzaga 500 kV, Gravataí 525 kV, Tijuco Preto 765 kV e UHE Promissão; bem como suas respectivas identificações.

Conforme ocorreu na seção anterior, a partir das Tabelas 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23 é possível observar novamente a presença dos modos inter-área de 0,33 Hz e 0,68 Hz. Nota-se também a presença de modos locais. O comportamento das fases confirmou o que pode ser observado a partir das curvas apresentadas na Figura 4.23.

Como o interessante é se trabalhar com modos inter-áreas, pode ser feita uma análise das Tabelas 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23 para se definir o locais onde os dois modos inter-área aparecem com maiores amplitudes. A Tabela 4.24 ilustra as três melhores localidades e as respectivas amplitudes para cada um dos modos.

Da Tabela 4.24 observa-se que o modo de 0,33 Hz é visto com maior amplitude pela PMU na SE Tucuruí 500 KV. Já o modo de 0,68 Hz é visto com maior amplitude novamente pela PMU na UTE Uruguaiana. Tem-se então que, para esta simulação e para esses dois modos considerados, essas duas barras são as mais adequadas para a instalação de PMUs.

A partir das Figuras 4.24 a 4.27, é possível verificar que as curvas identificadas são muito próximas àquelas colhidas pelas PMUs. Esses resultados indicam mais uma vez que o método baseado na análise de Prony utilizado nesta Dissertação é adequado para identificar os sinais obtidos em base em transitório gerado por um sinal de elevada amplitude, como o concebido a partir da inserção do “resistor de freio” realizada aqui.

4.5.2 Método de Coerência Angular

Semelhantemente ao que foi feito na simulação na SE Samambaia 500 kV, a aplicação desse método, para a perturbação na SE Luiz Gonzaga 500 kV, foi sobre a resposta no tempo da variável ângulo de tensão das barras candidatas referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV. As respostas no tempo dessa variável foram consideradas iniciando 0,1 segundo após a aplicação da perturbação.

De posse dessas respostas no tempo, calculou-se os índices de coerência entre cada dupla de barras candidatas. Calculados todos os índices, pôde-se formar a Matriz de Coerência C_B conforme Equação 3.5. As Tabelas B.1, B.2, B.3 e B.4 apresentadas no

Tabela 4.20: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
P. Dutra 500kV	0,1462	138,29	-0,8474	5,0992	0,8116	16,39
	0,2691	-31,43	-0,9843	4,7572	0,7571	20,26
	1,1274	122,80	-0,3102	2,1281	0,3387	14,42
	-0,0226	69,09	-0,1382	0,6199	0,0987	21,76
	-0,3328	95,98	-0,3270	1,9708	0,3137	16,37
L. Gonzaga 500 kV	-0,9397	119,57	-1,8867	3,6549	0,5817	45,87
	0,1714	146,46	-0,5129	4,5718	0,7276	11,15
	-0,3996	-65,08	-1,3835	5,0707	0,8070	26,32
	-0,1874	95,58	-0,3594	0,5241	0,0834	56,55
	1,0362	142,19	-0,2794	2,1250	0,3382	13,04
Ivaiporã 525 kV	-0,0474	19,72	-0,5695	4,1851	0,6661	13,48
	0,0325	41,78	-1,4770	4,6249	0,7361	30,42
	-0,0001	82,82	0,1807	2,6150	0,4162	6,89
	0,0702	-18,26	-0,2864	2,1293	0,3388	13,33
	-0,0568	29,14	-2,2524	2,1821	0,3473	71,82
Gravataí 525 kV	-0,0430	2,42	-0,5365	4,2921	0,6831	12,40
	0,0213	1,08	-1,1771	5,4255	0,8635	21,20
	-0,0415	36,69	-0,6908	4,1515	0,6607	16,41
	-0,0149	19,89	-0,5632	2,7509	0,4348	20,06
	0,0901	-8,65	-0,2826	2,1202	0,3374	13,21
Samambaia 500 kV	0,0581	-32,49	-0,6197	4,3133	0,6865	14,22
	0,0264	19,61	-1,1657	5,8541	0,9317	19,53
	0,5896	57,15	-0,4432	2,1462	0,3416	20,22
	0,0000	85,52	0,3653	2,7242	0,4336	13,29
	-0,6844	15,02	-0,3175	2,0683	0,3292	15,17
S. J. do Piauí 500 kV	0,0375	-55,47	-1,4690	7,2738	1,1577	19,80
	0,1092	186,88	-0,6415	4,4725	0,7118	14,20
	0,9672	151,73	-0,2816	2,1040	0,3349	13,26
	-0,0230	114,06	-0,1232	0,5384	0,0857	22,31
	0,3913	32,22	-0,7064	2,1901	0,3486	30,70

Tabela 4.21: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
Fortaleza II 500 kV	0,5490	18,99	-1,6727	4,8311	0,7689	32,72
	0,0336	216,30	-1,2145	4,3186	0,6873	27,07
	0,9554	141,76	-0,2765	2,1223	0,3377	12,92
	0,0015	-8,10	0,1246	0,5044	0,0802	23,98
	-0,2721	4,52	-0,7058	0,7583	0,1207	68,13
Imperatriz 500 kV	-0,1072	173,34	-0,5420	4,4008	0,7004	12,22
	0,7360	5,60	-1,7357	1,8609	0,2962	68,21
	0,8620	139,91	-0,2701	2,1157	0,3367	12,66
	-0,3739	62,09	-1,4308	1,1990	0,1908	76,65
	-0,0432	108,09	-0,2072	0,5294	0,0843	36,45
Tucuruí 500 kV	-0,0160	-67,00	-2,5111	5,4573	0,8685	41,80
	0,2960	-13,44	-0,5991	4,4643	0,7105	13,30
	1,3343	108,73	-0,3116	2,1195	0,3373	14,55
	-0,0233	41,94	-0,1491	0,6752	0,1075	21,56
	-0,5794	74,51	-0,3094	2,0242	0,3222	15,11
Tijuco Preto 765 kV	0,0054	23,76	-0,7760	5,7775	0,9195	13,31
	0,0257	196,54	-0,5402	4,1932	0,6673	12,77
	0,0069	-33,60	-0,3459	0,3992	0,0635	65,48
	0,0627	1,38	-0,3375	2,1138	0,3364	15,77
	-0,0301	25,87	-0,5133	1,9557	0,3113	25,39
Itaipu 60 Hz 500 kV	0,0060	79,94	-0,5271	5,7513	0,9153	9,13
	0,0517	173,99	-0,4956	4,2783	0,6809	11,51
	0,1362	-87,52	-1,8122	0,7232	0,1151	92,88
	0,0280	-43,82	-0,2894	2,3005	0,3661	12,48
	0,0792	-35,65	-0,2467	2,1005	0,3343	11,67
Serra da Mesa 500 kV	0,0288	144,52	-0,6994	5,1560	0,8206	13,44
	0,1434	27,50	-0,8892	3,9883	0,6348	21,76
	0,3046	-11,83	-0,9197	2,6099	0,4154	33,23
	-0,6179	-24,92	-0,2856	2,1096	0,3358	13,41
	-0,2406	49,59	-1,0361	0,5818	0,0926	87,19
Samambaia 345 kV	0,1049	124,20	-0,7341	3,5746	0,5689	20,12
	-0,0260	34,04	-0,5510	4,7963	0,7634	11,41
	0,4892	-18,87	-1,5905	2,9406	0,4680	47,57
	-0,4987	-26,47	-0,2869	2,1176	0,3370	13,43
	-0,2406	40,98	-1,0055	0,6026	0,0959	85,78

Tabela 4.22: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
Itumbiara 500 kV	0,0141	40,82	-0,8429	5,7365	0,9130	14,54
	-0,0507	165,79	-0,5628	4,2056	0,6693	13,26
	0,2730	167,83	-0,2881	2,1027	0,3347	13,57
	0,1316	39,50	-0,7222	2,2799	0,3629	30,20
	-0,0277	55,98	-1,5285	0,1915	0,0305	99,22
Itá 525 kV	0,0066	-8,96	-0,9048	6,0576	0,9641	14,77
	0,0019	1,48	-0,4889	5,2763	0,8397	9,23
	-0,0645	10,52	-0,5419	4,2608	0,6781	12,62
	0,1046	-11,57	-0,3020	2,1264	0,3384	14,06
	-0,0280	25,42	-0,7212	2,0141	0,3206	33,71
C. Paulista 500 kV	0,0138	176,43	-0,5066	4,3479	0,6920	11,57
	0,0019	-7,45	-0,6799	5,5344	0,8808	12,20
	0,0041	30,32	-0,4612	5,8578	0,9323	7,85
	-0,0323	-150,94	-0,2965	2,1308	0,3391	13,78
	-0,0181	11,92	-2,1645	4,9989	0,7956	39,73
UHE Xingó	-0,2468	158,24	-0,9427	3,0532	0,4859	29,50
	0,0859	141,98	-0,3738	4,4801	0,7130	8,31
	-0,2949	-13,63	-0,7104	4,6677	0,7429	15,05
	-0,0254	49,65	-0,0952	0,7076	0,1126	13,33
	1,0337	140,22	-0,2736	2,1301	0,3390	12,74
UHE Paulo Afonso II	0,3896	180,45	-0,6199	4,4660	0,7108	13,75
	-0,0811	-112,21	-0,6161	7,4785	1,1902	8,21
	1,0552	149,50	-0,2779	2,1085	0,3356	13,07
	-0,0290	128,91	-0,1180	0,5146	0,0819	22,35
	-0,4586	206,51	-0,8341	2,3240	0,3699	33,79
UHE Paulo Afonso IV	1,1050	32,90	-1,4704	2,0320	0,3234	58,62
	-0,4254	-13,73	-0,6877	4,5201	0,7194	15,04
	1,0783	145,47	-0,2806	2,1164	0,3368	13,14
	0,0337	326,25	-0,1258	0,4764	0,0758	25,53
	-0,3068	100,40	-1,8155	0,7745	0,1233	91,98
UHE Apolônio Sales	-0,0520	-300,11	-1,4676	8,5461	1,3602	16,92
	0,4227	182,47	-0,6622	4,4375	0,7063	14,76
	1,1691	145,93	-0,2894	2,1151	0,3366	13,56
	-0,0154	104,03	-0,0606	0,5777	0,0919	10,43
	0,4108	43,29	-0,7515	1,8176	0,2893	38,21

Tabela 4.23: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
UHE Jacuí	-0,1743	43,51	-2,0359	4,9910	0,7943	37,77
	-0,2038	-82,15	-0,8583	4,8139	0,7662	17,55
	-0,0771	96,15	-0,5456	3,9749	0,6326	13,60
	0,1345	-9,02	-0,2883	2,1254	0,3383	13,44
	0,0061	103,75	-0,5482	0,7608	0,1211	58,46
UTE Uruguaiana	0,0991	-41,75	-1,5777	5,1618	0,8215	29,23
	-0,1798	-80,20	-1,2361	3,8595	0,6143	30,50
	-0,2101	32,93	-0,6588	4,2827	0,6816	15,20
	0,1399	-20,13	-0,2872	2,1275	0,3386	13,38
	-0,0010	110,96	0,0332	0,3623	0,0577	9,12
UHE Jauru	0,0979	-23,50	-0,5311	4,2298	0,6732	12,46
	0,0253	-4,06	-0,8443	5,8453	0,9303	14,29
	0,0350	52,98	-3,2357	6,5244	1,0384	44,43
	0,1430	-42,48	-0,7334	2,2243	0,3540	31,31
	0,2899	166,93	-0,2902	2,1065	0,3353	13,65
UHE Chavantes	0,0214	171,24	-0,5015	4,3166	0,6870	11,54
	-0,0008	50,88	-0,6261	6,3779	1,0151	9,77
	-0,0168	-0,93	-3,7429	5,2950	0,8427	57,72
	0,0040	12,36	-0,5282	0,8853	0,1409	51,24
	0,0540	-13,66	-0,2843	2,1333	0,3395	13,21
UHE Promissão	-0,0065	23,20	-0,4517	5,8570	0,9322	7,69
	0,0119	-17,56	-0,8198	4,5122	0,7181	17,88
	-0,0231	17,06	-1,5860	3,0175	0,4803	46,52
	-0,0185	11,90	-0,4580	0,4168	0,0663	73,96
	0,0291	1,14	-0,2850	2,1221	0,3377	13,31
Cabreúva 440 kV	0,0028	-23,33	-0,6520	6,1633	0,9809	10,52
	-0,0175	16,08	-0,5724	4,2244	0,6723	13,43
	-0,0049	2,32	-0,8180	3,0021	0,4778	26,29
	-0,0087	3,55	-0,6004	0,6681	0,1063	66,84
	0,0218	20,28	-0,2829	2,1261	0,3384	13,19
Bauru 440 kV	0,0023	-6,26	-0,8631	5,6890	0,9054	15,00
	-0,0117	20,54	-0,5880	4,1674	0,6633	13,97
	-0,0036	4,37	-0,6931	2,9466	0,4690	22,90
	-0,0037	3,42	-0,5517	0,7121	0,1133	61,24
	0,0146	6,46	-0,2790	2,1237	0,3380	13,02

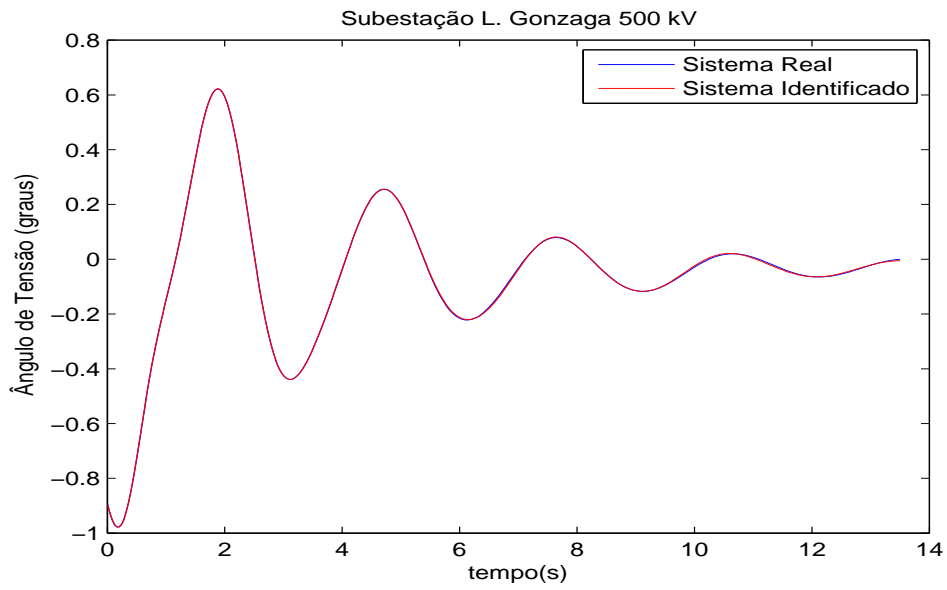


Figura 4.24: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Luiz Gonzaga 500 kV.

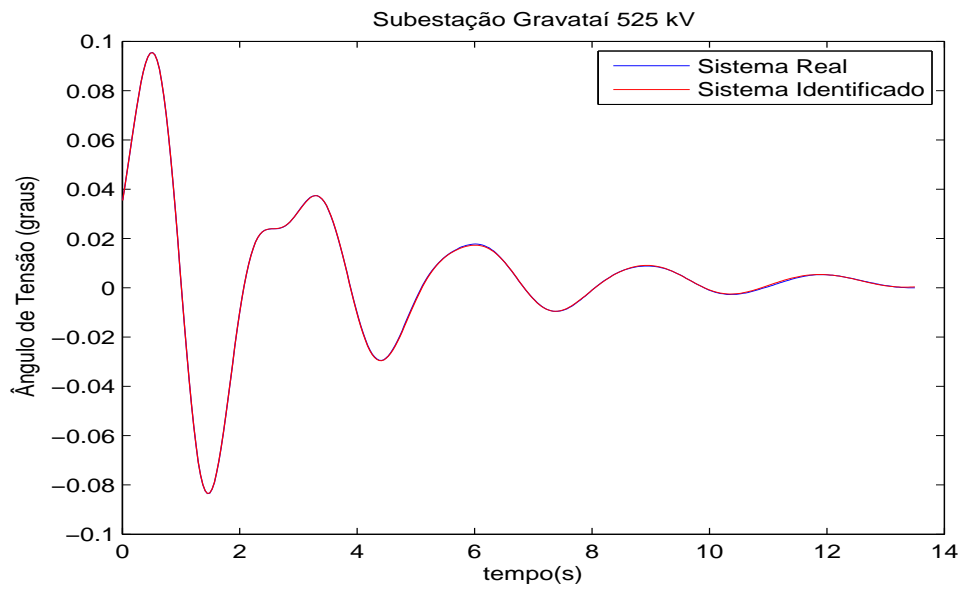


Figura 4.25: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Gravataí 525 kV.

