**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Murilo Eduardo Casteroba Bento

**Método Rápido para Análise da Segurança Dinâmica de
Sistemas de Potência Considerando Estabilidade a
Pequenas Perturbações e de Tensão**

São Carlos

2020

Murilo Eduardo Casteroba Bento

**Método Rápido para Análise da Segurança Dinâmica de
Sistemas de Potência Considerando Estabilidade a
Pequenas Perturbações e de Tensão**

Tese apresentada à Escola de Engenharia de
São Carlos da Universidade de São Paulo,
para obtenção do título de Doutor em Ciên-
cias - Programa de Pós-Graduação em Enge-
nharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ra-
mos

São Carlos

2020

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na
EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

B478m Bento, Murilo Eduardo Casteroba
 Método Rápido para Análise da Segurança
Dinâmica de Sistemas de Potência Considerando
Estabilidade a Pequenas Perturbações e de Tensão /
Murilo Eduardo Casteroba Bento; orientador Rodrigo
Andrade Ramos. São Carlos, 2020.

 Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.

 1. Avaliação de Segurança Dinâmica. 2.
Estabilidade a Pequenas Perturbações. 3. Estabilidade
de Tensão. 4. Margem de Estabilidade. 5. Incerteza de
Direção de Crescimento de Carga. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: **MURILO EDUARDO CASTEROBA BENTO**

Título da tese: " Método rápido para análise da segurança dinâmica de sistemas de potência considerando estabilidade a pequenas perturbações e de tensão"

Data da defesa: 17/02/2020

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **Rodrigo Andrade Ramos**
(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADO

Prof. Titular **Luis Fernando Costa Alberto**

(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **João Alberto Passos Filho**

(Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF)

APROVADO

Prof. Dr. **Francisco Damasceno Freitas**

(Universidade de Brasília – UnB)

APROVADO

Profª. Drª. **Carolina de Mattos Affonso**

(Universidade Federal do Pará – UFPA)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:

Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

*Dedico esta pesquisa de doutorado à minha mãe Carmen,
ao meu irmão Matheus e à minha avó Maria*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus.

À minha família, em especial minha mãe Carmen, meu irmão Matheus e minha avó Maria por todo apoio, amor e incentivo em todos os momentos de minha vida.

Ao professor Rodrigo Ramos pela orientação e amizade ao longo do doutorado.

Ao professor Daniel Dotta pela orientação e amizade ao longo do doutorado.

Aos amigos, em especial Pedro, Anna, Marley, Tatiane, Maiara, Rafael, Taylon, Júlio, Flávio, Paulo e Stefan pela amizade ao longo do período de pós-graduação.

À minha amiga Graziela pelos conselhos e por ter me ensinado as técnicas de atenção plena.

À Universidade de São Paulo pelo suporte fornecido no decorrer desta pesquisa de doutorado.

Agradeço à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo número 2015/24245-8, pelo suporte financeiro concedido para a realização da pesquisa. As opiniões, hipóteses e conclusões ou recomendações expressas neste material são de responsabilidade do(s) autor(es) e não necessariamente refletem a visão da FAPESP.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

“Uso apenas as células cinzentas. A sorte, deixo-a para os outros.”
Hercule Poirot (personagem fictício da escritora Agatha Christie)

RESUMO

BENTO, M. E. C. **Método Rápido para Análise da Segurança Dinâmica de Sistemas de Potência Considerando Estabilidade a Pequenas Perturbações e de Tensão**. 2020. 191p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

Nos estudos de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (SEP), a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) é medida como sendo a diferença entre o ponto de máximo carregamento (nariz da curva PV e definida como Bifurcação Sela-Nó (BSN)) numa dada direção de crescimento de carga e o carregamento atual. Entretanto, esta margem pode não refletir adequadamente os verdadeiros limites de carregamento do sistema quando não se consideram instabilidades oscilatórias devido a Bifurcação de Hopf (BH) (perda da Estabilidade a Pequenas Perturbações). Isto ocorre sempre que estes estudos são realizados em modelos estáticos simplificados que não exibem este tipo de mecanismo de instabilidade. Deste modo, estudos considerando apenas a modelagem estática simplificada na análise da Estabilidade de Tensão (ET), apesar de serem adequados para uma parcela de problemas que podem existir em um SEP, não são aplicáveis a outra parcela significativa desse conjunto de fenômenos. Portanto, tendo em vista esta argumentação, esta pesquisa de doutorado propõe inovações nos estudos relacionados a estabilidade de um SEP, a partir de dois aspectos. Para tal um dos objetivos desta pesquisa é avaliar conjuntamente as Margens de Estabilidade de Tensão e a Pequenas Perturbações de um SEP, a partir do desenvolvimento de um procedimento unificado. Em outras palavras, a proposta é de desenvolver um método que consiga calcular uma única margem de estabilidade que já contemple BSN e BH na região de segurança dinâmica. Além disso, informações de grandezas elétricas fornecidas por Unidades de Medição Fasorial de barras selecionadas do sistema permitirão monitorar o SEP e fornecer indicativos de adequação na estimativa atual da margem de segurança citada para a atual direção de crescimento de carga. Caso seja identificada uma violação, a direção de crescimento de carga deve ser atualizada para o novo cenário do sistema de potência e uma nova margem de segurança deve ser obtida. Desenvolver um procedimento de monitoramento da adequação da margem de estabilidade bem como um procedimento de atualização da direção de crescimento de carga também são objetivos da pesquisa de doutorado. Estas informações irão indicar a necessidade de recalcular tal margem para um novo cenário de operação.

Palavras-chave: Avaliação de Segurança Dinâmica, Estabilidade a Pequenas Perturbações, Estabilidade de Tensão, Margem de Estabilidade, Incerteza de Direção de Crescimento de Carga, Bifurcação Sela-Nó, Bifurcação de Hopf.

ABSTRACT

BENTO, M. E. C. **Fast Method for Dynamic Security Analysis of Power System Considering Small-Signal and Voltage Stability**. 2020. 191p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

In Power System (PS) Stability studies, the Voltage Stability Margin (VSM) is measured as the difference between the maximum load point (nose of PV curve and defined as Saddle-Node Bifurcation (SNB)) in a given load growth direction and the current load level. However, this margin may not adequately reflect the true loading limits of the system when oscillating instabilities are not considered due to Hopf Bifurcations (HB) (Loss of Small-Signal Stability). This occurs whenever these studies are performed on simplified static models that do not exhibit this kind of instability mechanism. Thus, studies considering only the simplified static modeling in the Voltage Stability (VS) analysis, although suitable for a portion of problems that may exist in an PS, are not applicable to another significant portion of this set of phenomena. Therefore, in view of this argument, this doctoral research proposes innovations in studies related to the stability of a PS, from two aspects. For this purpose one of the objectives of this research is to jointly evaluate the Voltage Stability Margins and the Small-Signal of a PS, from the development of a unified procedure. In other words, the proposal is to develop a method that can calculate a single stability margin that already includes SNB and HB in the dynamic security region. In addition, information on electrical quantities provided by selected buses that present Phasor Measurement Units will allow to monitor the PS and provide indications of suitability in the current estimate of the security margin cited for the current load growth direction. If a violation is identified, the load growth direction will be updated for the new power system scenario and a new security margin will be obtained. Developing a stability margin adequacy monitoring procedure as well as a load growth direction update procedure are also objectives of the doctoral research. This information will indicate the need to recalculate such a margin for a new operating scenario.

Keywords: Dynamic Security Assessment, Small-Signal Stability, Voltage Stability, Stability Margin, Load Growth Direction Uncertainty, Saddle-Node Bifurcation, Hopf Bifurcation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (KUNDUR et al., 2004).	32
Figura 2 – Sistema Proposto para o Monitoramento e Atualização da Margem de Estabilidade de Sistemas de Potência devido às Bifurcações de Hopf e Sela-Nó.	38
Figura 3 – Retrato de Fase da Bifurcação Sela-Nó para $\mu > 0$	53
Figura 4 – Retrato de Fase da Bifurcação Sela-Nó para $\mu = 0$	53
Figura 5 – Retrato de Fase da Bifurcação Sela-Nó para $\mu < 0$	53
Figura 6 – Relação x versus μ – a linha sólida representa os pontos de equilíbrio estável e a linha tracejada os pontos de equilíbrio instável. Quando eles se coalescem tem-se a BSN representada pelo círculo cinza.	54
Figura 7 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BSN quando $\mu > 0$ e dois pontos de equilíbrio.	55
Figura 8 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BSN quando $\mu = 0$ e dois ponto de equilíbrio.	55
Figura 9 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BSN quando $\mu < 0$ e nenhum ponto de equilíbrio.	56
Figura 10 – Curva PV de uma barra do sistema de potência.	57
Figura 11 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH supercrítica quando $\alpha < 0$	59
Figura 12 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH supercrítica quando $\alpha = 0$	59
Figura 13 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH supercrítica quando $\alpha > 0$	59
Figura 14 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH subcrítica quando $\alpha < 0$	60
Figura 15 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH subcrítica quando $\alpha = 0$	60
Figura 16 – Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH subcrítica quando $\alpha > 0$	61
Figura 17 – Curva PV de uma barra do sistema de potência considerando limite de reativos nos geradores.	62
Figura 18 – Região de segurança para a bifurcação Sela-Nó.	71
Figura 19 – Região de segurança para os autovalores do modelo linear.	72
Figura 20 – Fluxograma do algoritmo completo para a determinação da margem de segurança dinâmica de um sistema de potência.	86
Figura 21 – Sistema Proposto para o Monitoramento e Atualização da Margem de Estabilidade de Sistemas de Potência devido às Bifurcações de Hopf e Sela-Nó.	87
Figura 22 – Curvas PV para uma determinada barra do sistema para uma mesma condição de operação e duas diferentes direções de crescimento de carga.	90
Figura 23 – Curvas PV para uma determinada barra do sistema duas diferentes condições de operação e direções de crescimento de carga.	91
Figura 24 – Relação entre diferentes faixas de magnitude de tensão e faixas de margem de estabilidade para duas barras do sistema de potência.	92

Figura 25 – Curva PV de uma barra k e respectivas faixas de margem de estabilidade.	98
Figura 26 – Vetor da direção de crescimento de carga em coordenadas polares.	99
Figura 27 – Linha do tempo para a atuação dos procedimentos de monitoramento e atualização da margem de estabilidade do sistema segundo uma janela de aquisição de dados.	105
Figura 28 – Curva diária de carga do sistema brasileiro no dia 15/05/2018.	118
Figura 29 – Relação por área do número de barras máximo, o limite de barras por área e o número de barras selecionadas.	134
Figura 30 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 na região Norte.	136
Figura 31 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 na região Nordeste.	136
Figura 32 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.	137
Figura 33 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 na região Sul.	137
Figura 34 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 na região Norte.	138
Figura 35 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 na região Nordeste.	138
Figura 36 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.	139
Figura 37 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 na região Sul.	139
Figura 38 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 na região Norte.	140
Figura 39 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 na região Nordeste.	140
Figura 40 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.	141
Figura 41 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 na região Sul.	141
Figura 42 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 na região Norte.	142
Figura 43 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 na região Nordeste.	142
Figura 44 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.	143

Figura 45 – Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 na região Sul.	143
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplo 1 – Faixas de valores de magnitude de tensão para cada faixa de margem de estabilidade	95
Tabela 2 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema 1	113
Tabela 3 – Pontos de operação de cada estudo e respectiva conclusão segundo o sistema de monitoramento.	116
Tabela 4 – Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 15/05/2018.	119
Tabela 5 – Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 15/05/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).	121
Tabela 6 – Número de Barras para cada Área do Sistema Interligado Nacional Modificado.	123
Tabela 7 – Números Mínimo e Máximo de Barras para cada Área do Sistema Interligado Nacional Modificado para o Sistema de Monitoramento. . .	133
Tabela 8 – Pontos de operação de cada estudo e respectiva conclusão segundo o sistema de monitoramento.	135
Tabela 9 – Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/03/2018.	144
Tabela 10 – Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/06/2018.	145
Tabela 11 – Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/09/2018.	146
Tabela 12 – Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/12/2018.	147
Tabela 13 – Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/03/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).	148
Tabela 14 – Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/06/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).	149
Tabela 15 – Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/09/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).	150

Tabela 16 – Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/12/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).	151
Tabela 17 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 1	173
Tabela 18 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 2	174
Tabela 19 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 3	175
Tabela 20 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 4	176
Tabela 21 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 5	177
Tabela 22 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 6	178
Tabela 23 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 7	179
Tabela 24 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 8	180
Tabela 25 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 9	181
Tabela 26 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 10	182
Tabela 27 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 11	183
Tabela 28 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 12	184
Tabela 29 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 13	185
Tabela 30 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 14	186
Tabela 31 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 15	187
Tabela 32 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 16	188
Tabela 33 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 17	189
Tabela 34 – Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 18	190

Tabela 35 – Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 19	191
---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BH	Bifurcação de Hopf
BIL	Bifurcação Induzida por Limites
BSN	Bifurcação Sela-Nó
GPS	Global Positioning System
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MSD	Margem de Segurança Dinâmica
MSD _{BH}	Margem de Segurança Dinâmica devido à BH
MSD _{BSN}	Margem de Segurança Dinâmica devido à BSN
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
WAMS	<i>Wide-Area Measurement System</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

δ_i	posição angular do rotor do gerador i em $[rad]$
ω_i	velocidade do gerador i em $[rad/s]$
ω_s	velocidade síncrona em $[rad/s]$
M_i	constante de inércia do gerador i em $[s^2]$
M_t	soma das constantes de inércia de todas as máquinas
P_{m_i}	potência mecânica do gerador i em $[MW]$
P_{L_0}	potência ativa na carga especificada, $\mu = 1$, $[MW]$
E'_{d_i}	fluxo do enrolamento amortecedor de eixo direto do gerador i em $[p.u.]$
E'_{q_i}	fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura do gerador i em $[p.u.]$
I_{d_i}	corrente de armadura de eixo direto do gerador i em $[p.u.]$
I_{q_i}	corrente de armadura de eixo em quadratura do gerador i em $[p.u.]$
X_{d_i}	reatância de eixo direto do gerador i em $[p.u.]$
X_{q_i}	reatância de eixo em quadratura do gerador i em $[p.u.]$
X_{d_i}	reatância transitória de eixo direto do gerador i em $[p.u.]$
X_{q_i}	reatância transitória de eixo em quadratura em $[p.u.]$
E_{fd_i}	tensão de campo dimensionada do gerador i $[p.u.]$
V_{ref_i}	módulo da tensão de referência do AVR do gerador i em $[p.u.]$
V_i	módulo da tensão da barra i em $[p.u.]$
K_{A_i}	ganho do amplificador do AVR do gerador i em $[p.u.]$
K_{E_i}	ganho da excitatriz do AVR do gerador i em $[p.u.]$
K_{F_i}	ganho da malha de estabilização do AVR do gerador i em $[p.u.]$
R_{F_i}	resistência da malha estabilizadora do AVR do gerador i em $[p.u.]$
R_{f_i}	resistência do enrolamento de campo do gerador i em $[p.u.]$

V_{F_i}	saída do amplificador do AVR do gerador i em $[p.u.]$
S_E	função de saturação do AVR em $[p.u.]$
T_{A_i}	constante de tempo do AVR do gerador i em s
T_{E_i}	constante de tempo da excitatriz do gerador i em $[s]$
T_{F_i}	constante de tempo de estabilização do gerador i em $[s]$
N_g	número de geradores

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	31
1.1	Objetivos da Pesquisa	37
1.2	Organização dos Capítulos	39
2	MODELAGEM DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM DEPENDÊNCIA DE PARÂMETROS	41
2.1	Modelo Não-linear do Sistema de Potência	41
2.2	Modelo Linearizado do Sistema de Potência	43
2.3	Direção de Crescimento de Carga	46
3	REVISÃO TEÓRICA DE BIFURCAÇÕES EM SISTEMAS DINÂMICOS	49
3.1	Teoria de Bifurcações	49
3.1.1	Bifurcações em Sistema Dinâmicos	50
3.2	Formas de Bifurcações	52
3.2.1	Bifurcação Sela-Nó	52
3.2.2	Bifurcação de Hopf	57
3.2.3	Bifurcação Induzida por Limites	61
4	PROCEDIMENTO UNIFICADO PROPOSTO PARA A DETERMINAÇÃO DA MARGEM DE SEGURANÇA DINÂMICA	65
4.1	Revisão da Abordagem Direta Apresentada em (SALIM, 2012)	65
4.1.1	Abordagem Direta para Detecção e Predição de Bifurcações de Hopf	66
4.1.2	Abordagem Direta para Detecção e Predição de Bifurcações Sela-Nó	68
4.1.3	Abordagem Unificada para Determinação da Margem de Estabilidade devido a Bifurcações	70
4.2	Margem de Segurança Dinâmica devido a Bifurcação Sela-Nó	71
4.3	Margem de Segurança Dinâmica devido a Bifurcação de Hopf	72
4.3.1	Teorema B.1	73
4.3.2	Teorema B.2	74
4.3.3	Teorema B.3	78
4.3.4	Sistema Determinado considerando a Margem de Segurança Dinâmica devido a Bifurcação de Hopf	80
4.4	Abordagem Unificada Proposta	81
4.4.1	Conjunto Completo de Equações	81
4.4.2	Método de Resolução Empregado para o Conjunto de Equações	82

4.4.3	Algoritmo Proposto	84
5	PROCEDIMENTO PROPOSTO PARA O MONITORAMENTO E ATUALIZAÇÃO DA MARGEM DE SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	89
5.1	Procedimento de Monitoramento da Margem de Segurança Dinâmica	89
5.1.1	Algoritmo para Seleção de PMUs	96
5.1.2	Construção do Cenários de Operação	97
5.2	Procedimento de Atualização da Margem de Segurança Dinâmica .	100
5.2.1	Procedimento para Avaliação de Adequação da Margem de Segurança Dinâmica	100
5.2.2	Considerações sobre o Modelo de Otimização	101
5.2.3	Modelo de Otimização para Determinar a Direção de Crescimento de Carga	106
5.2.4	Resolução do Modelo de Otimização	106
6	APLICAÇÃO E RESULTADOS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO	111
6.1	Sistema Reduzido Sul-Sudeste Brasileiro	111
6.1.1	Seleção de Barras para o Monitoramento do Sistema	111
6.1.1.1	Estudos de Casos do Sistema de Monitoramento	114
6.1.2	Avaliação do Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade do Sistema	117
6.2	Sistema Interligado Nacional Modificado	122
6.2.1	Seleção de Barras para o Monitoramento do Sistema	122
6.2.1.1	Estudos de Casos do Sistema de Monitoramento	124
6.2.2	Avaliação do Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade do Sistema	130
7	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS .	153
	REFERÊNCIAS	157
	APÊNDICES	165
	APÊNDICE A – PUBLICAÇÕES	167
A.1	Publicações de Artigos em Congressos Internacionais	167
A.2	Publicações de Artigos em Congressos Nacionais	167
	APÊNDICE B – HOMOTOPIA	169
B.1	Exemplo Numérico dado em (AJJARAPU, 2007)	169

ANEXOS	171
ANEXO A – BARRAS SELECIONADAS PARA O MONITORA- MENTO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DO SIS- TEMA INTERLIGADO NACIONAL	173

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica nos centros de consumo aliada aos diferentes tipos de carga e máquinas de geração de energia elétrica, e às diferentes configurações do sistema elétrico exigem um crescente estudo de estabilidade do sistema a fim de garantir a confiabilidade de operação do sistema e a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Além disso, restrições ambientais e econômicas exigem que sistemas elétricos de potência opere cada vez mais próximo dos seus limites de estabilidade.

Em função disso, uma definição dos estudos de estabilidade de sistemas de potência foi realizada por uma força tarefa do IEEE/Cigré em 2004 (KUNDUR et al., 2004) a fim de facilitar os estudos e prevenir o sistema de potência contra uma instabilidade. Este estudo de estabilidade pode ser dividido em três categorias principais: estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão. A Figura 1 apresenta um fluxograma desta divisão de estudos de estabilidade proposta em (KUNDUR et al., 2004). A primeira refere-se à habilidade das máquinas elétricas conectadas em um sistema elétrico apresentarem um resposta angular em sincronismo após uma perturbação. A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema de potência manter a frequência em seu valor nominal após a ocorrência de um incidente severo, resultando num desequilíbrio entre a produção e a carga. A estabilidade de tensão refere-se à habilidade do sistema de potência de manter os valores de tensão das barras em uma determinada faixa em regime permanente após uma perturbação (KUNDUR et al., 2004).