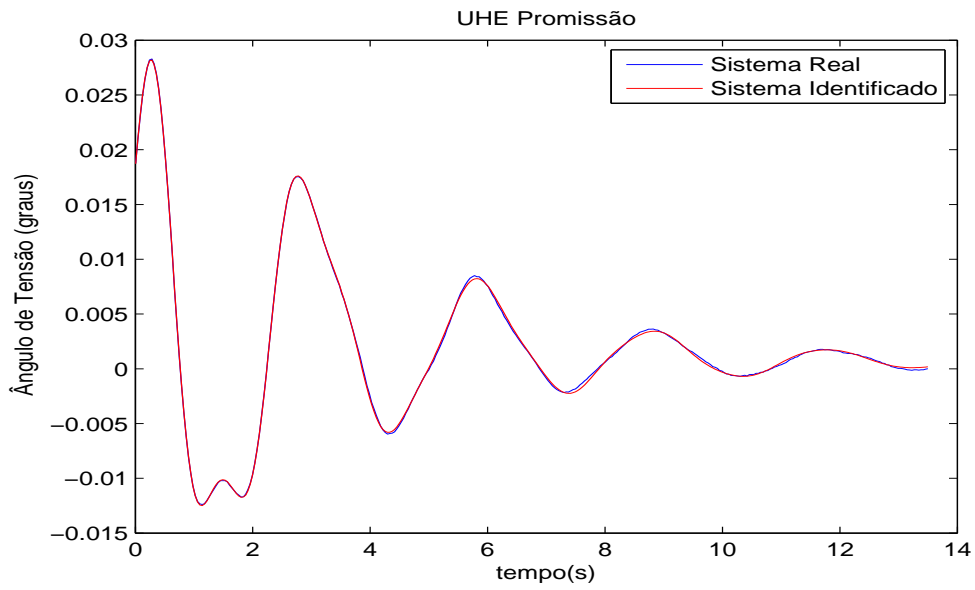


Figura 4.26: Desvio do ângulo de tensão na PMU da UHE Promissão.

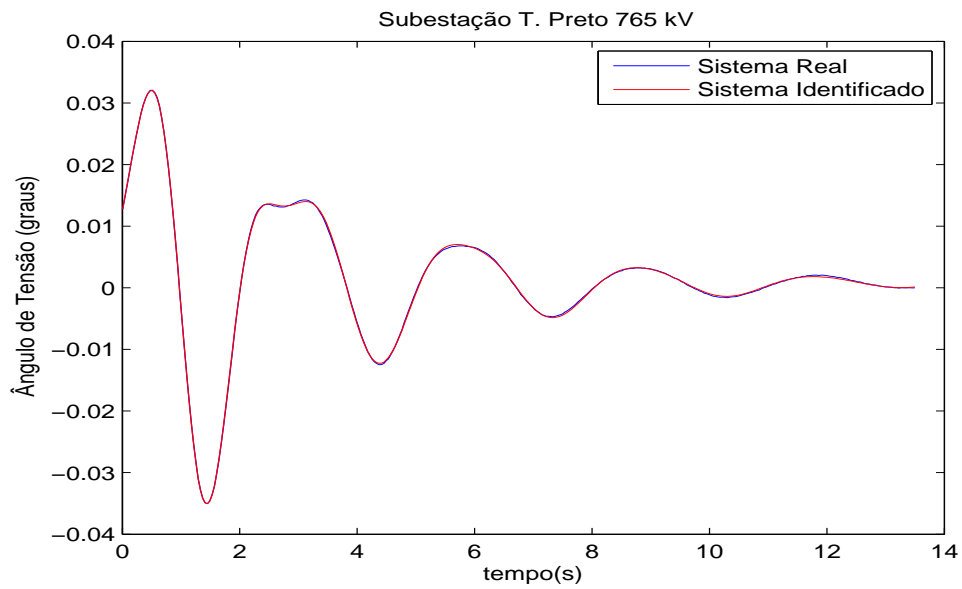


Figura 4.27: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Tijuco Preto 765 kV.

Tabela 4.24: Barras onde os modos inter-área apresentam maiores amplitudes A_i .

Modo Norte-Sul		Modo Itaipú	
Barra	A_i	Barra	A_i
Tucuruí 500 kV	1,3343	UTE Uruguaiana	0,2101
UHE Apolônio Sales	1,1691	Itaipu 500 kV	0,0517
P Dutra 500 KV	1,1274	Samambaia 500 kV	0,0581

Apêndice B representam a Matriz de Coerência C_B formada pelos índices referentes à perturbação aqui considerada, para o conjunto de barras B_C .

Os índices de coerência cruzada apresentados nessas tabelas foram normalizados em relação ao índice de coerência cruzada de maior valor. Novamente, um grupo de barras será considerado coerente se para cada par de barras do grupo, o índice de coerência cruzada associado for inferior a 0,1 ($\alpha_{ij} \leq 0,1$). A exemplo do que foi realizado na seção anterior, a estratégia a ser tomada é partir para a formação dos grupos coerentes, investigando-se as coerências cruzadas entre as barras candidatas.

A partir dos dados das Tabelas B.1, B.2, B.3 e B.4 e da Figura 4.28, a exemplo do que foi encontrado para a simulação em Samambaia 500 kV, tem-se que todos os índices de coerência relativos à barra de Tucuruí são maiores que 0,1 o que faz que a barra de Tucuruí não pertença a nenhum grupo coerente. Portanto, nesta simulação, a barra de Tucuruí foi novamente eleita como uma barra adequada para a instalação de uma PMU.

Na seção anterior, a metodologia de formação dos grupos coerentes foi mostrada de maneira detalhada. Feito isto, parte-se aqui diretamente para a apresentação dos grupos coerentes formados a partir da simulação em Luiz Gonzaga 500 kV.

A partir dos levantamentos realizados para o conjunto de barras candidatas, pode-se notar a presença de 7 grupos coerentes. Esses grupos coerentes e respectivas barras e índices de coerência cruzada estão apresentados nas Tabelas 4.25 a 4.31 a seguir.

Pode-se notar que os grupos coerentes encontrados são os mesmos 7 grupos encontrados para a simulação em Samambaia. Adicionalmente, nota-se que os índices de coerência cruzada α_{ij} foram também muito semelhantes. A partir disso, chegam-se às mesmas conclusões expostas para a simulação em Samambaia.

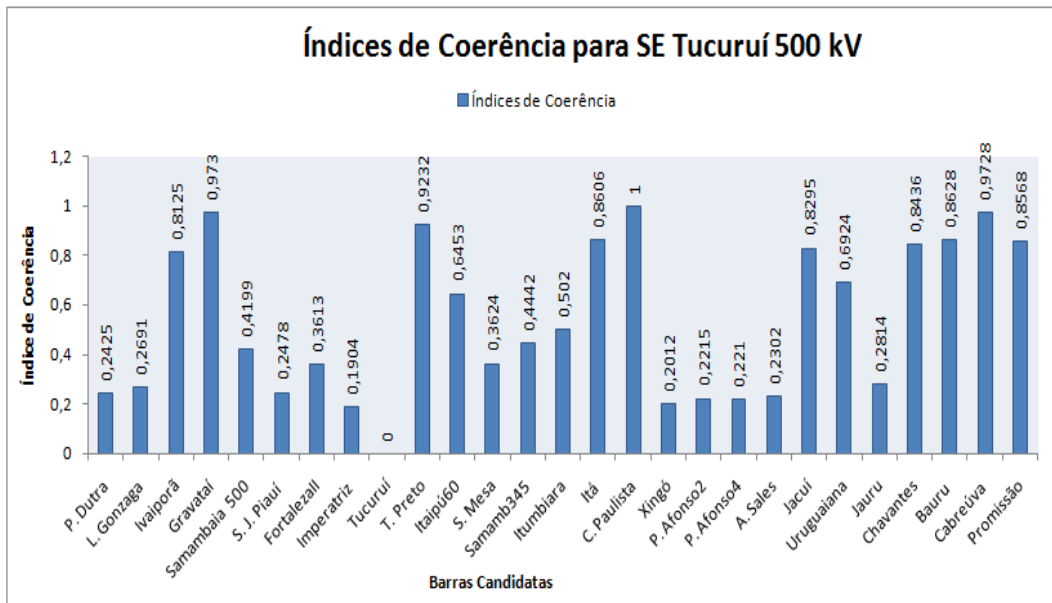


Figura 4.28: Índices de coerência relativos à SE Tucuruí 500 kV.

Tabela 4.25: Barras do Grupo Coerente 1 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 1 - Coerências Cruzadas						
	Ivaiporã	Itá	Jacuí	Chavantes	Bauru	Promissão
Ivaiporã	0	0,0482	0,0171	0,0311	0,0504	0,0443
Itá	0,0482	0	0,0311	0,0171	0,0022	0,0039
Jacuí	0,0171	0,0311	0	0,0140	0,0333	0,0272
Chavantes	0,0311	0,0171	0,0140	0	0,0193	0,0132
Bauru	0,0504	0,0022	0,0333	0,0193	0	0,0061
Promissão	0,0443	0,0039	0,0272	0,0132	0,0061	0

Tabela 4.26: Barras do Grupo Coerente 2 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 2 - Coerências Cruzadas						
	T.Preto	Itá	Jacuí	Chavantes	Bauru	Promissão
T. Preto	0	0,0626	0,0937	0,0797	0,0604	0,0665
Itá	0,0626	0	0,0311	0,0171	0,0022	0,0039
Jacuí	0,0937	0,0311	0	0,0140	0,0333	0,0272
Chavantes	0,0797	0,0171	0,0140	0	0,0193	0,0132
Bauru	0,0604	0,0022	0,0333	0,0193	0	0,0061
Promissão	0,0665	0,0039	0,0272	0,0132	0,0061	0

Tabela 4.27: Barras do Grupo Coerente 3 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 3 - Coerências Cruzadas				
	Gravataí	T. Preto	C.Paulista	Cabreúva
Gravataí	0	0,0497	0,0270	0,0003
T. Preto	0,0497	0	0,0768	0,0495
C.Paulista	0,0270	0,0768	0	0,0272
Cabreúva	0,0003	0,0495	0,0272	0

Tabela 4.28: Barras do Grupo Coerente 4 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 4 - Coerências Cruzadas		
	Itaipu 60Hz	Uruguaiana
Itaipu 60Hz	0	0,0471
Uruguaiana	0,0471	0

Tabela 4.29: Barras do Grupo Coerente 5 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 5- Coerências Cruzadas									
	P.Dutra	L.Gonzaga	S.J.Piauí	Imperatriz	Xingó	P.AfonsoII	P.AfonsoIV	A.Sales	Jauru
P.Dutra	0	0,0266	0,0053	0,0521	0,0413	0,0210	0,0216	0,0123	0,0389
L.Gonzaga	0,0266	0	0,0213	0,0787	0,0679	0,0476	0,0481	0,0389	0,0124
S.J.Piauí	0,0053	0,0213	0	0,0575	0,0466	0,0263	0,0269	0,0176	0,0336
Imperatriz	0,0521	0,0787	0,0575	0	0,0109	0,0311	0,0306	0,0398	0,0910
Xingó	0,0413	0,0679	0,0466	0,0109	0	0,0203	0,0197	0,0290	0,0802
P.AfonsoII	0,0210	0,0476	0,0263	0,0311	0,0203	0	0,0006	0,0087	0,0599
P.AfonsoIV	0,0216	0,0481	0,0269	0,0306	0,0197	0,0006	0	0,0092	0,0604
A.Sales	0,0123	0,0389	0,0176	0,0398	0,029	0,0087	0,0092	0	0,0512
Jauru	0,0389	0,0124	0,0336	0,0910	0,0802	0,0599	0,0604	0,0512	0

Tabela 4.30: Barras do Grupo Coerente 6 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 6 - Coerências Cruzadas				
	Samambaia 500kV	Fortaleza II	S. Mesa	Samambaia 345kV
Samambaia 500kV	0	0,0586	0,0575	0,0243
Fortaleza II	0,0586	0	0,0014	0,0829
S. Mesa	0,0575	0,0014	0	0,0818
Samambaia 345kV	0,0243	0,0829	0,0818	0

Tabela 4.31: Barras do Grupo Coerente 7 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 7 - Coerências Cruzadas			
	Samambaia 500kV	Samambaia 345kV	Itumbiara
Samambaia 500kV	0	0,0243	0,0821
Samambaia 345kV	0,0243	0	0,0578
Itumbiara	0,0821	0,0578	0

4.6 DISTÚRPIO NA SUBESTAÇÃO ITÁ 525 KV

Nesta seção, apresentam-se os resultados provenientes da simulação de um distúrbio aplicado na subestação Itá 525 kV, a qual se localiza no Estado de Santa Catarina. O distúrbio na SE Itá 525 kV tem as mesmas características do que foi aplicado nas SEs Samambaia 500 kV e Luiz Gonzaga 500 kV. A partir das simulações, obtiveram-se as curvas das respostas no tempo das variáveis ângulos de tensão das barras do conjunto B_C , sendo também referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV. Novamente o métodos de posicionamento Análise de Prony e Coerência Angular foram utilizados na análise desta simulação.

4.6.1 Análise de Prony

As curvas dos ângulos de tensão das barras candidatas foram referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV, considerando-se também os sinais começando no instante 0,5 segundos, conforme foi realizado nas simulações anteriores. As curvas apresentadas a seguir representam os desvios dos ângulos relativos aos seus valores em regime permanente. Após a obtenção das curvas, procedeu-se ao processo de identificação de seus modos dominantes. A Figura 4.29 exibe algumas das 27 curvas obtidas das simulações da resposta no tempo dos desvios de ângulos de tensão de barras candidatas.

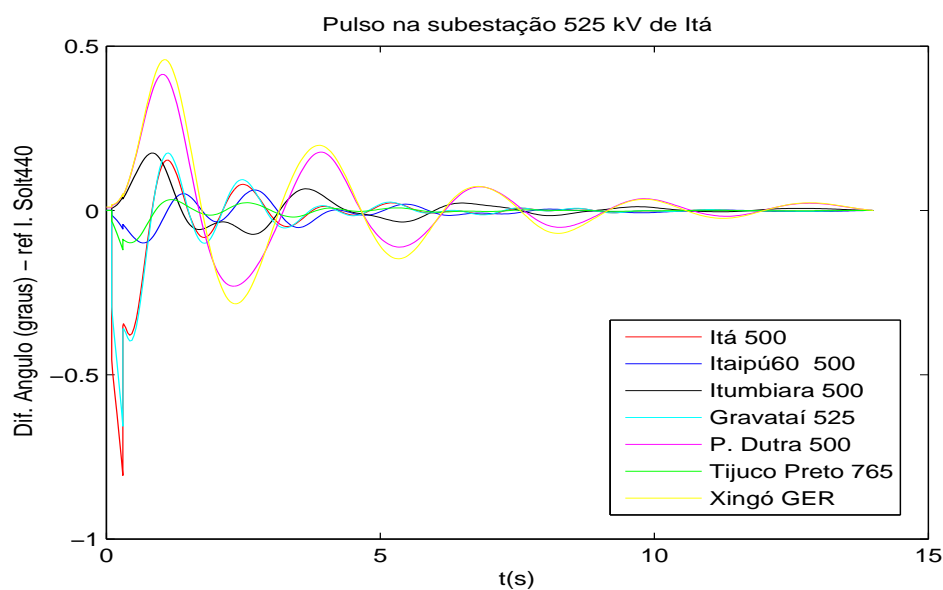


Figura 4.29: Respostas no tempo devido a um distúrbio na subestação Itá 525 kV.

Analisando a Figura 4.29, é verificado que a amplitude dos desvios é mais forte nas SEs Itá 525 kV e Gravataí 525 kV. As medições também possuem altas amplitudes nas barras da região Norte e Nordeste. Da figura, pode-se notar que os sinais apresentam diferentes fatores de amortecimento e frequências de oscilação dominantes. As fases dos sinais são também bastante diferentes, existindo modos com significativa oposição de fase.

As Tabelas 4.32, 4.33, 4.34 e 4.35 a seguir sintetizam as características dos modos complexos. Para cada PMU são mostradas a amplitude A_i e a fase ϕ_i do resíduo associado a cada modo. São mostrados também a frequência f_i e o amortecimento ζ de cada modo.

Pode ser observado pela tabela que cada PMU captura um sinal com conteúdos modais diferentes, ou seja, os sinais capturados possuem alguns modos com diferentes frequências de oscilação f_i (Hz) e amortecimento ζ (%).

As Figuras 4.30, 4.31, 4.32 e 4.33, exibem os sinais capturados pelas PMUs localizadas nas SEs Itá 525 kV, Itumbiara 525 kV, Tijuco Preto 765 kV e UHE Chavantes; bem como suas respectivas identificações.

Conforme ocorreu na seção anterior, a partir das Tabelas 4.32, 4.33, 4.34 e 4.35 é possível observar novamente a presença dos modos inter-área de 0,33 Hz e 0,68 Hz. Nota-se também a presença de modos locais. O comportamento das fases confirmou o que pode ser observado a partir das curvas apresentadas na Figura 4.29.

Como o interessante é se trabalhar com modos inter-área, pode ser feita uma análise das Tabelas 4.32, 4.33, 4.34 e 4.35 para se definir o locais onde os dois modos inter-área aparecem com maiores amplitudes. A Tabela 4.36 ilustra as três melhores localidades e as respectivas amplitudes para cada um dos modos.

Da Tabela 4.36 observa-se que o modo de 0,33 Hz é visto com maior amplitude pela PMU na UHE Apolônio Sales. Já o modo de 0,68 Hz é visto com maior amplitude novamente pela PMU na UTE Uruguaiana. Tem-se então que, para esta simulação e para esses dois modos considerados, essas duas barras são as mais adequadas para a instalação de PMUs.