O incremento lento e sucessivo dos níveis de carga de sistemas elétricos segundo uma certa direção pode conduzir sistemas elétricos de potência à instabilidade (IRISARRI et al., 1997). Em teoria de bifurcações que estuda mudanças qualitativas do comportamento do sistema dinâmico segundo um parâmetro de variação, o incremento de carga é o principal parâmetro a se analisar. Nos sistemas elétricos, a elevação gradual do nível de carga do sistema pode levar o mesmo a três bifurcações locais que não necessariamente ocorrem de maneira simultânea: Bifurcação Sela-Nó (BSN), Bifurcação Induzida por Limites (BIL) e Bifurcação de Hopf (BH) (TAYLOR; BALU; MARATUKULAM, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A BSN está associada ao desaparecimento súbito do ponto de equilíbrio estável do sistema de potência para um determinado nível de carga e é a principal bifurcação estudada em teoria de estabilidade de tensão. No entanto, foi comprovado que o aumento gradual de carga do sistema pode levá-lo a uma BH que está associada à perda de estabilidade pelo aparecimento de órbitas periódicas provocando oscilações no sistema antes que máxima transferência de potência seja atingida (comumente relacionada à BSN) (KUZNETSOV, 2004; SATTINGER, 1973; CHEN; LEUNG, 1998). Estas oscilações frequentemente estão

Figura 1: Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (KUNDUR et al., 2004).

associadas aos estados eletromecânicos do sistema como a velocidade angular que é o principal objeto de estudo em estabilidade a pequenas perturbações (ou angular). Assim, o incremento de carga pode levar o sistema de potência a dois cenários de instabilidade: um colapso de tensão devido a BSN e/ou oscilações sustentadas na variáveis do sistema devido a BH, o que evidencia que ambas as bifurcações precisam ser estudadas de maneira unificada (TAYLOR; BALU; MARATUKULAM, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A maioria dos estudos consiste em encontrar o nível de carga do sistema onde as bifurcações ocorrem e definir a margem de carregamento como a diferença de carga entre o nível de carga atual do sistema e o nível de carga onde ocorre a primeira bifurcação (AJJARAPU; CHRISTY, 1992). Assim, a margem fornece um resultado quantitativo do quão longe o sistema de potência está de uma instabilidade devido a bifurcações. Nestes estudos, é comum assumir que as potências ativas e reativas de todas as cargas do sistema aumentem com a mesma proporção mantendo-se assim o mesmo fator de potência (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Por muitos anos, as abordagens para obtenção da margem de carregamento do sistema consideraram somente a BSN e procuraram obter esta bifurcação explorando suas características. Métodos baseados na máxima transferência de potência de um circuito de Thévenin (SMON; VERBIC; GUBINA, 2006; BURCHETT et al., 2018; MATAVALAM; AJJARAPU, 2018), singularidade da matriz jacobina do sistema (LOF et al., 1992; GAO; MORISON; KUNDUR, 1992), aplicação de funções energia (GUEDES; ALBERTO; BRETAS, 2005; LORENCI; de Souza; LOPES, 2016) ou análise das curvas PV (Potência

ativa *versus* tensão das barras) ([AJJARAPU; CHRISTY, 1992](#); [WANG; LIU; SUN, 2018](#)) foram propostos e são frequentemente aprimorados para se determinar a condição de operação onde ocorre a BSN. A maioria destas abordagens apresentam dificuldades para aplicações em tempo real devido principalmente a dependência completa do modelo dos sistemas elétricos de potência.

Poucos métodos foram propostos na literatura a fim de identificar a condição de operação onde ocorre uma BH e a maioria consistiu em identificar o par de autovalores puramente imaginários do modelo linearizado do sistema de potência, condição necessária para a ocorrência de uma BH ([CANIZARES et al., 2004](#); [TOMIM et al., 2005](#); [DIVSHALI et al., 2009](#)). Estas abordagens também apresentam dificuldades para aplicações em tempo real devido principalmente a dependência completa do modelo dos sistemas elétricos de potência. Tais abordagens procuram avaliar a parte real dos autovalores do modelo linearizado do sistema de potência para cada nível de carga e à medida que a parte real do autovalor diminui, o sistema se aproxima de uma condição necessária para a ocorrência de uma BH. Como uma BH pode ocorrer antes que a máxima transferência de potência seja atingida, identificar o nível de carga onde ocorre a BSN não indica necessariamente que o sistema seja estável até este nível de carga.

Podem-se dividir os métodos de identificação das bifurcações em dois grupos: métodos diretos e métodos indiretos. Nos métodos indiretos, o nível de carga do sistema é incrementado em passos pequenos, e então os autovalores são calculados. Se uma das condições para que ocorra a BSN ou a BH é satisfeita, então a margem de carregamento é definida, caso contrário o nível de carga é incrementado novamente e os autovalores são calculados. A principal preocupação nestes tipos de abordagens é o elevado esforço computacional exigido para o cálculo do fluxo de potência e dos autovalores para cada incremento de carga. Além disso, o elevado número de contingências a ser avaliado no sistema elétrico pelo operador do sistema e a dimensão do sistema de potência podem também elevar o esforço computacional.

Os métodos diretos calculam o ponto de bifurcação diretamente sem a necessidade de sucessivos fluxos de potência e os cálculos de autovalores. Para isto, é necessário definir uma parametrização do nível de carga no modelo do sistema de potência. Estes métodos já vem sendo usados na literatura, mas alguns desafios surgiram como, por exemplo, problemas de convergência, formulação incompleta ou conservadora do sistema de potência e condições iniciais longe do ponto de bifurcação para o modelo em estudo ([SALGADO; ZEITUNE, 2013b](#); [SALGADO; ZEITUNE, 2013a](#); [SALIM, 2012](#); [ROOSE; HLAVAČEK, 1985](#)).

Em ([SALIM, 2012](#)) foi proposto um método direto unificado capaz de identificar qual das bifurcações, BSN ou BH, ocorre primeiro, e então definir a margem de carregamento do sistema. Além disso, o método proposto permite considerar uma lista de contingências

do sistema e fornecer como resultado uma lista ordenada de maneira crescente com relação à margem de carregamento. Este método proposto utiliza um conjunto de equações que identifica as condições de ocorrência das bifurcações de Hopf e Sela-Nó e procura resolver o sistema determinado de equações e variáveis utilizando o método de Newton (FRANCO, 2006). Uma das variáveis a determinar é justamente o nível de carga do sistema para a ocorrência de uma bifurcação. Assim, a convergência do método de Newton na resolução do sistema determinado fornece a margem de estabilidade diretamente.

A convergência em poucas iterações do método de Newton é altamente dependente das condições iniciais impostas às variáveis do sistema de equações. Assim, (SALIM, 2012) utilizou um procedimento de homotopia presente (AJJARAPU, 2007) a fim de obter condições iniciais mais próximas de atender às equações impostas. Além disso, uma ferramenta que lida com esparsidade de matrizes também foi empregada. Os resultados numéricos apresentados em (SALIM, 2012) para diferentes sistemas de potência evidenciam a eficácia da metodologia proposta e o tempo reduzido para obter as margens de estabilidade apontam que a metodologia poderia ser aplicada para avaliação do sistema em tempo real. No entanto, esta abordagem proposta considera somente uma direção de crescimento de carga do sistema e resultados preliminares apresentados pelo doutorando e orientador em (BENTO; RAMOS, 2018) para o sistema reduzido sul-sudeste brasileiro de 107 barras evidenciam que diferentes direções de crescimento de carga podem fornecer diferentes margens de carga do sistema de potência. Assim, utilizar a abordagem proposta em (SALIM, 2012) admitindo uma única direção de crescimento de carga do sistema pode fornecer resultados não adequados para a real operação do sistema elétrico.

A maioria dos métodos diretos e indiretos procuram pelo nível de carregamento onde ocorre o ponto de bifurcação. No entanto, para uma operação em tempo real é desejável uma margem de segurança devido a BSN e a BH. Em avaliação de segurança dinâmica é altamente desejável definir regiões onde o sistema de potência pode operar com segurança. A fim de evitar a BSN, o Operador Nacional do Sistema (ONS) recomenda que o sistema de potência opere até 96% do nível de carga onde ocorre a BSN (ONS, Procedimentos de Rede, 2010). Em estudos de estabilidade a pequenas perturbações, um amortecimento mínimo de 5% para todos os autovalores do modelo linear é recomendado para uma operação satisfatória (GOMES; MARTINS; PORTELA, 2003; BENTO; KUIAVA; RAMOS, 2018). Baseando-se nisso, o limite de 5% de amortecimento para todos os autovalores pode ser considerado como uma margem de segurança devido a BH. É comum encontrar abordagens presentes na literatura para determinar nomogramas para uma condição de operação do sistema de potência (PARREIRAS; Gomes Jr.; TARANTO, 2017; OLIVEIRA et al., 2017; SARMIENTO et al., 2009; MORISON; WANG; KUNDUR, 2004). Nomogramas procuram determinar regiões de segurança para o ponto de operação corrente considerando variáveis de controle como o redespacho de geração de potência ativa. Nesta pesquisa, o objetivo não será construir nomogramas e sim encontrar o nível de carga no limite de uma região

de segurança devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó.

Muito embora diversas abordagens tenham sido propostas para a avaliação de estabilidade do sistema devido a bifurcações, o sistema de potência é um sistema dinâmico não-linear constantemente em modificação. Isto justifica a constante pesquisa em ferramentas e avanços a fim de fornecer um método que apresente uma resposta cada vez mais realística do sistema de potência e medidas preventivas e/ou corretivas mais eficazes para garantir o estado normal-seguro do sistema de potência.

Em se tratando de análise dinâmica do sistema de potência, foram desenvolvidas tecnologias nas últimas décadas a fim de auxiliar na análise de segurança em tempo real. Dentre estas tecnologias, destacam-se os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) ou, do inglês, *Wide-Area Measurement Systems* (WAMS) que utilizam os avanços nas comunicações, computadores e na tecnologia de GPS (do inglês, *Global Positioning System*) e que apresentam-se como uma tecnologia promissora para as novas necessidades de monitoração, modelagem e gerenciamento da segurança de grandes sistemas (LI et al., 2010; TERZIJA et al., 2011; ANNASWAMY, 2013; ZHAO et al., 2016). Este sistema de medição destaca-se pelo uso das unidades de medição fasorial sincronizada, mais conhecidas como PMUs (do inglês, *Phasor Measurement Units*) que fazem aquisição de dados de grandezas elétricas como tensões das barras e correntes dos circuitos conectados às barras com sincronização e altas taxas de amostragem (IEEE, 2006; MARTIN et al., 2008; DECKER et al., 2006; LAVERTY et al., 2013).

Diversas aplicações utilizando dados providos por PMUs foram desenvolvidas nos últimos anos como projeto de controladores de amortecimento em dois níveis (DOTTA; e Silva; DECKER, 2009; BENTO, 2019; BENTO et al., 2018), estimação de parâmetros de linhas de transmissão (DU; LIAO, 2012), localização de faltas (JIANG et al., 2000; USMAN; FARUQUE, 2018), melhoria de estimadores de estados (ZHAO et al., 2016), proteção de sistemas elétricos (YU et al., 2019), identificação da topologia da rede elétrica (SODHI; SRIVASTAVA; SINGH, 2010), dentre outras aplicações a fim de auxiliar o operador na análise em tempo real. Deve-se ressaltar aqui que trata-se de uma tecnologia recente onde novas aplicações e melhorias nas tecnologias vêm sendo desenvolvidas e aprimoradas constantemente, o que evidencia seu potencial de utilização em diversos ramos do sistema elétrico.

Em virtude desta tecnologia promissora, os dados de grandezas elétricas advindas de PMUs poderiam ser utilizados para identificar uma eventual perda de adequação na estimativa atual da margem de carregamento do sistema de potência, e assim novas estratégias poderiam ser criadas a fim de aperfeiçoar um método direto de identificação desta nova margem de carregamento. Como já foi mencionado, é comum os métodos de detecção de bifurcações assumirem uma única direção de crescimento de carga. No entanto, o crescimento de carga no sistema de potência pode não seguir este padrão.

Um dos desafios seria o desenvolvimento de um procedimento para atualizar a direção de crescimento de carga capaz de se adaptar ao novo perfil de crescimento de carga do sistema, ou distribuição de carga, e assim determinar uma nova margem de estabilidade mais adequada do sistema de potência. Os dados de grandezas elétricas advindas de PMUs segundo uma janela de dados poderia fornecer as informações sobre o estado atual da rede elétrica.

Abordagens para determinar as margens de estabilidade de sistemas elétricos de potência baseadas em medições fasoriais adquiridas por PMUs foram propostas nas últimas décadas. Os autores em (SU; LIU, 2016; BIDADFAR; HOOSHYAR; VANFRETTI, 2018; CHANDRA; PRADHAN, 2019; MATAVALAM; AJJARAPU, 2018; YUN; CUI; MA, 2019) utilizam um modelo equivalente de Thévenin e medidas de PMUs para estimar a margem de estabilidade de tensão. No entanto, para se utilizar tais abordagens deve-se definir uma barra do sistema para monitoramento e análise e todo restante do sistema elétrico deve ser representado por equivalente de Thévenin. As incertezas na operação do sistema elétrico de potência podem tornar estas abordagens locais ineficazes devido sua restrição a uma barra do sistema. Além disso, somente a bifurcação Sela-Nó é considerada nestas abordagens.

Os autores em (ASHRAF et al., 2017; LI; AJJARAPU, 2017; HAGMAR et al., 2019; ZHOU; ANNAKKAGE; RAJAPAKSE, 2010) propõem utilizar diferentes redes neurais para estimar a margem de estabilidade de tensão de sistemas elétricos. Tais abordagens dependem de um banco de dados das possíveis condições de operação do sistema para estimar a margem de estabilidade do sistema para a etapa de treinamento e definição dos pesos da rede neural. No entanto, tais abordagens podem não ser eficazes (i) quando a rede não apresenta uma taxa de erro satisfatória na etapa de treinamento e teste, (ii) quando a condição de operação corrente é bem diferente das condições presentes no banco de dados da etapa de treinamento, (iii) por usualmente considerarem somente uma direção de crescimento de carga. Além disso, apenas a bifurcação Sela-Nó é considerada nestas abordagens.

É importante informar que um conjunto de índices locais foram propostos na literatura cujo revisão é apresentada em (MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016) que são capazes de estimar a proximidade dos sistemas elétricos de potência de um colapso de tensão devido à bifurcação Sela-Nó. Além disso, a maioria destes índices poderiam ser utilizados em conjunto com medidas fasoriais sincronizadas fornecidas por PMUs. Entretanto, estes índices não fornecem uma margem de estabilidade do sistema devido a bifurcação de Hopf e nem regiões de segurança dinâmica para avaliações de estabilidade em tempo real.

As poucas abordagens que utilizam medidas de PMUs para identificar problemas oscilatórios em sistemas elétricos de potência procuram (i) estimar o modelo linear do sistema e calcular os autovalores (WANG; BIALEK; TURITSYN, 2018; YE; LI; LIU,

2020; MOU; YE; LIU, 2020) ou (ii) determinar os autovalores de baixo amortecimento diretamente (CHUNG; DAI, 2016; FERNANDES; Costa Júnior, 2017; KUMAR; KISHOR, 2017; XIE et al., 2005; UHLEN et al., 2008). No entanto, tais abordagens também são locais e avaliam a proximidade dos sistemas elétricos de potência de um problema oscilatório. Assim, o operador do sistema de potência não tem informações de margem de segurança devido a problemas oscilatórios decorrentes de autovalores de baixo amortecimento.

Com base no que foi exposto, fornecer ao operador do sistema uma ferramenta capaz de determinar a margem de carregamento do sistema de potência na região de segurança dinâmica devido às bifurcações Sela-Nó e de Hopf, e esta ferramenta ser capaz de constantemente atualizar a margem de estabilidade, caso seja necessário, com grandezas fasoriais através de PMUs é de grande relevância para a pesquisa atual.

1.1 Objetivos da Pesquisa

O principal objetivo desta pesquisa de doutorado é desenvolver uma abordagem unificada para monitorar e atualizar a margem de carregamento na região de segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência devido a bifurcações de Hopf e Sela-Nó admitindo possíveis variações na direção de crescimento de carga do sistema de potência. Para o desenvolvimento de tal abordagem, os seguintes objetivos específicos foram alcançados nesta pesquisa:

- Desenvolver uma abordagem direta unificada que determine a margem de carga do sistema de potência devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança e para uma determinada direção de crescimento de carga. A margem de segurança devido a BH corresponde ao carregamento máximo do sistema onde há um par de autovalores do modelo linear do sistema de potência com limite de amortecimento de 5%. Já a margem de segurança devido a BSN corresponde a 96% do carregamento onde ocorre esta bifurcação. A direção de crescimento de carga será representada por um vetor que foi incluído no modelo algébrico-diferencial do sistema elétrico de potência.
- Apresentar uma abordagem para seleção de PMUs com o objetivo de avaliar a partir de grandezas elétricas de determinadas barras do sistema elétrico de potência e para uma janela de aquisição de dados, se a margem de segurança dinâmica prevista está de acordo com o perfil atual de operação do sistema elétrico. Caso não seja adequada, uma nova direção de crescimento de carga é estimada e a margem de estabilidade é atualizada através da abordagem unificada proposta.
- Desenvolver um modelo de otimização para estimar a direção de crescimento carga atual do sistema de potência segundo uma janela de dados de PMUs. Tal modelo precisa empregar as grandezas elétricas de determinadas barras do sistema adquiridas

por PMUs e também precisa empregar o modelo algébrico-diferencial do sistema e as restrições físicas do sistema com o propósito de se utilizar a abordagem direta unificada que determine a margem de carga do sistema de potência na região de segurança dinâmica para as bifurcações de Hopf e Sela-Nó.

A Figura 2 apresenta um fluxograma do sistema proposto neste doutorado de monitoramento e atualização da margem de estabilidade de sistemas de potência devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó. Centro de operação terá uma previsão diária da margem de estabilidade do sistema elétrico e da direção de crescimento de carga. A partir destas previsões, o operador do sistema avalia através do sistema de monitoramento se a estimativa da margem de estabilidade está adequada para a operação corrente do sistema de acordo com os dados de PMUs coletados em certas barras do sistema e para uma janela de dados. Caso o sistema de monitoramento informe que esta estimativa não é mais adequada segundo certos critérios, a direção de crescimento de carga do sistema precisa ser atualizada através de um sistema baseado em modelo de otimização. Após a estimativa da direção de crescimento de carga, determina-se a nova margem de estabilidade do sistema na região de segurança dinâmica devido às bifurcações pela abordagem direta proposta. Esta nova estimativa da margem de estabilidade é monitorada novamente pelo operador do sistema no sistema de monitoramento da margem de estabilidade e, assim, o ciclo de avaliação da margem de estabilidade continua.

Figura 2: Sistema Proposto para o Monitoramento e Atualização da Margem de Estabilidade de Sistemas de Potência devido às Bifurcações de Hopf e Sela-Nó.

As publicações científicas obtidas ao longo do período de doutorado e que estão

vinculadas diretamente a esta tese são apresentadas em detalhes no Apêndice [A](#).

1.2 Organização dos Capítulos

A fim de tornar clara a compreensão desta pesquisa de doutorado, a estrutura do texto é a que se segue:

- **Capítulo 2:** O modelo não linear algébrico-diferencial do sistema de potência utilizando nesta pesquisa de doutorado é apresentado incluindo o modelo de crescimento de carga parametrizado. Neste mesmo capítulo, o modelo linear é fornecido.
- **Capítulo 3:** Os conceitos de bifurcações em sistemas dinâmicos são apresentados de maneira sucinta e serão de fundamental importância para o entendimento da metodologia proposta nesta tese para a aplicação em sistemas de potência.
- **Capítulo 4:** Neste capítulo é apresentado a abordagem direta unificada proposta para a determinação da margem de segurança dinâmica devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó. Além disso, ferramentas adicionais são apresentadas a fim de melhorar a convergência da abordagem proposta.
- **Capítulo 5:** O procedimento unificado proposto para o monitoramento e a atualização da margem de segurança dinâmica de sistemas de potência é introduzido neste capítulo. Primeiramente, uma abordagem para alocação ou seleção de PMUs em sistemas de potência com o objetivo de monitorar a margem de estabilidade é apresentada. Em seguida, os requisitos para avaliar a adequação desta margem são apresentados. Por fim, o modelo de otimização para estimar a nova direção de crescimento de carga é introduzido.
- **Capítulo 6:** Este capítulo apresenta os resultados numéricos da aplicação do procedimento proposto em dois sistemas elétricos de potência: o sistema reduzido sul-sudeste brasileiro de 107 barras e o sistema brasileiro interligado modificado composto por 9627 barras a fim de determinar a margem de carregamento na região segurança dinâmica para um conjunto de condições de operação.
- **Capítulo 7:** Apresenta as conclusões finais desta pesquisa de doutorado com base no procedimento proposto e nos resultados alcançados. Além disso, perspectivas de pesquisas futuras também são apresentadas.

Informações adicionais são apresentadas nos apêndices e anexos e serão requisitados ao longo do texto.

2 MODELAGEM DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM DEPENDÊNCIA DE PARÂMETROS

Este capítulo apresenta o modelo algébrico-diferencial de um sistema elétrico de potência que será utilizado nesta pesquisa de doutorado. Tal formulação matemática será de fundamental importância para a abordagem proposta no Capítulo 4 para determinação da margem de carga do sistema considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó. Além disso, tal modelo também será utilizado no Capítulo 5 para a atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, a margem de estabilidade na região de segurança dinâmica de um sistema de potência.

A seção 2.1 apresenta o modelo não-linear algébrico-diferencial do sistema somente com geradores síncronos. Logo em seguida na seção 2.2 é apresentado o modelo linear que será utilizado diretamente na metodologia proposta para a determinação de uma única margem de carregamento do sistema considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó. Por fim, a seção 2.3 apresenta as representações da direção de crescimento de carga e redespacho de geração de potência adotadas nesta pesquisa de doutorado.

Assim, já fica claro que o procedimento proposto de identificação de bifurcações é baseado em um modelo matemático linearizado do sistema de potência.

2.1 Modelo Não-linear do Sistema de Potência

O conjunto de equações algébrico-diferenciais não-lineares do sistema de potência dependente de parâmetro pode ser representado de maneira sucinta por

$$\dot{x} = f(x, y, \mu, \mathbf{d}) \quad (2.1)$$

$$0 = g(x, y, \mu, \mathbf{d}) \quad (2.2)$$

onde $x \in \mathbb{R}^{N_g}$ é o vetor de variáveis de estado, $y \in \mathbb{R}^{N_b}$ é o vetor de variáveis algébricas, μ é a parametrização da carga, $f : \mathbb{R}^{N_g+N_b+1} \rightarrow \mathbb{R}^{N_g}$, $g : \mathbb{R}^{N_g+N_b+1} \rightarrow \mathbb{R}^{N_b}$, N_g é o número de geradores síncronos do sistema, N_b é o número de barras do sistema e $\mathbf{d}$ é o vetor que representa a formulação da direção de crescimento de carga do sistema.

As equações diferenciais não-lineares que representam o modelo de sistema de potência utilizado nesta pesquisa compreendem um modelo de quarta ordem para o gerador síncrono (2.3)-(2.7) e um modelo de terceira ordem para o regulador de tensão versão AVR IEEE-Type I (2.8)-(2.10).