A partir das Figuras 4.30 a 4.33, é possível verificar que as curvas identificadas são

Tabela 4.32: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
P. Dutra 500 kV	-0,0423	7,94	-0,8841	5,7179	0,9100	15,28
	-0,0558	-68,55	-0,5972	4,9261	0,7840	12,03
	-0,0315	47,19	-0,4467	4,1474	0,6601	10,71
	0,4193	-58,97	-0,2698	2,1246	0,3381	12,60
	0,0354	51,75	-0,1563	0,2753	0,0438	49,37
Luiz Gonzaga 500 kV	-0,1156	48,92	-0,6236	3,7630	0,5989	16,35
	0,2154	51,12	-0,9726	3,6027	0,5734	26,06
	-0,2512	-14,84	-1,6954	3,9835	0,6340	39,16
	0,1133	6,43	-0,2697	0,2208	0,0351	77,38
	0,4959	-55,03	-0,2787	2,1242	0,3381	13,01
Ivaiporã 525 kV	-0,0166	22,21	-0,4752	4,3815	0,6973	10,78
	0,0157	-1,03	-0,3213	5,2523	0,8359	6,11
	-0,1229	5,48	-0,7733	4,3471	0,6919	17,51
	-0,0025	-4,85	-0,5029	1,0828	0,1723	42,12
	-0,0352	-35,79	-0,2952	2,1287	0,3388	13,73
Gravataí 525 kV	-0,0356	8,16	-0,3147	4,9304	0,7847	6,37
	0,0144	-77,74	-0,1943	5,5774	0,8877	3,48
	-0,2982	11,26	-0,7447	4,2980	0,6840	17,07
	-0,0346	9,48	-1,3133	0,5083	0,0809	93,26
	-0,0454	-26,49	-0,2863	2,1195	0,3373	13,39
Samambaia 500 kV	-0,0343	-68,98	-0,3769	5,1038	0,8123	7,36
	0,0849	0,30	-0,8936	3,9368	0,6266	22,14
	-0,1164	18,78	-0,9755	5,2884	0,8417	18,14
	0,0357	21,32	-0,2161	0,2071	0,0330	72,20
	0,2481	-50,53	-0,2841	2,1337	0,3396	13,20
S. J. do Piauí 500 kV	-0,0057	103,85	-0,2317	5,5532	0,8838	4,17
	0,0280	101,98	-0,4439	2,9286	0,4661	14,99
	-0,1463	-15,60	-1,0533	4,4901	0,7146	22,84
	0,0944	12,38	-0,2462	0,1999	0,0318	77,63
	0,4458	-54,33	-0,2765	2,1205	0,3375	12,93

Tabela 4.33: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
Fortaleza II 500 kV	-0,0036	113,70	-0,1709	5,5292	0,8800	3,09
	0,1051	46,90	-0,8935	3,2845	0,5227	26,25
	-0,2196	-4,98	-1,1230	4,1965	0,6679	25,85
	0,1123	-7,01	-0,3046	0,2060	0,0328	82,83
	0,4598	-55,61	-0,2773	2,1224	0,3378	12,95
Imperatriz 500 kV	-0,0095	99,05	-0,3255	5,5487	0,8831	5,86
	0,1453	63,72	-1,5267	4,0194	0,6397	35,51
	-0,1689	30,40	-0,7433	4,3207	0,6877	16,95
	0,1153	-47,82	-0,3863	0,1508	0,0240	93,15
	0,4163	-59,75	-0,2713	2,1219	0,3377	12,68
Tucuruí 500 kV	-0,0651	-9,49	-0,9947	5,7005	0,9073	17,19
	0,1246	25,91	-0,8994	5,0064	0,7968	17,68
	-0,1463	24,83	-0,5830	4,3443	0,6914	13,30
	-0,4602	115,65	-0,2706	2,1221	0,3377	12,65
	0,0022	-147,20	0,1072	0,2436	0,0388	40,28
Tijuco Preto 765 kV	-0,0023	-1,33	-0,4187	8,0842	1,2866	5,17
	-0,0088	131,61	-0,2947	5,4171	0,8622	5,43
	-0,0799	1,36	-0,6846	4,4463	0,7077	15,22
	-0,0204	-21,96	-0,3030	2,1447	0,3413	13,99
	-0,0064	28,30	-0,5334	0,6940	0,1105	60,94
Itaipu 60 Hz 500 kV	0,0617	9,70	-0,4444	4,9876	0,7938	8,87
	0,0734	28,29	-1,2116	5,3426	0,8503	22,12
	-0,1885	8,26	-0,7625	4,3020	0,6847	17,45
	-0,0103	-20,17	-0,1435	0,0686	0,0109	90,22
	-0,0551	-51,22	-0,2860	2,1247	0,3382	13,34
Serra da Mesa 500 kV	-0,0112	99,76	-0,3172	5,5786	0,8879	5,68
	-0,0998	12,62	-0,6690	4,8542	0,7726	13,65
	-0,0473	-125,94	-0,8092	3,3464	0,5326	23,50
	0,2981	-50,76	-0,2856	2,1303	0,3390	13,29
	0,0566	46,35	-0,2240	0,1907	0,0304	76,14
Samambaia 345 kV	-0,0063	173,68	-0,1965	5,4201	0,8626	3,62
	-0,1638	46,85	-0,7760	4,7332	0,7533	16,18
	-0,1425	-120,75	-1,5279	3,9328	0,6259	36,21
	0,2381	-50,45	-0,2861	2,1347	0,3397	13,28
	0,0580	37,47	-0,2578	0,1918	0,0305	80,23

Tabela 4.34: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
Itumbiara 500 kV	-0,0197	63,81	-0,4816	5,6889	0,9054	8,43
	-0,0854	16,17	-0,5269	4,9286	0,7844	10,63
	0,0914	0,16	-0,8266	4,1225	0,6561	19,66
	0,1312	-44,25	-0,2875	2,1351	0,3398	13,34
	-0,0118	35,36	-0,1421	0,0461	0,0073	95,12
Itá 525 kV	-0,0127	129,36	-0,1704	5,5285	0,8799	3,09
	-0,0026	-63,67	-0,0470	5,0455	0,8030	0,93
	-0,3353	14,53	-0,8432	4,4955	0,7155	18,43
	-0,0698	-2,38	-0,3199	2,0544	0,3270	15,39
	0,0395	56,23	-0,4646	1,8849	0,3000	23,93
C. Paulista 500 kV	0,0029	-173,13	-0,4131	7,9638	1,2675	5,18
	-0,0144	74,49	-0,4226	5,6293	0,8959	7,49
	-0,0559	-8,90	-0,7444	4,6161	0,7347	15,92
	-0,0462	15,64	-0,4436	2,0851	0,3319	20,81
	0,0409	49,58	-0,6392	1,8348	0,2920	32,90
UHE Xingó	0,0129	78,21	-0,2638	4,3102	0,6860	6,11
	0,0695	128,26	-0,5103	2,7609	0,4394	18,17
	-0,2179	-9,39	-1,3344	4,0427	0,6434	31,34
	0,0292	24,60	-0,0975	0,3775	0,0601	25,01
	0,4968	-51,19	-0,2752	2,1120	0,3361	12,92
UHE Paulo Afonso II	-0,0244	-40,85	-0,3494	4,1634	0,6626	8,36
	-0,0225	-23,38	-0,2988	2,7195	0,4328	10,92
	-0,1756	-27,00	-1,7093	4,2920	0,6831	37,00
	-0,0385	-46,70	-0,0535	0,2092	0,0333	24,78
	0,4884	-53,04	-0,2721	2,1165	0,3369	12,75
UHE Paulo Afonso IV	-0,0176	-43,41	-0,3177	4,1642	0,6628	7,61
	-0,0254	-29,17	-0,3231	2,7279	0,4342	11,76
	-0,1816	-26,39	-1,6798	4,2589	0,6778	36,70
	-0,0480	-46,47	-0,0632	0,1965	0,0313	30,62
	0,4856	-52,95	-0,2725	2,1161	0,3368	12,77
UHE Apolônio Sales	-0,1455	311,63	-2,1635	4,4590	0,7097	43,65
	-0,8847	35,66	-0,3717	2,1266	0,3385	17,22
	-0,0299	-1,00	-0,3810	4,0251	0,6406	9,42
	-0,0204	26,86	0,0158	0,2303	0,0367	6,84
	0,9596	6,25	-0,3270	2,0778	0,3307	15,55

Tabela 4.35: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema (Continuação).

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
UHE Jacuí	-0,6224	-173,13	-0,5529	5,6340	0,8967	9,77
	-0,8329	4,26	-0,5342	5,0368	0,8016	10,55
	-0,2886	-18,56	-0,5504	4,4939	0,7152	12,16
	-0,0760	-27,65	-0,3161	2,1284	0,3387	14,70
	-0,1082	-11,45	-1,0963	0,8477	0,1349	79,11
UTE Uruguaiana	-0,4553	-93,67	-0,5244	6,1686	0,9818	8,47
	-0,1151	-123,98	-0,2842	5,2754	0,8396	5,38
	-0,7149	34,49	-0,9326	4,2880	0,6825	21,25
	-0,0722	-32,63	-0,3006	2,1093	0,3357	14,11
	-0,0479	3,33	-1,1227	0,3502	0,0557	95,46
UHE Jauru	0,0183	-41,55	-0,2808	5,4980	0,8750	5,10
	-0,3047	32,60	-0,6461	4,8303	0,7688	13,26
	0,2858	21,31	-0,9625	4,2075	0,6696	22,30
	0,1409	-41,24	-0,2919	2,1265	0,3384	13,60
	0,0032	20,72	-0,1379	0,3479	0,0554	36,85
UHE Chavantes	0,0514	107,56	-0,4013	2,1409	0,3407	18,42
	0,0053	20,77	-0,2344	5,1446	0,8188	4,55
	-0,0044	-18,72	-0,2187	6,7743	1,0782	3,23
	-0,0678	-10,83	-0,6392	4,4346	0,7058	14,27
	-0,0304	89,02	-0,3707	1,9821	0,3155	18,38
Bauru 440 kV	0,0233	21,10	-0,5340	5,4162	0,8620	9,81
	-0,0145	23,58	-0,4350	5,5175	0,8781	7,86
	-0,0149	-39,77	-1,4944	1,4633	0,2329	71,45
	-0,0353	16,61	-0,7657	4,3534	0,6929	17,32
	-0,0067	-4,13	-0,2683	2,1045	0,3349	12,65
Cabreúva 440 kV	-0,0032	6,53	-0,5444	8,0334	1,2786	6,76
	-0,0055	114,42	-0,2940	5,5027	0,8758	5,34
	-0,0524	0,95	-0,7074	4,4929	0,7151	15,55
	-0,0120	-9,20	-0,3059	2,1639	0,3444	14,00
	-0,0072	33,23	-0,5189	0,6280	0,0999	63,70
UHE Promissão	0,0103	24,70	-0,2530	5,7114	0,9090	4,43
	-0,0387	56,73	-0,3306	6,5709	1,0458	5,02
	-0,0543	-159,18	-0,6575	4,6967	0,7475	13,86
	-0,0138	-22,81	-0,2836	2,1381	0,3403	13,15
	-0,0275	31,91	-0,5426	0,3627	0,0577	83,14

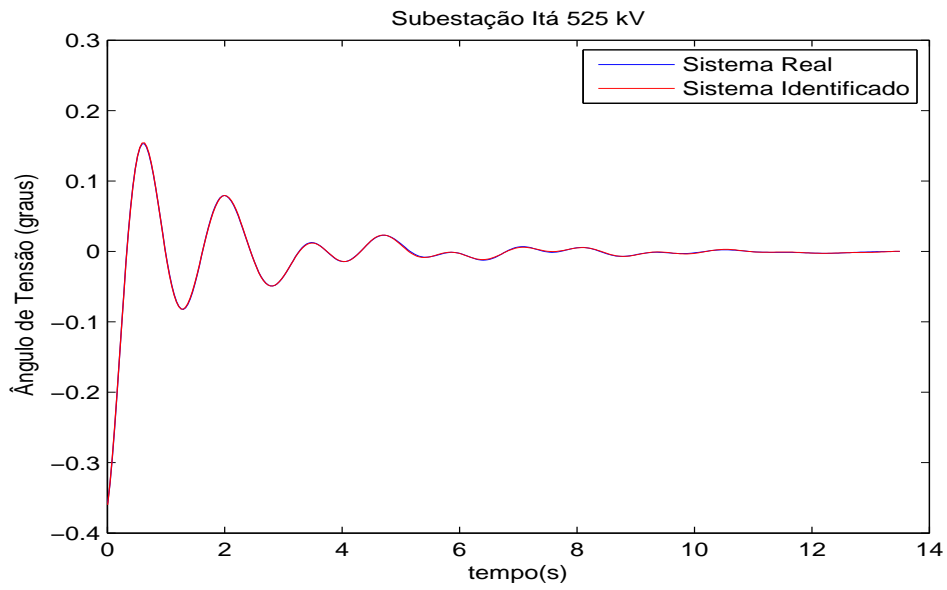


Figura 4.30: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Itá 525 kV.

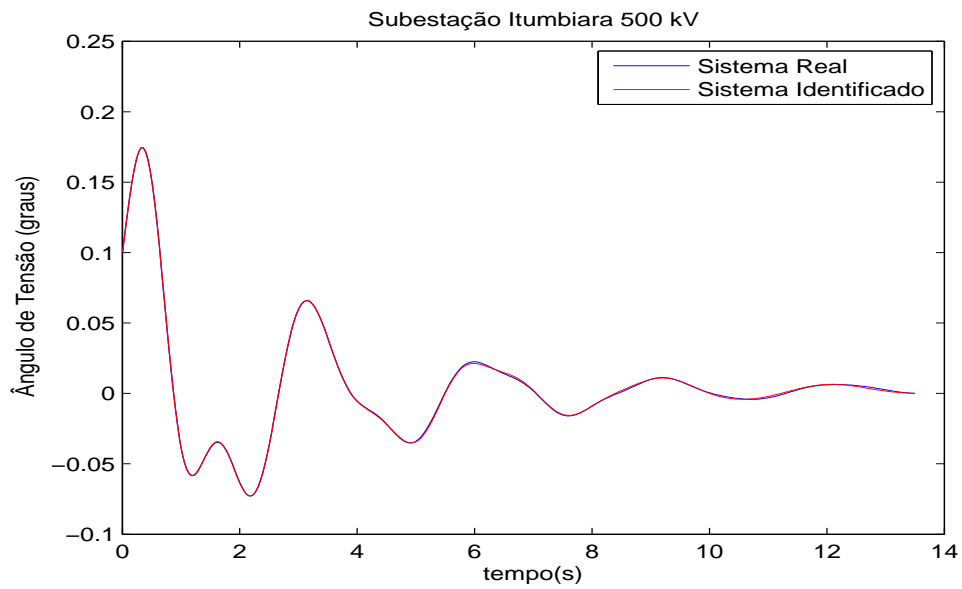


Figura 4.31: Desvio do ângulo de tensão na PMU de Itumbiara 500 kV.

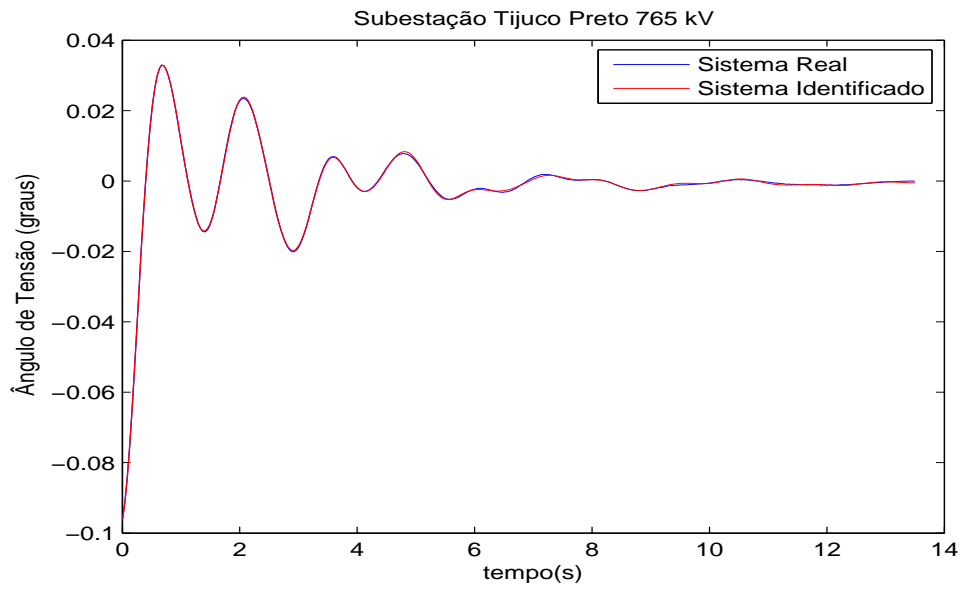


Figura 4.32: Desvio do ângulo de tensão na PMU da Tijuco Preto 765 kV.

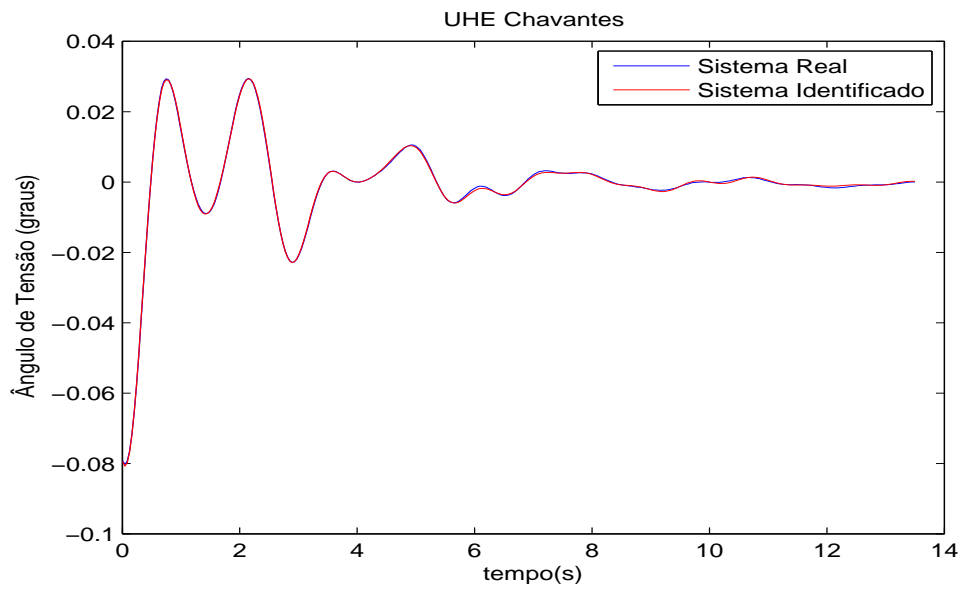


Figura 4.33: Desvio do ângulo de tensão na PMU da UHE Chavantes.