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad (2.3)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{M_i} \cdot \left[P_{m_i} + \frac{M_i}{M_t} (\mu - 1) \sum_{i=1}^{N_b} P_{L_{0i}} \right] - \frac{(E'_{q_i} - X'_{d_i} I_{d_i}) I_{d_i}}{M_i} - \quad (2.4)$$

$$\frac{(E'_{d_i} - X'_{q_i} I_{q_i}) I_{d_i}}{M_i} - \frac{D_i (\omega_i - \omega_s)}{M_i} \quad (2.5)$$

$$\dot{E}'_{q_i} = -\frac{E'_{q_i}}{T'_{d0i}} - \frac{(X_{d_i} - X'_{d_i}) I_{d_i}}{T'_{d0i}} + \frac{E_{fd_i}}{T'_{d0i}} \quad (2.6)$$

$$\dot{E}'_{d_i} = -\frac{E'_{d_i}}{T'_{q0i}} + \frac{(X_{q_i} - X'_{q_i}) I_{q_i}}{T'_{q0i}} \quad (2.7)$$

$$\dot{E}_{fd_i} = -\frac{K_{E_i} + S_E(E_{fd_i})}{T_{E_i}} + \frac{V_{R_i}}{T_{E_i}} \quad (2.8)$$

$$\dot{V}_{R_i} = -\frac{V_{R_i}}{T_{A_i}} + \frac{K_{A_i} R_{f_i}}{T_{A_i}} - \frac{K_{A_i} K_{F_i} E_{fd_i}}{T_{A_i} T_{F_i}} + \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} (V_{ref_i} - V_i) \quad (2.9)$$

$$\dot{R}_{F_i} = -\frac{R_{F_i}}{T_{F_i}} + \frac{K_{F_i} E_{fd_i}}{(T_{F_i})^2} \quad (2.10)$$

onde $i = 1, \dots, N_g$, N_g é o número de geradores.

Na equação (2.4) é possível verificar que a redespacho de geração de potência ativa do sistema (η) é baseada numa ponderação da constante de inércia dos N_g geradores para um determinado nível de crescimento de carga μ

$$\eta = \frac{M_i}{M_t} (\mu - 1) \quad (2.11)$$

onde

$$M_t = \sum_{k=1}^{N_g} M_i \quad (2.12)$$

As equações algébricas do modelo compreendem às equações do estator e da rede. Estas equações são descritas por

$$0 = E'_{d_i} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) + R_{s_i} I_{d_i} + X'_{q_i} I_{q_i} \quad (2.13)$$

$$0 = E'_{q_i} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{s_i} I_{q_i} + X'_{d_i} I_{d_i} \quad (2.14)$$

$$\sum_{k=1}^{N_b} V_i V_k Y_{i,k} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) \quad (2.15)$$

$$0 = \mu Q_{L_i} + I_{d_i} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - I_{q_i} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - \sum_{k=1}^{N_b} V_i V_k Y_{i,k} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) \quad (2.16)$$

$$0 = \mu P_{L_{0j}} - \sum_{k=1}^{N_b} V_j V_k Y_{j,k} \cos(\theta_j - \theta_k - \alpha_{i,k}) \quad (2.17)$$

$$0 = \mu Q_{L_{0j}} - \sum_{k=1}^{N_b} V_j V_k Y_{j,k} \sin(\theta_j - \theta_k - \alpha_{i,k}) \quad (2.18)$$

para $i = 1, \dots, N_g$ e $j = N_g + 1, \dots, N_b$, onde

$$\begin{aligned} \alpha & \quad \text{ângulo referente ao valor absoluto da matriz admitância em [rad]} \\ \theta_i & \quad \text{ângulo da tensão na barra } i \text{ em [rad]} \\ R_{s_i} & \quad \text{resistência da armadura em [p.u.]} \\ Y_{i,k} & \quad \text{valor absoluto de } (i,k) \text{ da matriz admitância do sistema em [p.u.]} \end{aligned} \quad (2.19)$$

As equações (2.13)-(2.16) referem-se às barras com conexão de geradores e (2.17)-(2.18), às barras sem geradores.

É importante ressaltar que nesta pesquisa foi adotado modelos de carga de potência constante como pode ser observado nas equações (2.13)-(2.18). Pesquisas futuras irão avaliar diferentes modelos de carga como exponencial, polinomial e dinâmico.

2.2 Modelo Linearizado do Sistema de Potência

O modelo não-linear do sistema de potência da seção anterior foi linearizado ao redor de um ponto de equilíbrio de interesse (x_e, y_e, μ_e) admitindo o mesmo conjunto de variáveis algébrico-diferenciais e pode ser representado por

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta y + E \Delta \mu \quad (2.20)$$

$$0 = C \Delta x + D \Delta y + F \Delta \mu \quad (2.21)$$

onde $\Delta x = x - x_e$, $\Delta y = y - y_e$ e $\Delta \mu = \mu - \mu_e$ representam os desvios dos pontos de equilíbrio de interesse para o vetor de estados, o vetor de variáveis algébricas e o parâmetro de carga respectivamente.

O modelo linearizado da equação (2.20) pode ser expandido como

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_i \\ \Delta \dot{\omega}_i \\ \Delta \dot{E}'_{q_i} \\ \Delta \dot{E}'_{d_i} \\ \Delta \dot{E}_{fd_i} \\ \Delta \dot{V}_{R_i} \\ \Delta \dot{R}_{F_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{D_i}{M_i} & -\frac{I_{q_i}}{M_i} & -\frac{I_{d_i}}{M_i} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T'_{d0_i}} & 0 & \frac{1}{T'_{d0_i}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T'_{q0_i}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & f_{SE}(E_{fd_i}) \cdot \frac{1}{T_{E_i}} & \frac{1}{T_{E_i}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{A_i} K_{F_i}}{T_{A_i} T_{F_i}} & -\frac{1}{T_{A_i}} & \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{F_i}}{(T_{F_i})^2} & 0 & -\frac{1}{T_{F_i}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{q_i} \\ \Delta E'_{d_i} \\ \Delta E_{fd_i} \\ \Delta V_{R_i} \\ \Delta R_{F_i} \end{bmatrix} + \quad (2.22)$$

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{I_{q_i}(X'_{d_i} - X'_{q_i}) - E'_{d_i}}{M_i} & \frac{I_{d_i}(X'_{d_i} - X'_{q_i}) - E'_{q_i}}{M_i} \\ \frac{(X_{d_i} - X'_{d_i})}{T'_{d0_i}} & 0 \\ 0 & \frac{(X_{q_i} - X'_{q_i})}{T'_{q0_i}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_{d_i} \\ \Delta I_{q_i} \end{bmatrix} + \quad (2.23)$$

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{M_i} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_{A_i}}{T_{A_i}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{m_i} \\ \Delta V_{ref_i} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{M_i} \sum_{k=1}^{N_b} P_{L_{0k}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta \mu \quad (2.24)$$

O modelo Linearizado da equação (2.21) pode ser descrito como

$$0 = \begin{bmatrix} -V_i \cos(\delta_i - \theta_i) & 0 & 0 & 1 & 0 \\ V_i \sin(\delta_i - \theta_i) & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{q_i} \\ \Delta E'_{d_i} \\ \Delta E_{fd_i} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_{s_i} & X'_{q_i} \\ -X'_{d_i} & -R_{s_i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_{d_i} \\ \Delta I_{q_i} \end{bmatrix} + \quad (2.25)$$

$$\begin{bmatrix} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) & -\sin(\delta_i - \theta_i) \\ -V_i \sin(\delta_i - \theta_i) & -\cos(\delta_i - \theta_i) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

$$0 = \begin{bmatrix} I_{d_i} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - I_{q_i} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -I_{d_i} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - I_{q_i} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{q_i} \\ \Delta E'_{d_i} \\ \Delta E_{fd_i} \end{bmatrix} + \quad (2.27)$$

$$\begin{bmatrix} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) & V_i \cos(\delta_i - \theta_i) \\ V_i \cos(\delta_i - \theta_i) & -V_i \sin(\delta_i - \theta_i) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_{d_i} \\ \Delta I_{q_i} \end{bmatrix} + \quad (2.28)$$

$$\begin{bmatrix} \left(I_{q_i} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - I_{d_i} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + \sum_{k=1, k \neq i}^{N_b} V_k Y_{i,k} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) \right) \\ \left(I_{d_i} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) + I_{q_i} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + \sum_{k=1, k \neq i}^{N_b} V_k Y_{i,k} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) \right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{d_i} \sin(\delta_i - \theta_i) + I_{q_i} \cos(\delta_i - \theta_i) - \sum_{k=1, k \neq i}^{N_b} V_k Y_{i,k} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) - 2V_i Y_{i,i} \cos(-\alpha_{i,i}) \\ I_{d_i} \cos(\delta_i - \theta_i) - I_{q_i} \sin(\delta_i - \theta_i) - \sum_{k=1, k \neq i}^{N_b} V_k Y_{i,k} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) - 2V_i Y_{i,i} \sin(-\alpha_{i,i}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} + \quad (2.29)$$

$$\sum_{k=1, k \neq i}^{N_b} \begin{bmatrix} -V_i V_k Y_{i,k} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) & -V_i Y_{i,k} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) \\ V_i V_k Y_{i,k} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) & -V_i Y_{i,k} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{i,k}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \end{bmatrix} + \quad (2.30)$$

$$\sum_{j=m+1, k \neq i}^{N_b} \begin{bmatrix} -V_i V_j Y_{i,j} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{i,j}) & -V_i Y_{i,j} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{i,j}) \\ V_i V_j Y_{i,j} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{i,j}) & -V_i Y_{i,j} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{i,j}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_j \\ \Delta V_j \end{bmatrix} + \quad (2.31)$$

$$\begin{bmatrix} P_{L_{0i}} \\ Q_{L_{0i}} \end{bmatrix} \cdot \Delta \mu \quad (2.32)$$

$$0 = \sum_{k=1}^{N_g} \begin{bmatrix} -V_j V_k Y_{j,k} \sin(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) & -V_j Y_{j,k} \cos(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) \\ V_j V_k Y_{j,k} \cos(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) & -V_j Y_{j,k} \sin(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \end{bmatrix} + \quad (2.33)$$

$$\sum_{k=m+1, k \neq j}^{N_b} \begin{bmatrix} -V_j V_k Y_{j,k} \sin(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) & -V_j Y_{j,k} \cos(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) \\ V_j V_k Y_{j,k} \cos(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) & -V_j Y_{j,k} \sin(\theta_j - \theta_k - \alpha_{j,k}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \end{bmatrix} + \quad (2.34)$$

$$\begin{bmatrix} P_{L_{0j}} \\ Q_{L_{0j}} \end{bmatrix} \cdot \Delta \mu \quad (2.35)$$

O modelo linear apresentado pode ser simplificado considerando $\Delta I_{g_i} = \begin{bmatrix} \Delta I_{d_i} & \Delta I_{q_i} \end{bmatrix}^T$, $\Delta V_{g_i} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_i & \Delta V_i \end{bmatrix}^T$ e $\Delta u_i = \begin{bmatrix} \Delta P_{m_i} & \Delta V_{ref_i} \end{bmatrix}^T$, resultando em

$$\Delta \dot{X}_i = A_1 \Delta X_i + A_2 \Delta I_{g_i} + A_3 \Delta V_{g_i} + E \Delta u_i + A_4 \Delta \mu \quad (2.36)$$

$$0 = B_1 \Delta X_i + B_2 \Delta I_{g_i} + B_3 \Delta V_{g_i} \quad (2.37)$$

$$0 = C_1 \Delta X + C_2 \Delta I_g + C_3 \Delta V_g + C_4 \Delta V_l + C_5 \Delta \mu \quad (2.38)$$

$$0 = D_1 \Delta V_g + D_2 \Delta V_l + D_3 \Delta \mu \quad (2.39)$$

onde ΔX representa a variação das variáveis dinâmicas, ΔV_l representa a variação das variáveis de tensão das barras e $\Delta \mu$ a variação do parâmetro do carregamento.