Tabela 4.36: Barras onde os modos inter-área apresentam maiores amplitudes A_i .

Modo Norte-Sul		Modo Itaipú	
Barra	A_i	Barra	A_i
UHE Apolônio Sales	0,8847	UTE Uruguaiana	0,7149
UHE Xingó	0,4968	Itaipú 500 kV	0,1885
P Dutra 500 KV	0,4884	Gravataí 525 kV	0,2982

muito próximas àquelas colhidas pelas PMUs. Esses resultados indicam mais uma vez que o método baseado na análise de Prony utilizado nesta dissertação é adequado para identificar os sinais obtidos em base em transitório gerado por um sinal de elevada amplitude, como o concebido a partir da inserção do “resistor de freio” realizada aqui.

4.6.2 Método de Coerência Angular

Semelhantemente ao que foi feito nas simulações nas SEs Samambaia 500 kV e Luiz Gonzaga 500 kV, o método será aqui aplicado sobre a resposta no tempo da variável ângulo de tensão das barras candidatas referenciadas à barra de Ilha Solteira 440 kV. As respostas no tempo dessa variável foram consideradas iniciando 0,1 segundo após a aplicação da perturbação.

Partiu-se para o cálculo dos índices de coerência entre cada dupla de barras candidatas, formando-se a Matriz de Coerência C_B conforme Equação 3.5. As Tabelas C.1, C.2, C.3 e C.4 apresentadas no Apêndice C representam a Matriz de Coerência C_B formada pelos índices referentes à perturbação aqui considerada, para o conjunto de barras B_C .

Os índices de coerência cruzada apresentados nessas tabelas foram normalizados em relação ao índice de coerência cruzada de maior valor. Novamente, um grupo de barras será considerado coerente se para cada par de barras do grupo, o índice de coerência cruzada associado for inferior a 0,1 ($\alpha_{ij} \leq 0,1$). A exemplo do que foi realizado nas seções anteriores, partiu-se para a formação dos grupos coerentes.

A partir dos dados das Tabelas C.1, C.2, C.3 e C.4 e da Figura 4.34, a exemplo do que foi encontrado para a simulação em Samambaia 500 kV, tem-se que todos os índices de coerência relativos à barra de Tucuruí são maiores que 0,1 o que faz que a barra de Tucuruí não pertença a nenhum grupo coerente. Portanto, nesta simulação, a barra

de Tucuruí foi novamente eleita como uma barra adequada para a instalação de uma PMU.

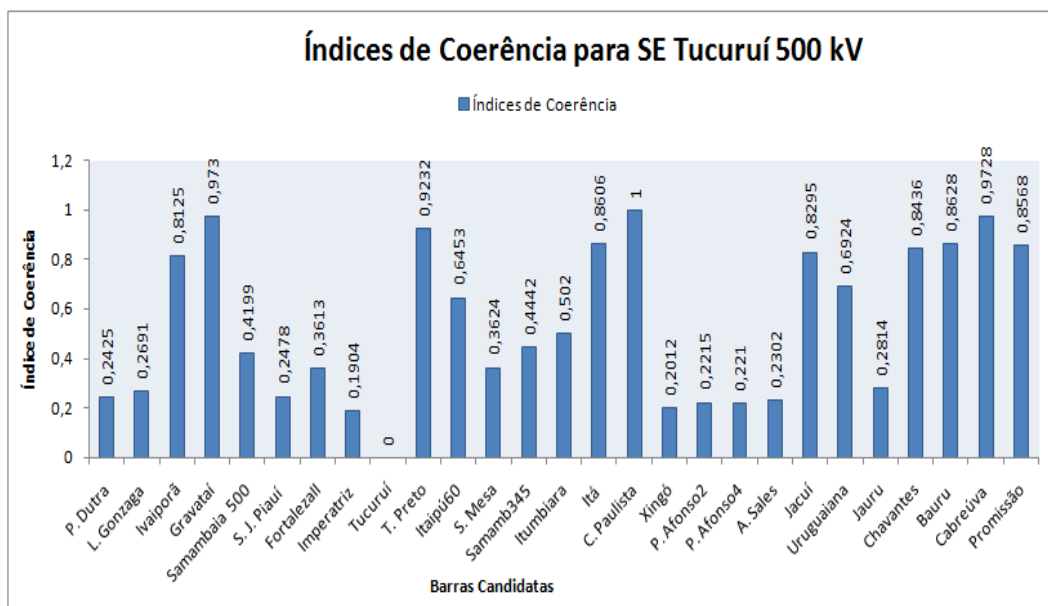


Figura 4.34: Índices de Coerência relativos à SE Tucuruí 500 kV.

Parte-se aqui diretamente para a apresentação dos grupos coerentes formados a partir da simulação em Itá 525 kV. Novamente, há a presença de 7 grupos coerentes. Esses grupos coerentes e respectivas barras e índices de coerência cruzada estão apresentados nas Tabelas 4.37 a 4.43 a seguir.

A partir das tabelas, pode-se notar que os grupos coerentes encontrados para esta simulação são idênticos aos encontrados para a simulação em Samambaia 500 kV e Luiz Gonzaga 500 kV, o que reforça ainda mais a coerência angular entre as barras formadoras de cada grupo. Da mesma forma que nas simulações anteriores, algumas barras pertencem a dois grupos coerentes diferentes. A partir disso, chega-se a um número mínimo de 6 barras para a instalação de PMUs, sendo que uma delas deverá ser obrigatoriamente a barra de Tucuruí 500 kV. A Coerência Angular demonstrou, mais uma vez, ser uma boa escolha para a realização da medida da distância elétrica que separa barras de um sistema elétrico de potência.

Na próxima seção, é feita uma análise a partir dos resultados obtidos na aplicação dos três métodos de posicionamento para as três simulações realizadas nesta dissertação. O objetivo é o de se chegar ao conjunto B_U formado por um número reduzido de barras, as quais são as barras propostas nesse trabalho como sendo as mais indicadas para a instalação de unidades de medição fasorial.

Tabela 4.37: Barras do Grupo Coerente 1 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 1 - Coerências Cruzadas						
	Ivaiporã	Itá	Jacuí	Chavantes	Bauru	Promissão
Ivaiporã	0	0,0483	0,0172	0,0311	0,0503	0,0442
Itá	0,0483	0	0,0312	0,0172	0,0022	0,0041
Jacuí	0,0172	0,0312	0	0,0140	0,0332	0,0271
Chavantes	0,0311	0,0172	0,0140	0	0,0192	0,0132
Bauru	0,0503	0,0022	0,0332	0,0192	0	0,0061
Promissão	0,0442	0,0041	0,0271	0,0132	0,0061	0

Tabela 4.38: Barras do Grupo Coerente 2 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 2 - Coerências Cruzadas						
	T.Preto	Itá	Jacuí	Chavantes	Bauru	Promissão
T. Preto	0	0,0625	0,0936	0,0797	0,0604	0,0665
Itá	0,0625	0	0,0312	0,0172	0,0022	0,0041
Jacuí	0,0936	0,0312	0	0,0140	0,0332	0,0271
Chavantes	0,0797	0,0172	0,0140	0	0,0192	0,0132
Bauru	0,0604	0,0022	0,0332	0,0192	0	0,0061
Promissão	0,0665	0,0041	0,0271	0,0132	0,0061	0

Tabela 4.39: Barras do Grupo Coerente 3 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 3 - Coerências Cruzadas				
	Gravataí	T. Preto	C.Paulista	Cabreúva
Gravataí	0	0,0498	0,02690	0,0007
T. Preto	0,0498	0	0,0767	0,0495
C.Paulista	0,0269	0,0767	0	0,0272
Cabreúva	0,0007	0,0495	0,0272	0

Tabela 4.40: Barras do Grupo Coerente 4 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 4 - Coerências Cruzadas		
	Itaipú 60Hz	Uruguaiana
Itaipú 60Hz	0	0,0472
Uruguaiana	0,0472	0

Tabela 4.41: Barras do Grupo Coerente 5 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 5- Coerências Cruzadas									
	P.Dutra	L.Gonzaga	S.J.Piauí	Imperatriz	Xingó	P.AfonsoII	P.AfonsoIV	A.Sales	Jauru
P.Dutra	0	0,0264	0,0053	0,0521	0,0414	0,0212	0,0217	0,0124	0,0391
L.Gonzaga	0,0264	0	0,0212	0,0785	0,0678	0,0476	0,0481	0,0389	0,0127
S.J.Piauí	0,0053	0,0212	0	0,0574	0,0467	0,0264	0,0269	0,0177	0,0338
Imperatriz	0,0521	0,0785	0,0574	0	0,0107	0,0309	0,0304	0,0397	0,0912
Xingó	0,0414	0,0678	0,0467	0,0107	0	0,0202	0,0197	0,0290	0,0805
P.AfonsoII	0,0212	0,0476	0,0264	0,0309	0,0202	0	0,0005	0,0087	0,0603
P.AfonsoIV	0,0217	0,0481	0,0269	0,0304	0,0197	0,0005	0	0,0092	0,0608
A.Sales	0,0124	0,0389	0,0177	0,0397	0,0290	0,0087	0,0092	0	0,0515
Jauru	0,0391	0,0127	0,0338	0,0912	0,0805	0,0603	0,0608	0,0515	0

Tabela 4.42: Barras do Grupo Coerente 6 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 6 - Coerências Cruzadas				
	Samambaia 500kV	Fortaleza II	S. Mesa	Samambaia 345kV
Samambaia 500kV	0	0,0588	0,0575	0,0243
Fortaleza II	0,0588	0	0,0013	0,0831
S. Mesa	0,0575	0,0013	0	0,0818
Samambaia 345kV	0,0243	0,0831	0,0818	0

Tabela 4.43: Barras do Grupo Coerente 7 e coerências cruzadas.

Grupo Coerente 7 - Coerências Cruzadas			
	Samambaia 500kV	Samambaia 345kV	Itumbiara
Samambaia 500kV	0	0,0243	0,0822
Samambaia 345kV	0,0243	0	0,0579
Itumbiara	0,0822	0,0579	0

4.7 BARRAS ESCOLHIDAS PARA A INSTALAÇÃO DE PMUs

A partir da aplicação dos três métodos de posicionamento, chegaram-se a resultados indicativos sobre as barras mais adequadas para a instalação de unidades de medição fasorial.

O método Fatores de Observabilidade elencou na Tabela 4.6 as barras mais adequadas para a observabilidade de oito modos dominantes. Porém, apenas dois deles são modos inter-área, sendo o restante modos locais. Como os modos inter-área são os que mais caracterizam as oscilações eletromecânicas no sistema, apenas os resultados correspondentes a esses dois modos são considerados na definição dos locais de instalação. Assim, tem-se para este método, que os locais mais adequados para a instalação de PMUs são as barras da UHE Jauru e da UHE Xingó.

O método Análise de Prony definiu, para cada simulação, duas barras mais adequadas para a instalação de PMUs. A análise também é focada nos dois modos inter-área encontrados. Os locais onde os modos apresentam maiores A_i são considerados as melhores localidades para a instalação de PMU. Para o pulso em Samambaia, encontrou-se como locais mais adequados as barras da UHE Xingó e UTE Uruguaiana. Para o pulso em Luiz Gonzaga, os locais mais adequados foram Tucuruí 500 kV e UTE Uruguaiana. E finalmente, para o pulso em Itá, o locais encontrados foram UHE Apolônio Sales e UTE Uruguaiana.

O método de Coerência Angular indicou, em todas as simulações, apenas uma barra para a instalação de PMUs: Tucuruí 500 kV, pois esta barra não é coerente com nenhuma das outras barras candidatas. Porém, a Coerência Angular deu uma contribuição muito válida ao formar os grupos coerentes. A partir disso, pode-se verificar que as barras indicadas pelos dois métodos anteriores pertencem a um mesmo grupo coerente. Caso isto seja comprovado, pode-se escolher apenas uma dessas barras.

Pode-se verificar que as barras UHE Xingó, UHE Jauru e UHE Apolônio Sales pertencem ao mesmo grupo coerente. Sendo assim, somente uma dessas barras deve ser escolhida. Como a barra da UHE Xingó foi indicada por dois métodos para a instalação de PMUs, esta barra é a escolhida. Esta dissertação propõe então a instalação de unidades de medição fasorial em três barras do SIN. São elas: UHE Xingó, SE Tucuruí 500 kV e UTE Uruguaiana.

Capítulo 5 APLICAÇÃO DE SMFs EM UMA OCORRÊNCIA REAL NO SIN

No capítulo anterior, foi discutido o posicionamento mais adequado de PMUs visando a observação de determinado conteúdo modal. Este procedimento faz sentido caso não se tenha instalado no sistema nenhum desses dispositivos de medição.

Este capítulo tem como objetivo apresentar um caso real de utilização de SMFs. No entanto, as PMUs e o PDC já estão previamente alocados. A finalidade aqui é avaliar a qualidade dos dados obtidos e verificar se a partir deles é possível se extrair modos dominantes do sistema interligado brasileiro.

A análise realizada é relativa a um *blackout* ocorrido na Área Goiás/Brasília na tarde do dia 11 de março de 2009. As oscilações de tensão e de frequência foram monitoradas pelas PMUs instaladas em algumas universidades do Brasil. Busca-se apresentar os dados obtidos nas PMUs e, a partir dessas informações, calcular alguns modos dominantes extraídos de sinais que quantificam a evolução da frequência no tempo.

5.1 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL NO BRASIL

Existem vários projetos de SMF em implantação, experimentação ou operação em diversos países tais como: Estados Unidos [42], Japão [43], Coreia do Sul [44], Dinamarca [45], China [46], entre outros. No Brasil [47], essa tecnologia foi inicialmente desenvolvida no âmbito do projeto MedFasee [48] (Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica), projeto pioneiro e inédito no país, sendo uma parceria entre o LabPlan¹/UFSC e a Reason Tecnologia S.A., com o apoio financeiro da FINEP².

O objetivo do projeto MedFasee foi a implementação de um protótipo de SMF e o desenvolvimento de diversas aplicações da tecnologia de medição fasorial para o controle

¹Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

²Financiadora de Estudos e Projetos

da operação em tempo real, monitoramento *on-line* de perturbações e localização de faltas [47], [49].

No âmbito deste projeto, desenvolveram-se alguns PMUs e um PDC, os quais se comunicam por rede *ethernet*, originando um protótipo de SMF. Este protótipo encontra-se atualmente em operação experimental, com PMUs instaladas em Florianópolis-SC, Porto Alegre-RS e Curitiba-PR, cuja visualização dos sincrofasores em tempo real pode ser acessada em [48]. Recentemente foi iniciada uma nova etapa do projeto, denominada MedFreq [50], com o financiamento do CNPq³, na qual objetiva-se a expansão do SMF para uma abrangência nacional, com a instalação de PMUs nas demais regiões do país. Estas PMUs estão instaladas na baixa tensão, em laboratórios de diversas universidades, adquirindo os fasores trifásicos de tensão da rede de distribuição, e enviando seus sincrofasores a um PDC, instalado no LabPlan/UFSC. As universidades onde estão instaladas as PMUs são as seguintes: UFSC, UnB, UFMG, EESC/USP, COPPE/UFRJ, UNIFEI, UTFPR, PUCRS, UFC e UFPA.

As PMUs, embora instaladas na baixa tensão, estão ligadas ao SIN. Cada PMU faz a leitura de medidas fasoriais de tensão em locais remotos, cujos sinais são sincronizados via sistema GPS. Todas as PMUs enviam continuamente os dados lidos para um concentrador (PDC), através de um sistema de transmissão de dados. O PDC faz a aquisição, o tratamento prévio e o armazenamento destes dados em uma base comum, a qual disponibiliza, de maneira concentrada, os dados relativos às diversas PMUs instaladas no sistema. Aplicações são executadas em estações de trabalho específicas, fazendo uso dos dados de medição fasorial disponíveis no PDC.

Diversos experimentos tem sido realizados utilizando-se o protótipo desenvolvido. Entre eles, a monitoração da frequência do SIN, com a observação dos seus modos de operação, e também análises de ocorrências no SIN por meio da observação da repercussão destas ocorrências na baixa tensão. Foi também desenvolvido um simulador de SMF, o qual contempla funções de simulação do comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica monitorado por PMU e localização de faltas [47], [49], [51].

Desde o final de 2004, quando o protótipo de SMF foi instalado em nível regional, diversas análises de ocorrências no SIN foram efetuadas, com base na repercussão destas ocorrências na rede de distribuição nos respectivos pontos de medição do protótipo. Boletins técnicos foram disponibilizados, logo após as ocorrências e podem ser encon-

³Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

tradados em [48].

Na próxima seção, é feita uma descrição de perturbação que ocorreu no Sistema Interligado Nacional no dia 11/03/2009 às 17h36min, envolvendo a área Goiás/Brasília e que provocou a interrupção de 732 MW de cargas no Distrito Federal e no Estado de Goiás.

5.2 DESCRIÇÃO DA OCORRÊNCIA

Conforme descrito em [52], a perturbação teve início com a ocorrência de um curto-circuito monofásico, envolvendo a fase A da LT 138 kV Brasília Sul - Ceilândia Sul C2, provocada pelo rompimento e queda do cabo pára-raios da LT sobre o condutor dessa fase.

No terminal de Brasília Sul, a falha foi eliminada pela atuação da proteção de distância naquele terminal. Entretanto, no terminal de Ceilândia Sul, houve rejeição das proteções de sobrecorrente de fase e residual deste terminal. Desta forma, a falha foi eliminada pelas atuações de proteções de retaguarda remotas na SE Brasília Sul. Por outro lado, este processo culminou com os seguintes desligamentos automáticos:

- Banco de Autotransformadores AT08A - 345/138 kV - 150 MVA;
- Banco de Autotransformadores AT04 - 345/138 kV - 150 MVA;
- Banco de Autotransformadores AT07 - 345/138 kV - 150 MVA;
- Banco de Autotransformadores AT08B - 345/138 kV - 150 MVA;
- LT 138 kV Brasília Sul - Ceilândia Sul C1;
- Banco de Autotransformadores AT02 - 345/138 kV - 150 MVA;
- Banco de Autotransformadores AT01 - 345/138 kV - 150 MVA.

Após estes desligamentos, a única fonte de alimentação para a SE Brasília Norte (CEB) passou a ser a LT 138 kV Samambaia - Brasília Norte, que veio também a se desligar por atuação de sua proteção de sobrecorrente de fase, em função da sobrecarga a que a

mesma ficou submetida, desenergizando a SE Brasília Norte. Este último desligamento provocou a interrupção do fornecimento de energia às SEs Brasília Norte, Taguatinga e Santa Maria.

No total, 732 MW de cargas foram interrompidos, sendo 647 MW de cargas da CEB no Distrito Federal, e 85 MW de cargas da CELG, no Estado de Goiás.

A recomposição do sistema e das cargas foi iniciada somente às 17h45min. Às 18h06min foi concluída a normalização dos equipamentos e às 18h49min foi concluída a recomposição das cargas, com exceção de 9 MW da SE 7 (Lago Norte), que foram normalizadas somente às 19h25min. Uma análise bem detalhada desta perturbação pode ser encontrada em [52].

Esta perturbação foi monitorada pelas PMUs pertencentes ao projeto MedFreq. Nesta dissertação, são considerados os sinais obtidos por quatro dessas PMUs, as localizadas na EESC/USP, UNIFEI, UFPA e COPPE/UFRJ. A PMU localizada na UnB não foi considerada, pois ela desligou-se por causa do *blackout*. Na próxima seção, é feita uma aplicação do processo de identificação (análise de Prony) dos sinais de frequência obtidos por essas PMUs, de forma a se identificar alguns modos de oscilação presentes em cada sinal observado.

5.3 APLICAÇÃO DA ANÁLISE DE PRONY

Os registros da perturbação descrita na seção anterior foram armazenados no PDC do SMF do Projeto MedFreq. Serão mostrados nesta dissertação somente as informações relativas ao sinal de frequência coletados no PDC. As Figuras 5.1 e 5.2 mostram características de dois sinais antes e após a perturbação, abrangendo uma longa janela de dados. As curvas referem-se aos desvios da frequência registrados nas PMUs UNIFEI e EESC/USP. A variação de frequência é em relação à nominal, ou seja, 60 Hz. As figuras ilustram o desvio de frequência calculada a partir da variação angular dos sincrofasores de tensão medidos pelas PMUs, entre as 17h36min e as 18h11min do dia 11/03/2009. Observa-se que às 17h36min40s, deu-se início um processo oscilatório mais pronunciado na frequência do SIN. Às 17h36min45s, este processo culminou com uma sobrefrequência cujo valor do sinal atingiu 60,193 Hz.

Observando-se a ocorrência, nota-se que nos instantes iniciais aos desligamentos, ocor-

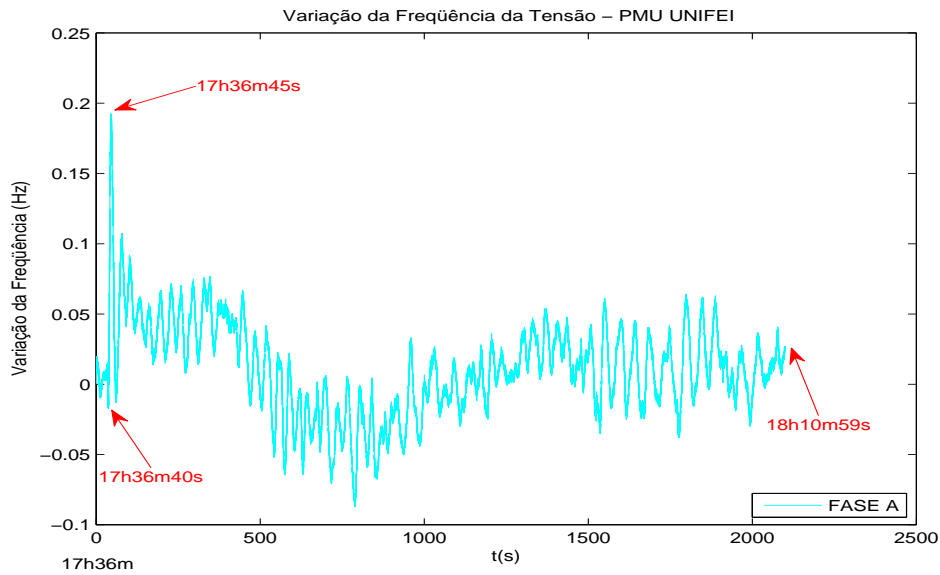


Figura 5.1: Desvio de frequência na PMU da UNIFEI.

reram oscilações rápidas nos ângulos dos fasores de tensão do sistema, resultando em oscilações rápidas da frequência. Estas oscilações rápidas foram registradas pelo protótipo de SMF, o qual gravou as amostras dos sinais à taxa de aquisição de 60 sincrofasores por segundo. Após estes momentos iniciais, justifica-se os incrementos na frequência devido à aceleração dos geradores, em consequência da perda de carga.

A partir das Figuras 5.1 e 5.2, durante aproximadamente 400 s (6min40s), a frequência do sistema oscilou, em média, $\pm 0,05$ Hz. À medida em que foi ocorrendo o processo de recomposição do sistema, o comportamento da frequência do sistema foi sendo normalizado, voltando a ficar dentro da faixa de operação normal do SIN. A frequência voltou a oscilar dentro de padrões comparáveis ao período pós-falta cerca de 1500 s (25min) após a perturbação.

Considerou-se então os sinais de frequência obtidos nas quatro PMUs para proceder à análise de Prony. Neste processo, em todos os casos, considerou-se apenas uma pequena janela de dados (cerca de 6 segundos), tomada alguns instantes após início da perturbação.

A principal deficiência do método de Prony é sua sensibilidade ao ruído presente no sinal [53]. Dessa forma, na identificação das curvas, os sinais ruidosos foram filtrados mediante utilização da função *smooth* (suavizar) do Matlab. Essa função permite a remoção do ruído indesejável utilizando uma média móvel para cada 5 amostras do

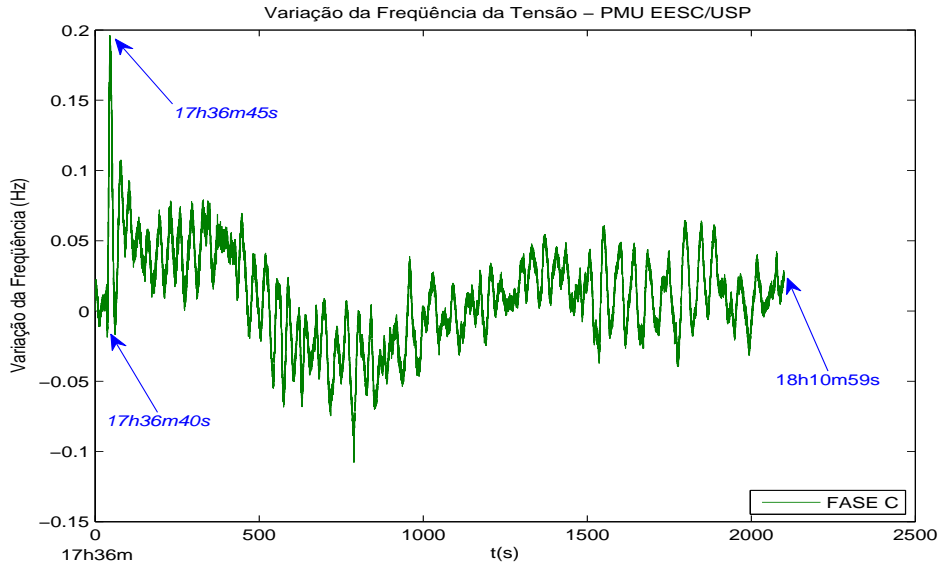


Figura 5.2: Desvio de frequência na PMU da EESC/USP.

sinal, possibilitando acesso ao teor das informações do sinal caracterizadas tanto no tempo, quanto na frequência.

As Figuras 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam as curvas de desvio de frequência do sinal original, bem como suas respectivas identificações. No processo de identificação, foram utilizadas as curvas resultantes da filtragem por *smooth* do sinal original.

As curvas identificadas foram sempre compostas por 4 pólos complexos conjugados e 1 pólo real, ou seja, o sistema linear identificado possui ordem 9.

A Tabela 5.1 sintetiza as características dos modos complexos associados a cada sinal identificado. Na tabela, para cada PMU, são mostradas a amplitude A_i e a fase ϕ_i do resíduo associado ao pólo $\lambda_i = \alpha_i + j\omega_i$. Ainda são mostrados a frequência f_i e o amortecimento ζ de cada modo. Pode ser observado que cada PMU captura um sinal com conteúdos modais diferentes, ou seja, os sinais capturados possuem alguns modos com diferentes frequências de oscilação f_i (Hz) e amortecimento ζ (%).

A partir da Tabela 5.1 é possível observar que o modo com frequência de aproximadamente 0,33 Hz (modo inter-área resultante da oscilação das máquinas do sistema Norte-Nordeste contra as máquinas do sistema Sul-Sudeste) está presente no sinal colhido pelas PMUs da UFPA, UNIFEI e COPPE/UFRJ. Isto está coerente com os resultados obtidos nas identificações do capítulo anterior, pois, para as três simulações

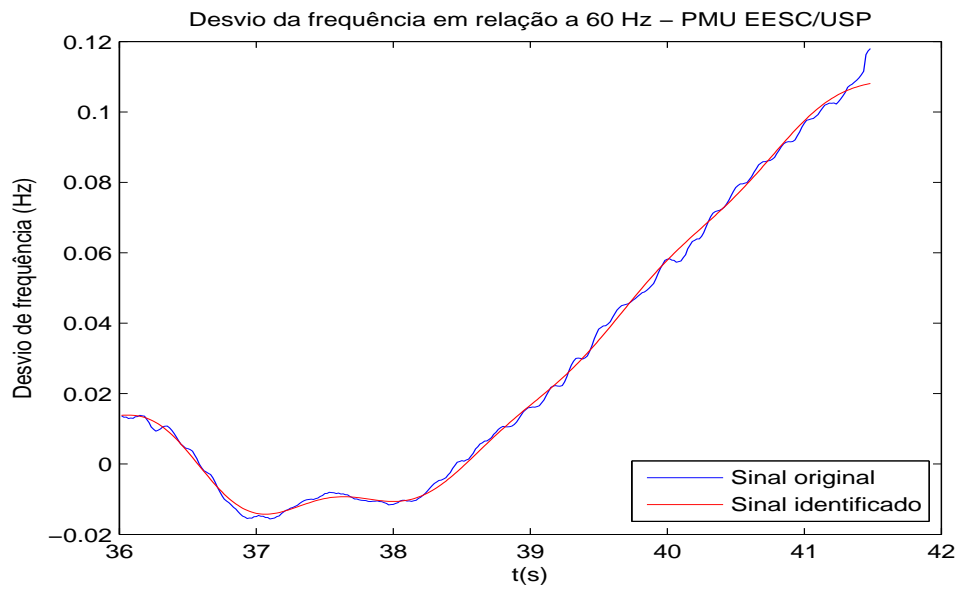


Figura 5.3: Identificação do desvio de frequência na PMU da EESC/USP.

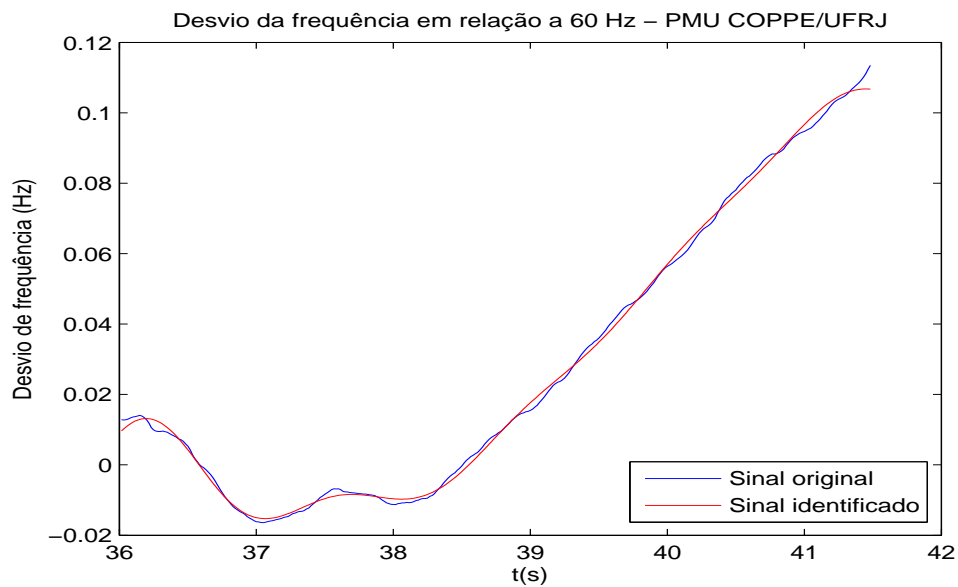


Figura 5.4: Identificação do desvio de frequência na PMU da COPPE/UFRJ.

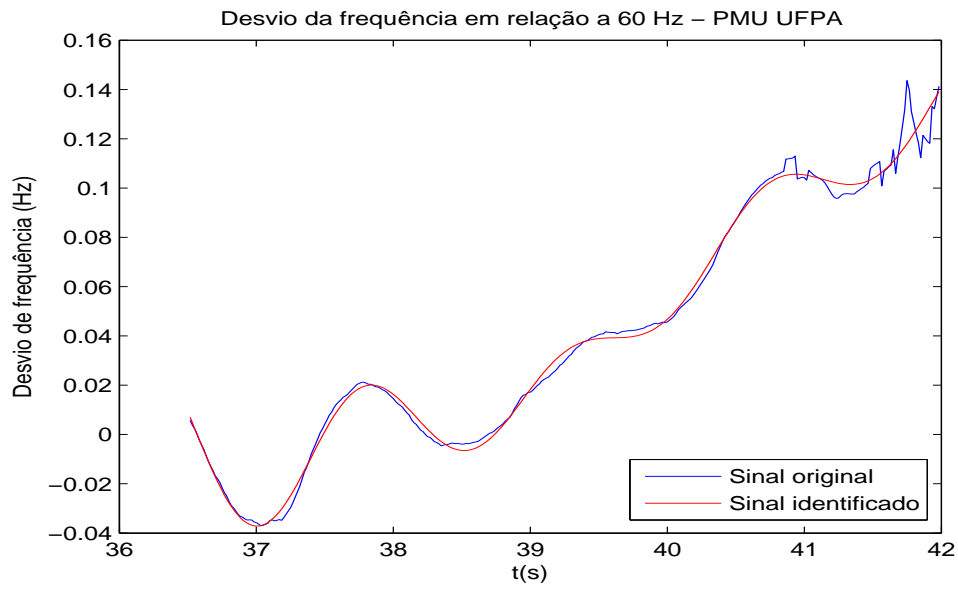


Figura 5.5: Identificação do desvio de frequência na PMU da UFPA.

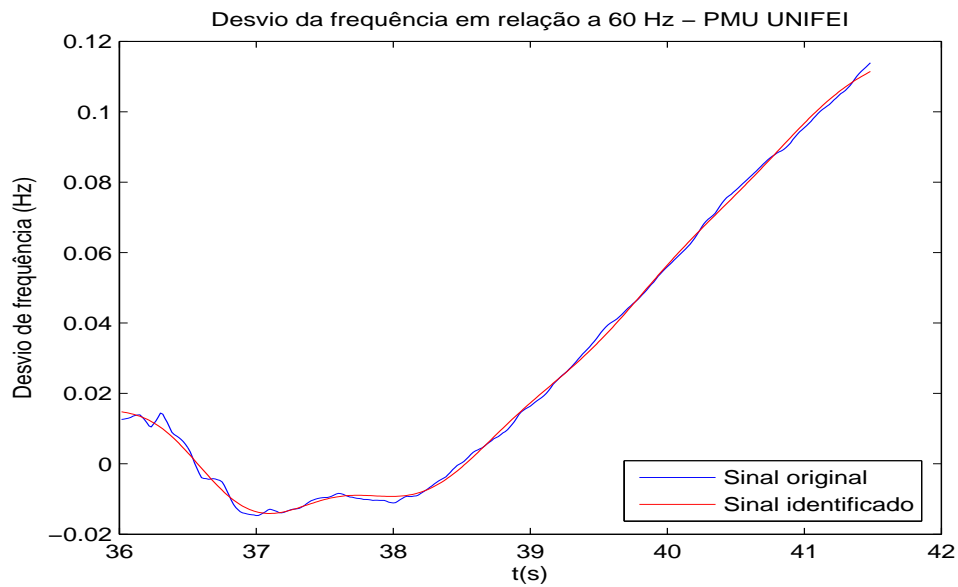


Figura 5.6: Identificação do desvio de frequência na PMU da UNIFEI.