Assim, o modelo linear pode ser representado da forma

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_i \\ \Delta \dot{\omega}_i \\ \Delta \dot{E}'_{qi} \\ \Delta \dot{E}'_{di} \\ \Delta \dot{E}_{fdi} \\ \Delta \dot{V}_{Ri} \\ \Delta \dot{R}_{Fi} \end{bmatrix} = A_1 \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E'_{di} \\ \Delta E_{fdi} \\ \Delta V_{Ri} \\ \Delta R_{Fi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_2 & A_3 & \emptyset \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_g \\ \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} + A_4 \cdot \Delta \mu \quad (2.40)$$

$$0 = \begin{bmatrix} B_1 \\ C_1 \\ \emptyset \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \omega_i \\ \Delta E'_{qi} \\ \Delta E'_{di} \\ \Delta E_{fdi} \\ \Delta V_{Ri} \\ \Delta R_{Fi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_2 & B_3 & \emptyset \\ C_2 & C_3 & C_4 \\ \emptyset & D_1 & D_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_g \\ \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \emptyset \\ C_5 \\ D_3 \end{bmatrix} \cdot \Delta \mu \quad (2.41)$$

Além disso, pode-se definir

$$A = A_1 \quad (2.42)$$

$$B = \begin{bmatrix} A_2 & A_3 & \emptyset \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

$$C = \begin{bmatrix} B_1 \\ C_1 \\ \emptyset \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

$$D = \begin{bmatrix} B_2 & B_3 & \emptyset \\ C_2 & C_3 & C_4 \\ \emptyset & D_1 & D_2 \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

2.3 Direção de Crescimento de Carga

O modelo algébrico-diferencial não-linear e linear apresentado nas seções 2.1 e 2.2 respectivamente descrevem a dinâmica de um sistema de potência para uma determinada condição de operação que deve ser satisfeita. Tal representação inclui o nível de carga (μ) do sistema referente a um caso nominal de operação. Há um limite de carga associado aos conceitos de bifurcações que serão apresentados no capítulo 3. Em tal estudo, uma direção de crescimento de carga é exigida e apresentada a seguir. Esta representação da direção de crescimento de carga segue a mesma formulação apresentada em (MANSOUR, 2013).

Um sistema elétrico composto por N_b barras por ser dividido em N_a áreas de tal modo que se obtenha a seguinte relação de potência ativa total

$$P_T = \sum_{i=1}^{N_a} P_{A_i} = \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j \in A_i} P_{B_j} \quad (2.46)$$

onde P_{A_i} é a potência ativa da i -ésima área do sistema e P_{B_j} é a potência ativa da barra j na área A_i .

Pode-se controlar o crescimento do nível de carga do sistema através dos fatores de participação de áreas (F_{PA_i}) e dos fatores de participação de barras (F_{PB_i}) obedecendo as seguintes relações

$$P_{A_i} = P_{A_i}^0 \cdot [1 + F_{PA_i} \gamma_{PA} (\mu - 1)] \quad (2.47)$$

$$P_{B_j} = P_{B_j}^0 \cdot [1 + F_{PB_j} \gamma_{PB} (\mu - 1)] \quad (2.48)$$

onde $P_{A_i}^0$ e $P_{B_i}^0$ são as potências ativas iniciais da i -ésima área e j -ésima barra do sistema de potência e

$$\gamma_{PA} = \frac{\sum_{i=1}^{N_a} P_{A_i}^0}{\sum_{i=1}^{N_a} P_{A_i}^0 F_{PA_i}} \quad (2.49)$$

$$\gamma_{PB} = \frac{P_{A_i}^0 F_{PA_i}}{\sum_{j \in A_j} P_{B_j}^0 F_{PB_j}} \quad (2.50)$$

Obteve-se assim uma relação entre os fatores de participação de áreas e barras com o parâmetro μ que representa o nível de carga do sistema. É possível observar que diferentes fatores de participação representam diferentes direções de crescimento de carga que pode levar a diferentes limites de níveis de carga (μ_{max}). Assim, pode-se formular a direção de crescimento de carga através do seguinte vetor

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} F_{PA_1} & \cdots & F_{PA_{N_a}} & F_{PB_1} & \cdots & F_{PB_{N_b}} \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

que deve possuir norma euclidiana unitária $\|\mathbf{d}\|_e = 1$ para se evitar redundância de perfis de crescimento de carga.

Nesta pesquisa, optou-se por um crescimento de potência da carga mantendo-se constante o fator de potência e, assim, as potências ativa e reativa das cargas aumentarão no mesmo nível. As potências ativa e reativa geradas aumentarão no mesmo nível obedecendo a relação (2.11). Caso um determinado gerador atinja o limite de potência reativa gerada,

os demais geradores que não atingiram seus limites ($k \in C_{Qlim}$) suprirão o acréscimo de potência (ΔQ_{acr}) reativa proporcional à constante de inércia.

$$\Delta Q_k = \frac{M_k}{\bar{M}_T} \Delta Q_{acr} \quad (2.52)$$

onde

$$\bar{M}_T = \sum_{k \in C_{Qlim}}^{N_g} M_k \quad (2.53)$$

3 REVISÃO TEÓRICA DE BIFURCAÇÕES EM SISTEMAS DINÂMICOS

Este capítulo apresenta de maneira sucinta uma revisão teórica dos conceitos de bifurcações locais em sistemas de potência (KUZNETSOV, 2004). Estes conceitos serão a base para o desenvolvimento da abordagem proposta no Capítulo 4. Bifurcações são ditas locais quando ocorrem devido às variações de parâmetros dos sistemas dinâmicos e provocam alterações qualitativas nas vizinhas das condições de equilíbrio (KUZNETSOV, 2004). Por outro lado, bifurcações são ditas globais quando fenômenos mais abrangentes ocorrem e não estão restritos a uma pequena vizinhança do espaço considerado (KUZNETSOV, 2004).

O propósito é apresentar uma revisão sucinta neste texto de doutorado abrangendo os conceitos principais que são fundamentais para o entendimento destas bifurcações locais. No entanto, ao longo do desenvolvimento da revisão são apresentadas referências cujo leitor pode aprofundar os conhecimentos de bifurcações em sistemas dinâmicos.

3.1 Teoria de Bifurcações

Um conjunto razoavelmente grande de problemas de matemática aplicada consiste em resolver um conjunto de equações que, de maneira abstrata, pode ser escrito como

$$F(x, \mu) = 0 \quad (3.1)$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$ ($n \in \mathbb{N}$) é o vetor de incógnitas do conjunto, $\mu \in \mathbb{R}^k$ ($k \in \mathbb{N}$) representa vetor de parâmetros relevantes do modelo dinâmico em estudo e F é uma função geralmente não linear (VANDERBAUWHEDE, 1982). Como foi mencionado anteriormente, este trabalho focará em bifurcações locais, assim a análise estará restrita na vizinhança de um dado ponto (x_0, μ_0)

Em teoria de bifurcações, o objetivo é fornecer uma descrição completa da solução da equação (3.1) que pode ser definida pelo seguinte conjunto

$$S = \{(x, \mu) \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^k | F(x, \mu) = 0\} \quad (3.2)$$

Tendo em mente que x foi definido como vetor de variáveis e μ como vetor de parâmetros, há um especial interesse nas seções de S para diferentes valores de μ

$$S_\mu = \{x \in \mathbb{R}^n | (x, \mu) \in S\} \quad (3.3)$$

onde a relação entre S_μ e μ à medida que μ varia é o principal objetivo de estudo em teorias de bifurcações ([VANDERBAUWHEDE, 1982](#); [KUZNETSOV, 2004](#)).

A fim de ter um entendimento prático, considere o seguinte problema sobre a teoria de autovalores

$$F(x, \mu) = A \cdot x - \mu \cdot x = (A - \mu \cdot I) \cdot x \quad (3.4)$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$, $\mu \in \mathbb{R}^1$ e $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$. Em teorias de álgebra, é de conhecimento geral que há apenas uma solução trivial para a equação (3.4) para a maioria dos valores do parâmetro μ dado por $x = \mathbf{0}$ e a reta $\{\mathbf{0}\} \times \mathbb{R}$ sempre será solução de (3.4) ([NERI, 2016](#); [GORODENTSEV, 2016](#)). No entanto, quando μ se iguala a um dos autovalores de A , tem-se um subespaço de soluções não triviais, ou seja, x pode assumir valores diferentes de um vetor nulo.

Este exemplo prático indica que há valores de μ que causam uma alteração estrutural no conjunto S_μ e estes valores serão chamados de pontos de bifurcação ([KUZNETSOV, 2004](#)).

3.1.1 Bifurcações em Sistema Dinâmicos

O sistema de equações definido pela equação (3.1) foi apresentado sem considerar a natureza dinâmica de um sistema. Para o entendimento da teoria de bifurcações em sistema dinâmicos é necessário definir o conceito de equivalência topológica.

Considere o seguinte sistema dinâmico autônomo não linear

$$\dot{x} = f(x, \mu) \quad (3.5)$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$ é o vetor de variáveis de estado do sistema, $\mu \in \mathbb{R}^k$ é o vetor de parâmetros do sistema e $f : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^k \rightarrow \mathbb{R}^n$ é uma função de classe C^1 .

Um ponto $(x_0, \mu_0) \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^k$ é um ponto de equilíbrio de (3.5) se $f(x_0, \mu_0) = 0$. Além disso, denota-se por $\phi(t, x_0, \mu_0)$ a solução de (3.5) com condição inicial x_0 , ou seja, $\phi(0, x_0, \mu_0) = x_0$.

Os teoremas e as definições a seguir são necessários para o entendimento desta seção

- **Teorema 1:** Um ponto de equilíbrio x_e é um ponto de equilíbrio estável no sentido de Lyapunov se dado $\epsilon > 0$ (suficientemente pequeno), existir $\delta > 0$ tal que $\|\phi(t, x_0, \mu_0) - x_e\| \leq \epsilon$ para $t \geq 0$ sempre que $\|x_0 - x_e\| \leq \delta$ ([BOYD et al., 1994](#)).
- **Teorema 2:** Um ponto de equilíbrio é instável se não for estável ([BOYD et al., 1994](#)).

- **Definição 1:** Uma órbita de $\dot{x} = f(x)$, $x \in X$ começando em um ponto x_0 é um subconjunto ordenado de X definido por

$$O(x_0) = \{x \in X | x = \phi(t, x_0), \forall t \in T\} \quad (3.6)$$

onde T é o intervalo de tempo no qual $\phi(t, x_0)$ é definida.

Como foi mencionado na seção anterior, S_μ sofre alterações estruturais em valores de bifurcações. Para definir alterações estruturais em sistemas dinâmicos, utiliza-se o conceito de equivalência topológica (KUZNETSOV, 2004)

Dados os dois objetos α e β , a relação entre estes dois objetos ($\alpha \sim \beta$) é considerada uma relação de equivalência se

- é reflexiva, ou seja, $(\alpha \sim \alpha)$;
- é simétrica, ou seja, $(\alpha \sim \beta) \Rightarrow (\beta \sim \alpha)$;
- é transitiva, ou seja, $(\alpha \sim \beta)$ e $(\beta \sim \gamma) \Rightarrow (\alpha \sim \gamma)$, onde γ é outro objeto.

A partir deste tipo de relação, é possível criar classes de objetos e afirmar que dois objetos (sistemas dinâmicos nesta pesquisa) são, de alguma forma, equivalentes (KUZNETSOV, 2004).

- **Definição 2:** Um homeomorfismo é uma função contínua e invertível cuja inversa também é contínua.
- **Definição 3:** Um sistema dinâmico $\dot{x} = f(x)$, $x \in \mathbb{R}^n$ é dito topologicamente equivalente ao sistema dinâmico $\dot{y} = g(y)$, $y \in \mathbb{R}^n$ se existe um homeomorfismo $h : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ que leva as órbitas do primeiro sistema dinâmico a órbitas do segundo, preservando a orientação no tempo.

A partir destas definições, é possível definir o conceito de estabilidade estrutural que indica se alterações do parâmetro μ de (3.5) também alteram localmente a estrutura das órbitas do sistema dinâmico.

- **Definição 4:** Considere o dinâmico dado por (3.5). Para um valor fixado do parâmetro μ em $\mu = \hat{\mu}$, o sistema $\dot{x} = f(x, \hat{\mu})$ é dito estruturalmente estável se existe $\epsilon > 0$ tal que $\dot{x} = f(x, \mu)$ é topologicamente equivalente a $\dot{x} = f(x, \hat{\mu})$ para todo μ satisfazendo $\|\mu - \hat{\mu}\| < \epsilon$ (HALE; KOÇAK, 1991).

Valores de μ que fazem com que o sistema dinâmico (3.5) deixe de ser estruturalmente estável são valores de bifurcação, ou seja, valores que causam alterações estruturais ou qualitativas na dinâmica do sistema.

3.2 Formas de Bifurcações

Esta seção irá descrever três bifurcações locais: Bifurcação Sela-Nó (BSN), Bifurcação de Hopf (BH) e Bifurcação Induzida por Limites (BIL). São os três tipos de bifurcações mais recorrentes num sistema de potência e por isso são comumente estudadas em análises de estabilidade ([CUTSEM; VOURNAS, 1998](#)).

As informações serão apresentadas através de equações simples a fim de facilitar o entendimento de cada bifurcação. No entanto, deve-se ter em mente que sistemas de potência apresentam um sistema algébrico-diferencial de elevada ordem e assim técnicas de redução devem ser utilizadas.

A subseção [3.2.1](#) apresenta os conceitos sobre a bifurcação Sela-Nó, a subseção [3.2.2](#) apresenta os conceitos sobre a bifurcação de Hopf e a subseção [3.2.3](#) apresenta os conceitos sobre a bifurcação Induzida por Limites. Além disso, cada seção apresenta uma revisão das principais técnicas para determinar cada bifurcação com relação à variação de um parâmetro.

3.2.1 Bifurcação Sela-Nó

Considere um sistema dinâmico dado pela seguinte equação diferencial

$$\dot{x} = \mu - x^2 \quad (3.7)$$

Avaliando as condições de equilíbrio do sistema através do procedimento $\mu - x^2 = 0$, é possível verificar que

- Quando $\mu > 0$, o sistema possui dois pontos de equilíbrio dados por $x_{e1,2} = \pm\sqrt{\mu}$. O ponto de equilíbrio negativo ($x_{e1} = -\sqrt{\mu}$) é instável como pode ser observado na Fig. [3](#). Isto também pode ser verificado através da linearização deste sistema no respectivo ponto de equilíbrio.
- Quando $\mu = 0$, o sistema dinâmico apresenta um único ponto de equilíbrio não hiperbólico, cuja instabilidade pode ser verificada através do retrato de fase da Fig. [4](#).
- Quando $\mu < 0$, o sistema não apresenta pontos de equilíbrio como pode ser verificado pelo retrato de fase da Fig. [5](#).

Tendo em vista o que foi exposto, verifica-se que na vizinhança de $\mu = 0$, o sistema dinâmico pode apresentar dois, um ou nenhum ponto de equilíbrio. Um sistema com n pontos de equilíbrio não pode ser topologicamente equivalente a um sistema que possua um

Figura 3: Retrato de Fase da Bifurcação Sela-Nó para $\mu > 0$.

Figura 4: Retrato de Fase da Bifurcação Sela-Nó para $\mu = 0$.

Figura 5: Retrato de Fase da Bifurcação Sela-Nó para $\mu < 0$.

número de equilíbrios diferentes. Assim, em $\mu = 0$ o sistema perde estabilidade estrutural e sofre uma bifurcação.

A ocorrência desta bifurcação pode ser interpretada da seguinte maneira. Conforme o parâmetro μ varia de positivo até assumir um valor negativo, dois pontos de equilíbrio hiperbólicos, um estável x_{es} e outro instável x_{eu} , se aproximam. Quando o parâmetro μ

atinge o valor de bifurcação, ou seja, $\mu = 0$, os pontos de equilíbrio se encontram e o ponto de equilíbrio resultante torna-se instável e não hiperbólico. Caso o parâmetro continue variando no mesmo sentido, este ponto de equilíbrio deixa de existir. A Fig. 6 mostra uma sequência de como os pontos de equilíbrio variam com μ .

Figura 6: Relação x versus μ – a linha sólida representa os pontos de equilíbrio estável e a linha tracejada os pontos de equilíbrio instável. Quando eles se coalescem tem-se a BSN representada pelo círculo cinza.

Em sistemas de ordem maior, o ponto de equilíbrio instável é uma sela enquanto o ponto de equilíbrio estável é um nó estável, justificando o nome da bifurcação. As Figs. 7, 8 e 9 apresentam o processo de uma bifurcação Sela-Nó em um sistema dinâmico de segunda ordem que consiste no encontro entre uma sela e um nó estável. Quando $\mu > 0$ há dois pontos de equilíbrio, um estável (sela) e um instável (nó), que coexistem, isto é representado na Fig. 7. Quando $\mu = 0$, Fig. 8, os dois equilíbrios coalescem resultando em um ponto de equilíbrio instável hiperbólico. Já quando $\mu < 0$, Fig. 9, o sistema não possui pontos de equilíbrio.

O teorema a seguir apresenta as condições necessárias para a ocorrência da bifurcação Sela-Nó ([GUCKENHEIMER; HOLMES, 1983](#))

Figura 7: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BSN quando $\mu > 0$ e dois pontos de equilíbrio.

Figura 8: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BSN quando $\mu = 0$ e dois ponto de equilíbrio.

Teorema 1: Seja $\dot{x} = f(x, \mu)$ um sistema de equações diferenciais em $\mathbb{R}^n$ dependendo do parâmetro $\mu \in \mathbb{R}$. Assuma, para $\mu = \hat{\mu}$, a existência de um equilíbrio x_e satisfazendo:

- **BSN-1:** $D_x f(x_e, \hat{\mu})$ ¹ tem um único autovalor nulo com autovetor à direita v e autovetor à esquerda w . $D_x f(x_e, \hat{\mu})$ possui k autovalores com parte real negativa e $(n - k - 1)$ autovalores com parte real positiva (contando multiplicidade).
- **BSN-2:** $w \cdot \left[\left(\frac{\partial f}{\partial \mu} \right) (x_e, \hat{\mu}) \right] \neq 0$
- **BSN-3:** $w \cdot [D_x^2 f(x_e, \hat{\mu})(v, v)] \neq 0$

Assim, há uma curva suave de equilíbrios em $\mathbb{R}^n \times \mathbb{R}$ passando por $(x_e, \hat{\mu})$ e tangente ao hiperplano $\mathbb{R}^n \times \{\hat{\mu}\}$ em $(x_e, \hat{\mu})$. Dependendo dos sinais de **BSN-2** e **BSN-3**, há um par

¹ $D_x f$ consiste na derivada de f em relação a um vetor de variáveis x

Figura 9: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BSN quando $\mu < 0$ e nenhum ponto de equilíbrio.

de equilíbrios próximos de $(x_e, \hat{\mu})$ para cada valor do parâmetro μ quando $\mu > \hat{\mu}$ ($\mu < \hat{\mu}$) ou não há equilíbrios próximos de $(x_e, \hat{\mu})$ quando $\mu < \hat{\mu}$ ($\mu > \hat{\mu}$). Os dois equilíbrios de $\dot{x} = f(x, \hat{\mu})$ próximos de $(x_e, \hat{\mu})$ são hiperbólicos e possuem variedades estáveis de dimensões k e $k + 1$, respectivamente. O conjunto de equações $\dot{x} = f(x, \hat{\mu})$ que satisfazem **BSN-1** a **BSN-3** é aberto e denso no espaço de famílias de campos vetoriais C^∞ de um parâmetro com equilíbrio em $(x_e, \hat{\mu})$ com um único autovalor nulo.

O teorema apresentado acima afirma que a bifurcação Sela-Nó é qualitativamente similar à função de equações (3.7) na direção do autovetor nulo, com comportamento hiperbólico nas outras direções. As hipóteses **BSN-2** e **BSN-3** garantem as condições de transversalidade e a dominância do termo quadrático (GUCKENHEIMER; HOLMES, 1983).

Sistemas elétricos de potência são exemplos de sistemas dinâmicos que podem assumir ordens elevadas e a bifurcação Sela-Nó está associada à perda de estabilidade do ponto de equilíbrio em que se opera, ou até mesmo à perda de equilíbrio em si. À medida que um parâmetro μ varia, usualmente o nível de carga do sistema segundo uma direção, apenas o ponto de equilíbrio estável é monitorado. No entanto, um ponto de equilíbrio instável pode estar se aproximando e, como já foi mencionado, à medida que os pontos de equilíbrio estável e instável se aproximam, o sistema de potência se aproxima da condição de ocorrência da bifurcação Sela-Nó.

A abordagem usual encontrada na literatura para a identificação desta bifurcação é baseada na análise das curvas PV (Potência ativa *versus* Tensão) e QV (Potência reativa *versus* Tensão) (CUTSEM; VOURNAS, 1998; AJJARAPU; CHRISTY, 1992). Se as cargas do sistema de potência são modeladas como PQ constantes, o “nariz” da curva PV coincide com a BSN, como mostrado na Figura 10. Nesta figura, V_{crit} representa a tensão crítica antes da instabilidade do sistema elétrico e P_{max} é o máximo carregamento

do sistema (considerado como parâmetro de variação).