Tabela 5.1: Parâmetros dos modos complexos avaliados por diferentes PMUs no Sistema.

PMU	A_i	ϕ_i (graus)	α_i (1/s)	ω_i (rad/s)	f_i (Hz)	ζ (%)
UFPA	14,6509	-293,63	-0,1762	4,1283	0,6570	4,26
	1,1396	-204,86	-0,3482	2,1289	0,3388	16,14
	1,1051	11,81	-0,0761	0,4086	0,0650	18,31
	1,1050	11,61	-0,0766	0,4070	0,0648	18,50
UNIFEI	1,1475	-55,62	-0,1698	4,1717	0,6639	4,07
	1,0703	4,83	-0,2198	2,1384	0,3403	10,22
	2,4099	255,99	-0,1820	4,9014	0,7801	3,71
	-0,1639	17,28	-0,0259	0,6584	0,1048	3,93
COPPE/UFRJ	1,1951	187,16	-0,1479	3,8901	0,6191	3,80
	0,0275	21,90	-0,0589	2,1203	0,3374	2,78
	0,6871	115,76	-0,1345	4,6382	0,7382	2,90
	-0,0029	208,63	0,0582	1,0568	0,1682	5,50
EESC/USP	0,4178	136,98	-0,1375	4,2451	0,6756	3,24
	0,0135	-23,96	-0,0966	2,8905	0,4600	3,34
	1,5045	115,57	-0,1614	4,9732	0,4600	3,24
	0,0279	37,39	0,0160	0,7333	0,1167	2,18

daquele capítulo, este modo esteve presente em quase todas as barras consideradas naquelas simulações. Observa-se também, a partir da tabela, a presença de outro modo, de aproximadamente 0,68 Hz, associado à UHE Itaipu, presente nas PMUs da UFPA, EESC/USP e UNIFEI, sendo que este modo foi também obtido nas simulações do capítulo anterior.

Os resultados obtidos indicam que foi possível a identificação de modos de oscilação eletromecânicos no SIN, a partir do monitoramento na rede de baixa tensão. Mesmo com as PMUs localizadas a centenas de quilômetros do local do evento. Os resultados comprovam o grande potencial da medição fasorial, assim como o boa qualidade dos dados avaliados.

Na próxima seção, será feita uma aplicação do conceito de coerência angular dos sinais ângulos de tensão obtidos pelas quatro PMUs, de forma a se fazer uma análise da coerência entre os sinais observados.

5.4 APLICAÇÃO DA COERÊNCIA ANGULAR

Utilizou-se o critério de coerência angular baseado na resposta no tempo da variável ângulo de tensão obtida na baixa tensão onde estão instaladas cada PMU. O objetivo aqui não é a determinação das localidades mais adequadas para a instalação de PMUs, pois neste caso, as PMUs já estão instaladas. O objetivo desta seção é apenas ilustrar a coerência angular entre as quatro localidades.

De posse das respostas no tempo, calcularam-se os índices de coerência entre cada dupla de barras a partir da implementação de (3.4) em uma rotina matemática criada no Matlab. Calculados todos os índices, pôde-se formar a Matriz de Coerência C_B . A Tabela 5.2 representa essa matriz. Os índices de coerência apresentados nessa tabela foram normalizados em relação ao índice de coerência de maior valor.

Tabela 5.2: Matriz de Coerência para as quatro PMUs.

Matriz de Coerência				
	UFPA	UNIFEI	COPPE/UFRJ	EESC/USP
UFPA	0	0,8944	0,8946	1,0000
UNIFEI	0,8944	0	0,6329	0,4477
COPPE/UFRJ	0,8946	0,6329	0	0,4474
EESC/USP	1,0000	0,4477	0,4474	0

A partir da Tabela 5.2 pode-se observar que a PMU da UFPA é a localidade menos coerente com as demais localidades. Este resultado está de acordo como o que foi encontrado para a barra de Tucuruí 500 kV para as três simulações abordadas no capítulo anterior. Nesta dissertação um grupo de barras é considerado coerente se o índice de coerência cruzada associado for inferior a 0,1 ($\alpha_{ij} \leq 0,1$). Tem-se então que as quatro localidades não são coerentes entre si.

Os resultados confirmam que o método Coerência Angular é adequado para medir a distância elétrica que separa barras de um sistema elétrico de potência. A partir de sua aplicação, pode-se afirmar que a escolha dessas quatro localidades para a instalação das PMUs foi bem sucedida.

Capítulo 6 CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

Esta dissertação apresentou aplicações de métodos de posicionamento para a alocação de PMUs em um sistema elétrico de potência de grande porte. O estudo foi baseado em um único cenário de carga pesada do sistema elétrico brasileiro, ano 2007. Além do estudo sobre alocação de PMUs, mostraram-se alguns resultados sobre a identificação de modos dominantes calculados com base em sinais reais. Os dados destes sinais foram obtidos de PMUs instalados no lado de baixa tensão em algumas universidades brasileiras, pertencentes às instalações do Projeto MedFreq [50]. Consequentemente, trata-se de locais integrados à rede elétrica interligada brasileira, embora conectados ao lado de baixa tensão.

Para melhor compreensão dos fundamentos básicos relativos aos sistemas de medição fasorial, no Capítulo dois foram apresentados conceitos e estruturas físicas adotadas para os equipamentos, e discutidas as estruturas de SMF utilizadas. Neste aspecto, foram comentadas as características das PMUs, do PDC, sobre a necessidade de sincronização dos dados gravados no PDC e a forma de transmissão dos dados.

No Capítulo três, foram descritas técnicas com o objetivo de alocação de PMUs. A alocação das PMUs foi baseada em três métodos, tendo como alvo a observação de determinados modos dominantes. No entanto, foram considerados também locais onde estrategicamente são detectadas elevadas participações na observação de modos dominantes não presentes no cenário em estudo. O método dos fatores de observabilidade foi utilizado para determinação de locais apropriados para observação de determinados modos dominantes. Este método fundamenta-se no cálculo de índices que servem para elencar as barras do sistema que possuem maior observabilidade para um modo selecionado. Em vista disso, é possível se verificar os locais mais apropriados para se “observar” um modo específico. Em particular, o interesse é por um reduzido número de modos de baixas frequências, os quais caracterizam as oscilações eletromecânicas no

sistema.

O método de Prony serviu para a extração de modos a partir de sinais simulados em determinados locais do sistema. Para minimizar o efeito do ruído no processo de identificação das curvas por esse método, os sinais ruidosos foram filtrados mediante utilização da função *smooth* (suavizar) do Matlab, cujo procedimento utiliza uma média móvel para cada 5 amostras do sinal. A vantagem do método de Prony é que, através do processo de identificação, pode-se obter informações importantes sobre os modos de oscilação obtidos pela decomposição modal (pólos e resíduos).

Por fim, o método da coerência angular foi aplicado como ferramenta capaz de auxiliar na seleção de um conjunto mais restrito de locais para a alocação de PMUs. No processo da coerência angular, o objetivo é a obtenção de localidades que não pertençam a regiões coerentes, evitando-se assim que barras que possuem um comportamento transitório semelhante sejam escolhidas. Os índices para implementação do método foram calculados a partir de sinais cujas variáveis são ângulos de tensão que variam no tempo.

Resultados sobre a simulação de PMUs foram mostrados no Capítulo quatro. Todas as simulações têm como base a rede elétrica do SIN relativa ao cenário de carga pesada (fevereiro) de 2007. Vários locais foram avaliados, buscando-se verificar o seu potencial de observabilidade para um conjunto restrito de modos dominantes relativos ao cenário em estudo. Com base nas técnicas estudadas, determinou-se o conjunto de barras mais adequado para a alocação dos PMUs.

Simulações foram realizadas considerando-se a aplicação de perturbações em três locais. A partir das respostas no tempo das variáveis ângulos da tensão de barra em barras candidatas, as informações colhidas foram avaliadas utilizando-se os métodos de posicionamento de PMUs.

Por meio do processo de identificação das curvas relativas às respostas no tempo dos ângulos de tensão, ficou clara a presença e a influência de alguns modos importantes nos sinais observados em algumas localidades.

Foi descrito e mostrado um caso real relativo à utilização de utilização de SMFs. A análise realizada foi observada como consequência de um *blackout* ocorrido na área Goiás/Brasília. Ou seja, bem próximo ao centro elétrico do sistema. Oscilações de

tensão e de frequência foram monitoradas pelas PMUs instaladas em algumas universidades do Brasil. A partir da obtenção das curvas relativas aos dados de frequência obtidos nas PMUs, o processo de identificação (análise de Prony) foi aplicado para extrair os modos dominantes dos sinais. No que diz respeito à análise de oscilações de baixa frequência, pode-se concluir que foi possível identificar e caracterizar alguns modos de oscilação eletromecânica no SIN, mesmo a partir do monitoramento na rede de baixa tensão a centenas de quilômetros do local do evento. Ainda neste caso real, a coerência angular foi aplicada aos dados de ângulo de tensão monitorados pelas PMUs. Chegou-se a resultados satisfatórios e ilustrativos com relação às quatro PMUs analisadas. Os resultados encontrados foram semelhantes aos encontrados para o caso das perturbações fictícias simuladas no Capítulo quatro.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A presente dissertação não esgota o assunto aqui estudado. Para uma melhor alocação das PMUs na rede brasileira é necessário um estudo pormenorizado que incluam outros patamares de carga do SIN (cargas média e leve), bem como outros cenários de operação do sistema (Região Norte importadora, Sul exportador, entre outras). Estudos considerando a expansão do SIN para anos e cenários futuros são também relevantes para a alocação das PMUs. O órgão operador do sistema elétrico [39] estuda esta possibilidade para os próximos anos.

Com relação à identificação de modos dominantes, há a limitação dos métodos empregados nesta dissertação, tendo em vista que os mesmos são aplicáveis, sob o ponto de vista prático, somente para sinais transitórios. Portanto, visando o monitoramento em tempo real, seria interessante a determinação de modos dominantes considerando apenas o ruído ambiente de cargas. Para esta finalidade, conhecimentos mais aprofundados sobre métodos de estimação de estados são adequados.

Referências Bibliográficas

- [1] Dy Liacco; T. E. Real-time computer control of power systems. *Proceedings of the IEEE*, pages 884–891, July 1975.
- [2] Schweppe; F. C. and Handschin; E. J. Static State Estimation in Electric Power Systems. *Proceedings of the IEEE*, 62(7):972–982, July 1974.
- [3] Park; Y. M., Moon; Y. H., Choo; J. B., and Kwon; T. W. Design of Reliable Measurement System for State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3:830–836, August 1988.
- [4] Korres; G. N. and Contaxis; G. C. A Tool for the Evaluation and Selection of State Estimator Measurement Schemes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9:1110–1116, May 1994.
- [5] Mili; L., Baldwin; T., and Adapa; R. Phasor measurement placement for voltage stability analysis of power systems. *29th IEEE Conference on Decision and Controls*, 6:3033–3038, December 1990.
- [6] Nuqui; R. F. and Phadke; A. G. Phasor Measurement Unit Placement Techniques for Complete and Incomplete Observability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(4):2381–2388, October 2005.
- [7] Palmer E. W. and Ledwich; G. Optimal placement of angle transducers in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2):788–793, May 1996.
- [8] Kamwa; I. and Grondin; R. PMU Configuration for System Dynamic Performance Measurement in Large Multiarea Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2):385–394, May 2002.
- [9] Baldwin; T., Mili; L., Boisen; M. B., and Adapa; R. Power system observability with minimal phasor measurement placement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2):707–715, May 1993.

- [10] Marini; R., Silva; A. S., and Decker; I. C. Melhoria da Estabilidade Angular de Sistemas Elétricos usando Medição Fasorial Sincronizada. *XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 16 a 21 de Outubro 2005.
- [11] Freitas; F. D., Fernandes; L. F. J., Martins; N., and Monteiro; P. A. G. On-line Modal Parameters Estimation based on Low-Energy Probing and PMU Measurements at the Brazilian North-South Interconnection. *XI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, March 2009.
- [12] Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Energia Elétrica. Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. *Boletim de Abril/2009*.
- [13] Phadke; A. G., Thorp; J. S., Horowitz; S.H., and Begovic; M.M. Some applications of phasor measurements to adaptative protection. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2), May 1988.
- [14] Phadke; A. G. *Synchronized Phasor Measurements - A Historical Overview*. Virginia Tech, 1993.
- [15] Ehrensperger; Juliana G. Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica. Master's thesis, UFSC - Florianópolis, Maio 2004.
- [16] Borba; G. and Pires; R. Vantagens da Instalação para as Empresas de Transmissão e para o Operador Nacional do Sistema de PMU/SPMS (Unidade de Medição Fasorial/Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada). *X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, pages 21–25, Maio 2006.
- [17] Hart; D. G., Gharpure; V., and Novosel; D. PMUs - a New Approach to Power Network Monitoring. *ABB Review*, pages 58–61, 2001.
- [18] Marini; Robson L. V. Uso de Medição Fasorial Sincronizada Visando a Melhoria da Estabilidade de Sistemas Elétricos de potência. Master's thesis, UFSC - Florianópolis, 2005.
- [19] Phadke; A. G., Pickett; B., and Adamiak; M. Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 9(1):442–452, January 1994.
- [20] Decker; I. C. Curso sobre Medição Fasorial - Teoria e Prática. *Promoção: CIGRÉ - Brasil*, Novembro 2007.

- [21] Naduvathuparambil; B., Valenti; M. C., and Feliachi; A. Communication delays in wide measurement systems. *In: SOUTHEASTERN SYMPOSIUM ON SYSTEM THEORY. Proceedings.*, 34:118–122, 2002.
- [22] Fujii; S. Y. 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 (SP-139)*, pages 1–10, Março 2009.
- [23] IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems - P1344 Draft 7.2.
- [24] Madani; V. and Novosel; D. Guidelines for Synchronization Techniques - Accuracy and Availability. *North American SynchroPhasor Initiative (NASPI)*, 2008.
- [25] Martins; N. and Lima; L. T. G. Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Eletromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4):1455–1469, 1990.
- [26] Trudnowski; D. J. and Dagle; J. E. Effects of Generator and Static-Load Nonlinearities on Electromechanical Oscillations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(3):1283–1289, August 1997.
- [27] Freitas; F. D., Fernandes; L. F. J., and Martins; N. Power Systems Transfer Function Identification Output Noisy Signals. *Proc. of the X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, pages 1–12, May 2006.
- [28] Hauer; J. F., Demeure; C. J., and Scharf; L. L. Initial Results in Prony Analysis of Power System Response Signals. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(1):80–89, February 1990.
- [29] Johnson; M. A., Zarafonitis; I. P., and Calligaris; M. Prony Analysis and Power System Stability - Some Recent Theoretical and Applications Research. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 11:1918–1922, 2000.
- [30] Kay; S. M. and Junior; S. L. M. Spectrum Analysis - A Modern Perspective. *Proceedings of IEEE*, 69:1380–1414, November 1981.
- [31] Sastry; S. and Varaiya; P. Coherency for interconnected power systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, AC-26:218–226, February 1981.
- [32] Lawler; J. S. and Schlueter; R. A. Computational algorithms for constructing modal-coherent dynamic equivalents. *IEEE Transactions on Power Application Systems*, PAS-101:1070–1080, May 1982.

- [33] CEPEL. *PacDyn User's Manual*. V8.0.1 edition, 2008.
- [34] Kundur; P. *Power System Stability and Control*. Power System Engineering. McGraw Hill, 1994.
- [35] Martins; N. The Dominant Pole Spectrum Eigensolver. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):245–254, February 1997.
- [36] Korba; P., Larsson; M., and Rehtanz; C. Detection of Oscillations in Electric Power Systems using Kalman Filtering. *Proceedings of IEEE Conference Control Applications*, pages 183–188.
- [37] Trudnowski; D. J., Donnelly; M., and Hauer; J. A Procedure for Oscillatory Parameter Identification. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4):2049–2055, November 1994.
- [38] CEPEL. *ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos*. V10.3.1 edition.
- [39] <http://www.ons.org.br>, website do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, acessado em 02/05/2008.
- [40] Moraes; R. M., Volskis; H. A. R., and Hu; Yi. Deploying a Large-Scale PMU System for the Brazilian Interconnected Power System. DRPT2008 6-9. Nanjing, China, April 2008.
- [41] Costa; A. S., Silva; e J. A. S. Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência, apostila. labspot/eel/ufsc. Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- [42] Martin; K. E. Phasor Measurements at the Bonneville Power Administration. *Power Systems and Communications Infrastructures for the Future*, Beijing, China, September 2002.
- [43] Hojo; M., Ohnishim; T., and Mitani; Y. Observation of Frequency Oscillation in Western Japan 60 Hz Power System Based on Multiple Synchronized Phasor Measurements. *Power Tech Conference Proceedings*, 2003; IEEE - Bologna.
- [44] Yi; K. K., Choo; J. B., and Yoon; S. H. Development of Wide Area Measurement and Dynamic Security Assessment Systems in Korea. *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001; IEEE.
- [45] Rasmussen; J. and Jorgensen; P. Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event in eastern denmark. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1):278–284, February 2006.

- [46] Xie; X., Xin; Y., Xiao; J., Wu; J., and Han; Y. WAMS Applications in Chinese Power Systems. *IEEE power and energy magazine*, pages 54–63, January/February 2006.
- [47] Bettiol; A. L., Lira; R., Decker; I. C., and Zimath; S. L. Localização de Falhas em Linhas de Transmissão Usando Medição Fasorial Sincronizada. *XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, pages 1–6, Outubro 2005.
- [48] <http://www.labplan.ufsc.br/medfasee/>, website do Projeto MedFasee, acessado em 04/06/2009.
- [49] Decker; I.C., Ehrensperger; J. G., Agostini; M.N., Bettiol; A.L., and Zimath; S.L. Synchronized Phasor Measurement System: Development and Applications. *IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SP-086)*, pages 1–6, Maio 2004.
- [50] <http://www.labplan.ufsc.br/medfreq/>, website do Projeto MedFreq, acessado em 04/06/2009.
- [51] Andrade; Sônia R. C. Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência. Master's thesis, UFMG - Belo Horizonte, Junho 2008.
- [52] Operador Nacional do Sistema Elétrico. ONS RE-3/062/2009 - Análise da Perturbação do dia 11/03/2009 às 17h36min, Envolvendo a Área Goiás/Brasília. Março 2009.
- [53] Fernandes; Luís F. J. Identificação de Sinais Ruidosos em Sistemas de Potência e Representações na Forma de Pólos e Resíduos. *Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica*, Dezembro 2007.

Apêndice A Matriz de Coerência C_B - Pulso em Samambaia

Neste e nos apêndices que se seguem são apresentadas, de forma detalhada, as Matrizes de Coerência C_B formadas pelos índices de coerência entre cada par de barras que compõem o conjunto de barras candidatas B_C , para cada uma das 3 perturbações aplicadas no Sistema Interligado Nacional.

Tabela A.1: Coerência angular das barras candidatas.

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	P.Dutra	L.Gonzaga	Ivaiporã	Gravataí	Samambaia500	S.J.Piauí	FortalezaII
P.Dutra	0	0,0264	0,5700	0,7305	0,1775	0,0053	0,1187
L.Gonzaga	0,0264	0	0,5436	0,7041	0,1511	0,0212	0,0923
Ivaiporã	0,5700	0,5436	0	0,1605	0,3925	0,5648	0,4513
Gravataí	0,7305	0,7041	0,1605	0	0,5530	0,7253	0,6118
Samambaia500	0,1775	0,1511	0,3925	0,5530	0	0,1722	0,0588
S.J.Piauí	0,0053	0,0212	0,5648	0,7253	0,1722	0	0,1134
FortalezaII	0,1187	0,0923	0,4513	0,6118	0,0588	0,1134	0
Imperatriz	0,0521	0,0785	0,6221	0,7826	0,2296	0,0574	0,1708
Tucuruí	0,2424	0,2689	0,8125	0,9730	0,4199	0,2477	0,3611
T.Preto	0,6808	0,6544	0,1108	0,0497	0,5033	0,6756	0,5621
Itaipú60	0,4029	0,3765	0,1671	0,3276	0,2254	0,3977	0,2842
S.Mesa	0,1200	0,0935	0,4501	0,6105	0,0575	0,1147	0,0014
Samambaia345	0,2018	0,1754	0,3682	0,5287	0,0243	0,1965	0,0831
Itumbiara	0,2596	0,2332	0,3104	0,4709	0,0821	0,2544	0,1409
Itá	0,6182	0,5918	0,0482	0,1123	0,4407	0,6130	0,4995
C.Paulista	0,7576	0,7311	0,1875	0,0270	0,5801	0,7523	0,6389
Xingó	0,0414	0,0679	0,6115	0,7719	0,2189	0,0467	0,1601
P.Afonso2	0,0212	0,0476	0,5912	0,7517	0,1987	0,0264	0,1399
P.Afonso4	0,0217	0,0481	0,5917	0,7522	0,1992	0,0269	0,1404
A.Sales	0,0124	0,0389	0,5825	0,7430	0,1899	0,0177	0,1311
Jacuí	0,5871	0,5607	0,0171	0,1434	0,4096	0,5818	0,4684
Uruguaiana	0,4501	0,4236	0,1200	0,2805	0,2725	0,4448	0,3314
Jauru	0,0390	0,0126	0,5310	0,6915	0,1385	0,0338	0,0797
Chavantes	0,6011	0,5747	0,0311	0,1294	0,4236	0,5959	0,4824
Bauru	0,6204	0,5940	0,0504	0,1101	0,4429	0,6151	0,5017
Cabreúva	0,7303	0,7039	0,1603	0,0002	0,5528	0,7251	0,6116
Promissão	0,6143	0,5879	0,0443	0,1162	0,4368	0,6091	0,4956

Tabela A.2: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	Imperatriz	Tucuruí	T.Preto	Itaipú60	S.Mesa	Samambaia345	Itumbiara
P.Dutra	0,0521	0,2424	0,6808	0,4029	0,1200	0,2018	0,2596
L.Gonzaga	0,0785	0,2689	0,6544	0,3765	0,0935	0,1754	0,2332
Ivaiporã	0,6221	0,8125	0,1108	0,1671	0,4501	0,3682	0,3104
Gravataí	0,7826	0,9730	0,0497	0,3276	0,6105	0,5287	0,4709
Samambaia500	0,2296	0,4199	0,5033	0,2254	0,0575	0,0243	0,0821
S.J.Piauí	0,0574	0,2477	0,6756	0,3977	0,1147	0,1965	0,2544
FortalezaII	0,1708	0,3611	0,5621	0,2842	0,0014	0,0831	0,1409
Imperatriz	0	0,1903	0,7329	0,4550	0,1721	0,2539	0,3117
Tucuruí	0,1903	0	0,9233	0,6454	0,3624	0,4442	0,5021
T.Preto	0,7329	0,9233	0	0,2779	0,5608	0,4790	0,4212
Itaipú60	0,4550	0,6454	0,2779	0	0,2830	0,2011	0,1433
S.Mesa	0,1721	0,3624	0,5608	0,2830	0	0,0818	0,1396
Samambaia345	0,2539	0,4442	0,4790	0,2011	0,0818	0	0,0578
Itumbiara	0,3117	0,5021	0,4212	0,1433	0,1396	0,0578	0
Itá	0,6703	0,8607	0,0626	0,2153	0,4983	0,4164	0,3586
C.Paulista	0,8097	1	0,0767	0,3546	0,6376	0,5558	0,4979
Xingó	0,0107	0,2010	0,7222	0,4443	0,1614	0,2432	0,3010
P.Afonso2	0,0309	0,2213	0,7020	0,4241	0,1411	0,2230	0,2808
P.Afonso4	0,0304	0,2208	0,7025	0,4246	0,1417	0,2235	0,2813
A.Sales	0,0397	0,2300	0,6933	0,4154	0,1324	0,2143	0,2721
Jacuí	0,6392	0,8295	0,0937	0,1842	0,4671	0,3853	0,3275
Uruguaiana	0,5022	0,6925	0,2308	0,0471	0,3301	0,2482	0,1904
Jauru	0,0911	0,2815	0,6418	0,3639	0,0810	0,1628	0,2206
Chavantes	0,6532	0,8436	0,0797	0,1982	0,4812	0,3993	0,3415
Bauru	0,6725	0,8628	0,0604	0,2175	0,5004	0,4186	0,3608
Cabreúva	0,7824	0,9728	0,0495	0,3274	0,6103	0,5285	0,4707
Promissão	0,6664	0,8568	0,0665	0,2114	0,4944	0,4125	0,3547

Tabela A.3: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	Itá	C.Paulista	Xingó	P.Afonso2	P.Afonso4	A.Sales	Jacuí
P.Dutra	0,6182	0,7576	0,0414	0,0212	0,0217	0,0124	0,5871
L.Gonzaga	0,5918	0,7311	0,0679	0,0476	0,0481	0,0389	0,5607
Ivaiporã	0,0482	0,1875	0,6115	0,5912	0,5917	0,5825	0,0171
Gravataí	0,1123	0,0270	0,7719	0,7517	0,7522	0,7430	0,1434
Samambaia500	0,4407	0,5801	0,2189	0,1987	0,1992	0,1899	0,4096
S.J.Piauí	0,6130	0,7523	0,0467	0,0264	0,0269	0,0177	0,5818
FortalezaII	0,4995	0,6389	0,1601	0,1399	0,1404	0,1311	0,4684
Imperatriz	0,6703	0,8097	0,0107	0,0309	0,0304	0,0397	0,6392
Tucuruí	0,8607	1,0000	0,2010	0,2213	0,2208	0,2300	0,8295
T.Preto	0,0626	0,0767	0,7222	0,7020	0,7025	0,6933	0,0937
Itaipú60	0,2153	0,3546	0,4443	0,4241	0,4246	0,4154	0,1842
S.Mesa	0,4983	0,6376	0,1614	0,1411	0,1417	0,1324	0,4671
Samambaia345	0,4164	0,5558	0,2432	0,2230	0,2235	0,2143	0,3853
Itumbiara	0,3586	0,4979	0,3010	0,2808	0,2813	0,2721	0,3275
Itá	0	0,1393	0,6596	0,6394	0,6399	0,6307	0,0311
C.Paulista	0,1393	0	0,7990	0,7787	0,7792	0,7700	0,1705
Xingó	0,6596	0,7990	0	0,0202	0,0197	0,0290	0,6285
P.Afonso2	0,6394	0,7787	0,0202	0	0,0005	0,0087	0,6083
P.Afonso4	0,6399	0,7792	0,0197	0,0005	0	0,0092	0,6088
A.Sales	0,6307	0,7700	0,0290	0,0087	0,0092	0	0,5995
Jacuí	0,0311	0,1705	0,6285	0,6083	0,6088	0,5995	0
Uruguaiana	0,1682	0,3075	0,4915	0,4712	0,4717	0,4625	0,1370
Jauru	0,5792	0,7185	0,0804	0,0602	0,0607	0,0515	0,5481
Chavantes	0,0171	0,1564	0,6426	0,6223	0,6228	0,6136	0,0140
Bauru	0,0022	0,1372	0,6618	0,6416	0,6421	0,6328	0,0333
Cabreúva	0,1121	0,0272	0,7717	0,7515	0,7520	0,7428	0,1432
Promissão	0,0039	0,1432	0,6558	0,6355	0,6360	0,6268	0,0272

Tabela A.4: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas						
	Uruguaiana	Jauru	Chavantes	Bauru	Cabreúva	Promissão
P.Dutra	0,4501	0,0390	0,6011	0,6204	0,7303	0,6143
L.Gonzaga	0,4236	0,0126	0,5747	0,5940	0,7039	0,5879
Ivaiporã	0,1200	0,5310	0,0311	0,0504	0,1603	0,0443
Gravataí	0,2805	0,6915	0,1294	0,1101	0,0002	0,1162
Samambaia500	0,2725	0,1385	0,4236	0,4429	0,5528	0,4368
S.J.Piauí	0,4448	0,0338	0,5959	0,6151	0,7251	0,6091
FortalezaII	0,3314	0,0797	0,4824	0,5017	0,6116	0,4956
Imperatriz	0,5022	0,0911	0,6532	0,6725	0,7824	0,6664
Tucuruí	0,6925	0,2815	0,8436	0,8628	0,9728	0,8568
T.Preto	0,2308	0,6418	0,0797	0,0604	0,0495	0,0665
Itaipú60	0,0471	0,3639	0,1982	0,2175	0,3274	0,2114
S,Mesa	0,3301	0,0810	0,4812	0,5004	0,6103	0,4944
Samambaia345	0,2482	0,1628	0,3993	0,4186	0,5285	0,4125
Itumbiara	0,1904	0,2206	0,3415	0,3608	0,4707	0,3547
Itá	0,1682	0,5792	0,0171	0,0022	0,1121	0,0039
C,Paulista	0,3075	0,7185	0,1564	0,1372	0,0272	0,1432
Xingó	0,4915	0,0804	0,6426	0,6618	0,7717	0,6558
P.Afonso2	0,4712	0,0602	0,6223	0,6416	0,7515	0,6355
P.Afonso4	0,4717	0,0607	0,6228	0,6421	0,7520	0,6360
A.Sales	0,4625	0,0515	0,6136	0,6328	0,7428	0,6268
Jacuí	0,1370	0,5481	0,0140	0,0333	0,1432	0,0272
Uruguaiana	0	0,4110	0,1511	0,1703	0,2803	0,1643
Jauru	0,4110	0	0,5621	0,5814	0,6913	0,5753
Chavantes	0,1511	0,5621	0	0,0193	0,1292	0,0132
Bauru	0,1703	0,5814	0,0193	0	0,1099	0,0061
Cabreúva	0,2803	0,6913	0,1292	0,1099	0	0,1160
Promissão	0,1643	0,5753	0,0132	0,0061	0,1160	0

Apêndice B Matriz de Coerência C_B - Pulso em Luiz Gonzaga

Tabela B.1: Coerência angular das barras candidatas.

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	P.Dutra	L.Gonzaga	Ivaiporã	Gravataí	Samamb500	S.J.Piauí	FortalezaII
P. Dutra	0	0,0266	0,5700	0,7305	0,1774	0,0053	0,1188
L. Gonzaga	0,0266	0	0,5434	0,7039	0,1508	0,0213	0,0922
Ivaiporã	0,5700	0,5434	0	0,1605	0,3926	0,5646	0,4512
Gravataí	0,7305	0,7039	0,1605	0	0,5531	0,7251	0,6117
Samambaia500	0,1774	0,1508	0,3926	0,5531	0	0,1721	0,0586
S. J. Piauí	0,0053	0,0213	0,5646	0,7251	0,1721	0	0,1135
FortalezaII	0,1188	0,0922	0,4512	0,6117	0,0586	0,1135	0
Imperatriz	0,0521	0,0787	0,6221	0,7826	0,2295	0,0575	0,1709
Tucuruí	0,2425	0,2691	0,8125	0,9730	0,4199	0,2478	0,3613
T. Preto	0,6808	0,6542	0,1108	0,0497	0,5034	0,6754	0,5620
Itaipú60	0,4028	0,3762	0,1671	0,3276	0,2254	0,3975	0,2841
S. Mesa	0,1199	0,0933	0,4501	0,6106	0,0575	0,1146	0,0014
Samambaia345	0,2017	0,1751	0,3683	0,5288	0,0243	0,1964	0,0829
Itumbiara	0,2595	0,2329	0,3105	0,4710	0,0821	0,2542	0,1407
Itá	0,6182	0,5916	0,0482	0,1123	0,4408	0,6128	0,4994
C. Paulista	0,7575	0,7309	0,1875	0,0270	0,5801	0,7522	0,6387
Xingó	0,0413	0,0679	0,6112	0,7717	0,2187	0,0466	0,1601
P. AfonsoII	0,0210	0,0476	0,5910	0,7515	0,1984	0,0263	0,1398
P. AfonsoIV	0,0216	0,0481	0,5915	0,7520	0,1989	0,0269	0,1403
A. Sales	0,0123	0,0389	0,5823	0,7428	0,1897	0,0176	0,1311
Jacuí	0,5870	0,5604	0,0171	0,1434	0,4096	0,5817	0,4682
Uruguaiana	0,4500	0,4234	0,1200	0,2805	0,2726	0,4446	0,3312
Jauru	0,0389	0,0124	0,5311	0,6916	0,1385	0,0336	0,0799
Chavantes	0,6011	0,5745	0,0311	0,1294	0,4237	0,5957	0,4823
Bauru	0,6203	0,5937	0,0504	0,1101	0,4429	0,6150	0,5015
Cabreúva	0,7303	0,7037	0,1603	0,0003	0,5529	0,7249	0,6115
Promissão	0,6143	0,5877	0,0443	0,1162	0,4369	0,6089	0,4955

Tabela B.2: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	Imperatriz	Tucuruí	T.Preto	Itaipú60	S.Mesa	Samambaia345	Itumbiara
P. Dutra	0,0521	0,2425	0,6808	0,4028	0,1199	0,2017	0,2595
L. Gonzaga	0,0787	0,2691	0,6542	0,3762	0,0933	0,1751	0,2329
Ivaiporã	0,6221	0,8125	0,1108	0,1671	0,4501	0,3683	0,3105
Gravataí	0,7826	0,9730	0,0497	0,3276	0,6106	0,5288	0,4710
Samambaia500	0,2295	0,4199	0,5034	0,2254	0,0575	0,0243	0,0821
S. J. Piauí	0,0575	0,2478	0,6754	0,3975	0,1146	0,1964	0,2542
FortalezaII	0,1709	0,3613	0,5620	0,2841	0,0014	0,0829	0,1407
Imperatriz	0	0,1904	0,7329	0,4550	0,1720	0,2538	0,3116
Tucuruí	0,1904	0	0,9232	0,6453	0,3624	0,4442	0,5020
T. Preto	0,7329	0,9232	0	0,2779	0,5609	0,4791	0,4213
Itaipú60	0,4550	0,6453	0,2779	0	0,2830	0,2011	0,1433
S. Mesa	0,1720	0,3624	0,5609	0,2830	0	0,0818	0,1396
Samambaia345	0,2538	0,4442	0,4791	0,2011	0,0818	0	0,0578
Itumbiara	0,3116	0,5020	0,4213	0,1433	0,1396	0,0578	0
Itá	0,6703	0,8606	0,0626	0,2153	0,4983	0,4165	0,3587
C. Paulista	0,8096	1,0000	0,0768	0,3547	0,6376	0,5558	0,4980
Xingó	0,0109	0,2012	0,7220	0,4441	0,1612	0,2430	0,3008
P. AfonsoII	0,0311	0,2215	0,7018	0,4239	0,1409	0,2227	0,2805
P. AfonsoIV	0,0306	0,2210	0,7023	0,4244	0,1414	0,2232	0,2810
A. Sales	0,0398	0,2302	0,6931	0,4151	0,1322	0,2140	0,2718
Jacuí	0,6391	0,8295	0,0937	0,1842	0,4671	0,3853	0,3275
Uruguaiana	0,5021	0,6924	0,2308	0,0471	0,3301	0,2483	0,1905
Jauru	0,0910	0,2814	0,6419	0,3640	0,0810	0,1628	0,2206
Chavantes	0,6532	0,8436	0,0797	0,1982	0,4812	0,3994	0,3416
Bauru	0,6725	0,8628	0,0604	0,2175	0,5005	0,4186	0,3608
Cabreúva	0,7824	0,9728	0,0495	0,3274	0,6104	0,5286	0,4708
Promissão	0,6664	0,8568	0,0665	0,2114	0,4944	0,4126	0,3548

Tabela B.3: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	Itá	C.Paulista	Xingó	P.AfonsoII	P.AfonsoIV	A.Sales	Jacuí
P. Dutra	0,6182	0,7575	0,0413	0,0210	0,0216	0,0123	0,5870
L. Gonzaga	0,5916	0,7309	0,0679	0,0476	0,0481	0,0389	0,5604
Ivaiporã	0,0482	0,1875	0,6112	0,5910	0,5915	0,5823	0,0171
Gravataí	0,1123	0,0270	0,7717	0,7515	0,7520	0,7428	0,1434
Samambaia500	0,4408	0,5801	0,2187	0,1984	0,1989	0,1897	0,4096
S. J. Piauí	0,6128	0,7522	0,0466	0,0263	0,0269	0,0176	0,5817
FortalezaII	0,4994	0,6387	0,1601	0,1398	0,1403	0,1311	0,4682
Imperatriz	0,6703	0,8096	0,0109	0,0311	0,0306	0,0398	0,6391
Tucuruí	0,8606	1,0000	0,2012	0,2215	0,2210	0,2302	0,8295
T. Preto	0,0626	0,0768	0,7220	0,7018	0,7023	0,6931	0,0937
Itaipú60	0,2153	0,3547	0,4441	0,4239	0,4244	0,4151	0,1842
S. Mesa	0,4983	0,6376	0,1612	0,1409	0,1414	0,1322	0,4671
Samambaia345	0,4165	0,5558	0,2430	0,2227	0,2232	0,2140	0,3853
Itumbiara	0,3587	0,4980	0,3008	0,2805	0,2810	0,2718	0,3275
Itá	0	0,1394	0,6594	0,6392	0,6397	0,6305	0,0311
C. Paulista	0,1394	0	0,7988	0,7785	0,7791	0,7698	0,1705
Xingó	0,6594	0,7988	0	0,0203	0,0197	0,0290	0,6283
P. AfonsoII	0,6392	0,7785	0,0203	0	0,0006	0,0087	0,6080
P. AfonsoIV	0,6397	0,7791	0,0197	0,0006	0	0,0092	0,6086
A. Sales	0,6305	0,7698	0,0290	0,0087	0,0092	0	0,5993
Jacuí	0,0311	0,1705	0,6283	0,6080	0,6086	0,5993	0
Uruguaiana	0,1682	0,3076	0,4912	0,4710	0,4715	0,4623	0,1371
Jauru	0,5793	0,7186	0,0802	0,0599	0,0604	0,0512	0,5482
Chavantes	0,0171	0,1565	0,6423	0,6221	0,6226	0,6134	0,0140
Bauru	0,0022	0,1372	0,6616	0,6413	0,6419	0,6326	0,0333
Cabreúva	0,1121	0,0272	0,7715	0,7513	0,7518	0,7426	0,1432
Promissão	0,0039	0,1432	0,6555	0,6353	0,6358	0,6266	0,0272

Tabela B.4: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas						
	Uruguaiana	Jauru	Chavantes	Bauru	Cabreúva	Promissão
P. Dutra	0,4500	0,0389	0,6011	0,6203	0,7303	0,6143
L. Gonzaga	0,4234	0,0124	0,5745	0,5937	0,7037	0,5877
Ivaiporã	0,1200	0,5311	0,0311	0,0504	0,1603	0,0443
Gravataí	0,2805	0,6916	0,1294	0,1101	0,0003	0,1162
Samambaia500	0,2726	0,1385	0,4237	0,4429	0,5529	0,4369
S. J. Piauí	0,4446	0,0336	0,5957	0,6150	0,7249	0,6089
FortalezaII	0,3312	0,0799	0,4823	0,5015	0,6115	0,4955
Imperatriz	0,5021	0,0910	0,6532	0,6725	0,7824	0,6664
Tucuruí	0,6924	0,2814	0,8436	0,8628	0,9728	0,8568
T. Preto	0,2308	0,6419	0,0797	0,0604	0,0495	0,0665
Itaipú60	0,0471	0,3640	0,1982	0,2175	0,3274	0,2114
S. Mesa	0,3301	0,0810	0,4812	0,5005	0,6104	0,4944
Samambaia345	0,2483	0,1628	0,3994	0,4186	0,5286	0,4126
Itumbiara	0,1905	0,2206	0,3416	0,3608	0,4708	0,3548
Itá	0,1682	0,5793	0,0171	0,0022	0,1121	0,0039
C. Paulista	0,3076	0,7186	0,1565	0,1372	0,0272	0,1432
Xingó	0,4912	0,0802	0,6423	0,6616	0,7715	0,6555
P. AfonsoII	0,4710	0,0599	0,6221	0,6413	0,7513	0,6353
P. AfonsoIV	0,4715	0,0604	0,6226	0,6419	0,7518	0,6358
A. Sales	0,4623	0,0512	0,6134	0,6326	0,7426	0,6266
Jacuí	0,1371	0,5482	0,0140	0,0333	0,1432	0,0272
Uruguaiana	0	0,4111	0,1511	0,1704	0,2803	0,1643
Jauru	0,4111	0	0,5622	0,5815	0,6914	0,5754
Chavantes	0,1511	0,5622	0	0,0193	0,1292	0,0132
Bauru	0,1704	0,5815	0,0193	0	0,1099	0,0061
Cabreúva	0,2803	0,6914	0,1292	0,1099	0	0,1160
Promissão	0,1643	0,5754	0,0132	0,0061	0,1160	0

Apêndice C Matriz de Coerência C_B - Pulso em Itá

Tabela C.1: Coerência angular das barras candidatas.

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	P.Dutra	L.Gonzaga	Ivaiporã	Gravataí	Samamb500	S.J.Piauí	FortalezaII
P. Dutra	0	0,0264	0,5702	0,7307	0,1775	0,0053	0,1187
L. Gonzaga	0,0264	0	0,5437	0,7043	0,1510	0,0212	0,0922
Ivaiporã	0,5702	0,5437	0	0,1605	0,3927	0,5649	0,4515
Gravataí	0,7307	0,7043	0,1605	0	0,5532	0,7254	0,6120
Samambaia500	0,1775	0,1510	0,3927	0,5532	0	0,1722	0,0588
S. J. Piauí	0,0053	0,0212	0,5649	0,7254	0,1722	0	0,1134
FortalezaII	0,1187	0,0922	0,4515	0,6120	0,0588	0,1134	0
Imperatriz	0,0521	0,0785	0,6223	0,7828	0,2296	0,0574	0,1708
Tucuruí	0,2424	0,2688	0,8126	0,9731	0,4198	0,2476	0,3611
T. Preto	0,6809	0,6545	0,1107	0,0498	0,5034	0,6756	0,5622
Itaipú60	0,4031	0,3766	0,1671	0,3276	0,2256	0,3978	0,2844
S. Mesa	0,1199	0,0935	0,4502	0,6108	0,0575	0,1147	0,0013
Samambaia345	0,2018	0,1753	0,3684	0,5289	0,0243	0,1965	0,0831
Itumbiara	0,2596	0,2332	0,3105	0,4710	0,0822	0,2544	0,1410
Itá	0,6184	0,5920	0,0483	0,1123	0,4410	0,6132	0,4998
C. Paulista	0,7576	0,7312	0,1874	0,0269	0,5802	0,7524	0,6389
Xingó	0,0414	0,0678	0,6116	0,7721	0,2189	0,0467	0,1601
P. AfonsoII	0,0212	0,0476	0,5913	0,7519	0,1986	0,0264	0,1398
P. AfonsoIV	0,0217	0,0481	0,5918	0,7524	0,1991	0,0269	0,1403
A. Sales	0,0124	0,0389	0,5826	0,7431	0,1899	0,0177	0,1311
Jacuí	0,5873	0,5609	0,0172	0,1434	0,4098	0,5820	0,4686
Uruguaiana	0,4503	0,4238	0,1199	0,2804	0,2728	0,4450	0,3316
Jauru	0,0391	0,0127	0,5311	0,6916	0,1384	0,0338	0,0796
Chavantes	0,6012	0,5748	0,0311	0,1295	0,4238	0,5960	0,4826
Bauru	0,6205	0,5940	0,0503	0,1102	0,4430	0,6152	0,5018
Cabreúva	0,7304	0,7039	0,1602	0,0007	0,5529	0,7251	0,6117
Promissão	0,6144	0,5880	0,0442	0,1163	0,4369	0,6091	0,4957

Tabela C.2: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	Imperatriz	Tucuruí	T.Preto	Itaipú60	S.Mesa	Samambaia345	Itumbiara
P. Dutra	0,0521	0,2424	0,6809	0,4031	0,1199	0,2018	0,2596
L. Gonzaga	0,0785	0,2688	0,6545	0,3766	0,0935	0,1753	0,2332
Ivaiporã	0,6223	0,8126	0,1107	0,1671	0,4502	0,3684	0,3105
Gravataí	0,7828	0,9731	0,0498	0,3276	0,6108	0,5289	0,4710
Samambaia500	0,2296	0,4198	0,5034	0,2256	0,0575	0,0243	0,0822
S. J. Piauí	0,0574	0,2476	0,6756	0,3978	0,1147	0,1965	0,2544
FortalezaII	0,1708	0,3611	0,5622	0,2844	0,0013	0,0831	0,1410
Imperatriz	0	0,1903	0,7330	0,4552	0,1720	0,2539	0,3117
Tucuruí	0,1903	0	0,9233	0,6455	0,3623	0,4442	0,5020
T. Preto	0,7330	0,9233	0	0,2778	0,5610	0,4791	0,4212
Itaipú60	0,4552	0,6455	0,2778	0	0,2831	0,2013	0,1434
S. Mesa	0,1720	0,3623	0,5610	0,2831	0	0,0818	0,1397
Samambaia345	0,2539	0,4442	0,4791	0,2013	0,0818	0	0,0579
Itumbiara	0,3117	0,5020	0,4212	0,1434	0,1397	0,0579	0
Itá	0,6705	0,8608	0,0625	0,2154	0,4985	0,4167	0,3588
C. Paulista	0,8097	1,0000	0,0767	0,3545	0,6377	0,5558	0,4980
Xingó	0,0107	0,2010	0,7223	0,4445	0,1613	0,2432	0,3011
P. AfonsoII	0,0309	0,2212	0,7021	0,4242	0,1411	0,2229	0,2808
P. AfonsoIV	0,0304	0,2207	0,7026	0,4248	0,1416	0,2234	0,2813
A. Sales	0,0397	0,2300	0,6933	0,4155	0,1324	0,2142	0,2721
Jacuí	0,6394	0,8297	0,0936	0,1842	0,4674	0,3855	0,3276
Uruguaiana	0,5024	0,6927	0,2306	0,0472	0,3303	0,2485	0,1906
Jauru	0,0912	0,2815	0,6418	0,3640	0,0809	0,1627	0,2206
Chavantes	0,6533	0,8436	0,0797	0,1982	0,4813	0,3995	0,3416
Bauru	0,6726	0,8629	0,0604	0,2174	0,5005	0,4187	0,3608
Cabreúva	0,7825	0,9728	0,0495	0,3273	0,6104	0,5286	0,4707
Promissão	0,6665	0,8568	0,0665	0,2113	0,4945	0,4126	0,3548

Tabela C.3: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas							
	Itá	C.Paulista	Xingó	P.AfonsoII	P.AfonsoIV	A.Sales	Jacuí
P. Dutra	0,6184	0,7576	0,0414	0,0212	0,0217	0,0124	0,5873
L. Gonzaga	0,5920	0,7312	0,0678	0,0476	0,0481	0,0389	0,5609
Ivaiporã	0,0483	0,1874	0,6116	0,5913	0,5918	0,5826	0,0172
Gravataí	0,1123	0,0269	0,7721	0,7519	0,7524	0,7431	0,1434
Samambaia500	0,4410	0,5802	0,2189	0,1986	0,1991	0,1899	0,4098
S. J. Piauí	0,6132	0,7524	0,0467	0,0264	0,0269	0,0177	0,5820
FortalezaII	0,4998	0,6389	0,1601	0,1398	0,1403	0,1311	0,4686
Imperatriz	0,6705	0,8097	0,0107	0,0309	0,0304	0,0397	0,6394
Tucuruí	0,8608	1,0000	0,2010	0,2212	0,2207	0,2300	0,8297
T. Preto	0,0625	0,0767	0,7223	0,7021	0,7026	0,6933	0,0936
Itaipú60	0,2154	0,3545	0,4445	0,4242	0,4248	0,4155	0,1842
S. Mesa	0,4985	0,6377	0,1613	0,1411	0,1416	0,1324	0,4674
Samambaia345	0,4167	0,5558	0,2432	0,2229	0,2234	0,2142	0,3855
Itumbiara	0,3588	0,4980	0,3011	0,2808	0,2813	0,2721	0,3276
Itá	0	0,1392	0,6598	0,6396	0,6401	0,6309	0,0312
C. Paulista	0,1392	0	0,7990	0,7788	0,7793	0,7700	0,1703
Xingó	0,6598	0,7990	0	0,0202	0,0197	0,0290	0,6287
P. AfonsoII	0,6396	0,7788	0,0202	0	0,0005	0,0087	0,6085
P. AfonsoIV	0,6401	0,7793	0,0197	0,0005	0	0,0092	0,6090
A. Sales	0,6309	0,7700	0,0290	0,0087	0,0092	0	0,5997
Jacuí	0,0312	0,1703	0,6287	0,6085	0,6090	0,5997	0
Uruguaiana	0,1682	0,3073	0,4917	0,4714	0,4720	0,4627	0,1370
Jauru	0,5794	0,7185	0,0805	0,0603	0,0608	0,0515	0,5482
Chavantes	0,0172	0,1564	0,6426	0,6224	0,6229	0,6137	0,0140
Bauru	0,0022	0,1371	0,6619	0,6416	0,6421	0,6329	0,0332
Cabreúva	0,1119	0,0272	0,7718	0,7515	0,7521	0,7428	0,1431
Promissão	0,0041	0,1432	0,6558	0,6356	0,6361	0,6268	0,0271

Tabela C.4: Coerência angular das barras candidatas (Continuação).

Coerências Angulares das Barras Candidatas						
	Uruguaiana	Jauru	Chavantes	Bauru	Cabreúva	Promissão
P. Dutra	0,4503	0,0391	0,6012	0,6205	0,7304	0,6144
L. Gonzaga	0,4238	0,0127	0,5748	0,5940	0,7039	0,5880
Ivaiporã	0,1199	0,5311	0,0311	0,0503	0,1602	0,0442
Gravataí	0,2804	0,6916	0,1295	0,1102	0,0007	0,1163
Samambaia500	0,2728	0,1384	0,4238	0,4430	0,5529	0,4369
S. J. Piauí	0,4450	0,0338	0,5960	0,6152	0,7251	0,6091
FortalezaII	0,3316	0,0796	0,4826	0,5018	0,6117	0,4957
Imperatriz	0,5024	0,0912	0,6533	0,6726	0,7825	0,6665
Tucuruí	0,6927	0,2815	0,8436	0,8629	0,9728	0,8568
T. Preto	0,2306	0,6418	0,0797	0,0604	0,0495	0,0665
Itaipú60	0,0472	0,3640	0,1982	0,2174	0,3273	0,2113
S. Mesa	0,3303	0,0809	0,4813	0,5005	0,6104	0,4945
Samambaia345	0,2485	0,1627	0,3995	0,4187	0,5286	0,4126
Itumbiara	0,1906	0,2206	0,3416	0,3608	0,4707	0,3548
Itá	0,1682	0,5794	0,0172	0,0022	0,1119	0,0041
C. Paulista	0,3073	0,7185	0,1564	0,1371	0,0272	0,1432
Xingó	0,4917	0,0805	0,6426	0,6619	0,7718	0,6558
P. AfonsoII	0,4714	0,0603	0,6224	0,6416	0,7515	0,6356
P. AfonsoIV	0,4720	0,0608	0,6229	0,6421	0,7521	0,6361
A. Sales	0,4627	0,0515	0,6137	0,6329	0,7428	0,6268
Jacuí	0,1370	0,5482	0,0140	0,0332	0,1431	0,0271
Uruguaiana	0	0,4112	0,1509	0,1702	0,2801	0,1641
Jauru	0,4112	0	0,5621	0,5814	0,6913	0,5753
Chavantes	0,1509	0,5621	0	0,0192	0,1291	0,0132
Bauru	0,1702	0,5814	0,0192	0	0,1099	0,0061
Cabreúva	0,2801	0,6913	0,1291	0,1099	0	0,1160
Promissão	0,1641	0,5753	0,0132	0,0061	0,1160	0