Figura 10: Curva PV de uma barra do sistema de potência.

Outra abordagem para identificar uma BSN é o cálculo de autovalores do modelo linearizado do sistema de potência a fim de procurar por um autovalor puramente nulo, condição necessária para a ocorrência de uma bifurcação Sela-Nó (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Além disso, em estudos de bifurcação Sela-Nó, um conceito muito utilizado é a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) que é definida como a distância em p.u. ou MW entre o nível de carga nominal P_0 (condição de operação atual do sistema elétrico) e o nível de carga onde ocorre a bifurcação Sela-Nó (P_{BSN}) admitindo uma condição pre-especificada de direção de crescimento de carga do sistema.

$$MET = P_{BSN} - P_0 \quad (3.8)$$

e assim tal índice informa quão longe o sistema elétrico está da instabilidade provocada por uma BSN.

3.2.2 Bifurcação de Hopf

Bifurcações de Hopf já foram identificadas em diversos modelos de sistemas de potência, além de outros sistemas dinâmicos. Em sistemas de potência esta bifurcação está associada aos modos eletromecânicos que podem provocar oscilações não (ou mal) amortecidas que podem comprometer a integridade física do sistema de potência e levá-lo

à instabilidade. Considere o seguinte sistema na condição de ocorrência da bifurcação de Hopf.

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \alpha & -1 \\ 1 & \alpha \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} \pm (x_1^2 + x_2^2) \cdot \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} \quad (3.9)$$

ou na representação polar dada por

$$\dot{r} = r \cdot (\alpha \pm r^2) \quad (3.10)$$

$$\dot{\theta} = 1 \quad (3.11)$$

onde $r \geq 0$.

O sinal $\pm$ em (3.10) indica o tipo de bifurcação de Hopf e as órbitas no $\mathbb{R}^2$: supercrítica se o sinal for negativo (Figs. 11, 12 e 13) ou subcrítica se o sinal for positivo (Figs. 14, 15 e 16).

No caso supercrítico da equação (3.10), quando α é negativo, Fig. 11, a origem é um ponto de equilíbrio estável e hiperbólico. Quando α é nulo, Fig. 12, a origem continua sendo um ponto de equilíbrio estável mas não hiperbólico. Se α é positivo, Fig. 13, a origem torna-se um ponto de equilíbrio instável, mas um novo ponto de equilíbrio estável surge em $\sqrt{\alpha}$.

Quando $r > 0$ na equação (3.10), um ponto de equilíbrio equivale a um ciclo limite no sistema (3.9). Assim, para $\alpha < 0$, a origem é um foco estável do sistema (3.9) e um foco instável se $\alpha > 0$. Caso $\alpha = 0$, a origem continua sendo um foco estável mas de baixa atratividade (KUZNETSOV, 2004). Isto está relacionado com a origem se tornando um ponto de equilíbrio não hiperbólico no sistema (3.10). O ciclo limite, correspondente ao ponto de equilíbrio $\sqrt{\alpha}$, aparece no sistema (3.9) assim que a origem torna-se instável.

Figura 11: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH supercrítica quando $\alpha < 0$.

Figura 12: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH supercrítica quando $\alpha = 0$.

Figura 13: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH supercrítica quando $\alpha > 0$.

No caso subcrítico da equação (3.10), quando α é negativo, Fig. 14, e se aproxima de zero há um ciclo limite se aproximando do foco estável e reduzindo sua atratividade. Quando α é igual a zero, Fig. 15, a origem torna-se um ponto de equilíbrio não hiperbólico instável e, quando α é positivo, Fig. 16, a origem é um foco instável. Assim, o sistema encontrava-se em um ponto de equilíbrio estável que perde estabilidade e não há um ciclo limite atrativo nas vizinhanças para limitar a trajetória do sistema.

Figura 14: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH subcrítica quando $\alpha < 0$.

Figura 15: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH subcrítica quando $\alpha = 0$.

Em sistemas dinâmicos, a bifurcação de Hopf do tipo subcrítica é mais preocupante. No caso supercrítico, mesmo ocorrendo a perda de estabilidade, o sistema oscilará no ciclo limite por algum tempo e este tempo pode ser suficiente para tomar medidas que estabilizem o sistema (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Em sistemas de potência é usual fazer um estudo de bifurcações onde o parâmetro de estudo é o nível de carga do sistema, e assim identificar qual o valor deste parâmetro responsável em causar uma bifurcação. Já foi observado que a bifurcação de Hopf pode ocorrer antes que a máxima transferência de potência seja atingida, ou seja, a BH pode

Figura 16: Órbitas em $\mathbb{R}^2$ de uma BH subcrítica quando $\alpha > 0$.

ocorrer antes de uma bifurcação Sela-Nó (KWATNY; FISCHL; NWANKPA, 1995; ABED et al., 1993; AJJARAPU; LEE, 1992). Assim, para que o sistema opere de maneira segura, identificar o nível de carga onde ocorre a BH é tão importante quanto determinar quando ocorre a BSN.

Tendo isto em mente, um conjunto de abordagens foi apresentado na literatura a fim de identificar uma BH. Elas podem ser classificadas como diretas e indiretas. As abordagens indiretas procurar fazer o estudo de bifurcações através do cálculo de autovalores. Assim, para cada incremento de carga, o fluxo de potência é calculado, o modelo linearizado é atualizado e os autovalores são calculados. Este processo continua até ser encontrado um autovalor puramente imaginário, condição necessária para a ocorrência de uma BH (CANIZARES et al., 2004). Percebe-se que esta abordagem pode exigir um elevado esforço computacional. Abordagens diretas procuram identificar a bifurcação diretamente sem exigir múltiplos fluxos de potência e cálculos de autovalores (OLIVEIRA; ALBERTO; BRETAS, 2010). Estas abordagens frequentemente são rápidas em identificar a bifurcação.

3.2.3 Bifurcação Induzida por Limites

Um sistema pode apresentar instabilidade devido a uma bifurcação Induzida por Limites decorrente de alguma restrição imposta ao sistema. Em sistemas de potência é cada vez mais natural componentes operarem com certos limites de segurança ou decorrentes dos seus limites físicos. Um Regulador Automático de Tensão (ou em inglês, *Automatic Voltage Regulator*), por exemplo, controla a corrente de excitação da máquina a fim de regular a tensão desejada no terminal do gerador. Quando esta corrente de excitação atinge certos valores, ela é limitada para não danificar o gerador.

As abordagens que procuram identificar uma BIL costumam rotular cada barra do sistema como PQ (potências ativa e reativa constantes), PV (potência ativa e tensão na barra constantes) ou V θ (tensão e ângulo da barra constantes). À medida que o nível de

carga do sistema é aumentado, os limites reativos (Q_{lim}) dos geradores rotulados como PV ou $V\theta$ são verificados. Se o limite é atingido, o gerador passa a ser rotulado como barra PQ, uma representação típica das barras de carga (MONTICELLI, 1983). Assim, a matriz jacobiana é alterada e caso apresente um único autovalor zero, uma bifurcação induzida por limites foi atingida. No exemplo que foi citado acima, há uma relação entre a corrente de excitação e o limite de potência reativa dos geradores, e assim esta abordagem pode ser aplicada (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Na Fig. 17 estão representas duas curvas PV, em preto está a curva pré-limite onde o sistema de potência opera sem considerar os limites. Já a curva em cinza representa a curva pós-limite como se o gerador sempre injetasse a potência reativa máxima. No estudo de BILs, o sistema de potência opera até P_{max}^{BIL} sem atingir o limite de reativos. Quando o sistema está com o nível de carga igual a P_{max}^{BIL} , atinge-se o limite de reativo Q_{lim} e é incapaz de atender a incrementos de carga. O cruzamento entre as curvas dos sistemas no pré- e pós-limites se dá na parte inferior da curva PV do sistema pós-limite e assim causa instabilidade. Além disso, a estimativa da margem de estabilidade é reduzida de P_{max}^{BSN} para P_{max}^{BIL} .

Figura 17: Curva PV de uma barra do sistema de potência considerando limite de reativos nos geradores.

A abordagem descrita acima é muito utilizada em métodos de fluxo de potência continuado e, usualmente, apresenta um custo computacional elevado devido à dimensão do sistema e a lista de contingências a serem analisadas. Assim, pesquisas são constantemente realizadas a fim de determinar a BIL de maneira rápida. Em (NEVES; ALBERTO; CHIANG, 2020), por exemplo, os autores desenvolvem fundamentos de BIL causadas por violações dos limites de potência reativa dos geradores síncronos e fornecem um critério

para rápida detecção de uma BIL. Assim, um método é proposto para determinar a margem de carga devido a BSN e BIL.

4 PROCEDIMENTO UNIFICADO PROPOSTO PARA A DETERMINAÇÃO DA MARGEM DE SEGURANÇA DINÂMICA

Este capítulo apresenta a abordagem direta proposta nesta pesquisa de doutorado para a determinação da margem de segurança dinâmica do sistema de potência devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó. A abordagem proposta depende do modelo do sistema de potência apresentado no capítulo 2 com a direção de crescimento de carga representada como um vetor já descrito na seção 2.3. A abordagem caracteriza-se como direta pois não depende do cálculo sucessivo de fluxos de carga e de autovalores. Além disso, um procedimento de homotopia e uma ferramenta que lida com esparsidade de matrizes foram utilizados com o propósito de reduzir os tempos de convergência da abordagem proposta.

A seção 4.1 apresenta uma revisão da abordagem proposta em (SALIM, 2012) para identificar as margens de estabilidade devido a bifurcações e que será a base para o desenvolvimento da abordagem proposta nesta pesquisa. As seções 4.2 e 4.3 apresentam as definições de margens de segurança dinâmica utilizadas nesta proposta de pesquisa para as bifurcações Sela-Nó e de Hopf respectivamente. Além disso, o conceito de mapeamento do semi-plano esquerdo do plano complexo onde estão os autovalores do modelo linear na região de segurança também é apresentado. A abordagem unificada proposta para identificar a margem de segurança devido às duas bifurcações é apresentada na seção 4.4 incluindo o algoritmo completo de resolução em passa-a-passo e em fluxograma.

4.1 Revisão da Abordagem Direta Apresentada em (SALIM, 2012)

Esta abordagem apresenta um conjunto de equações para construir um sistema determinado de variáveis a se determinar e equações que represente o sistema de potência nas condições de operação onde ocorre uma bifurcação Sela-Nó ou uma bifurcação de Hopf. Como este sistema é baseado em um modelo completo e detalhado do sistema de potência, é possível incluir uma lista de contingências do sistema para ser analisada. Entretanto, para cada contingência haverá um sistema determinado de equações e variáveis. A abordagem escolhida para a resolução do sistema determinado foi o método de Newton (FRANCO, 2006) e um procedimento de homotopia foi utilizado a fim de fornecer melhores condições iniciais das variáveis do sistema e melhorar a convergência do método. Além disso, uma técnica que lida com matrizes esparsas também foi empregada, ela denomina-se RR(C)U (do inglês, *Row-wise Representation Complete and Unordered*) (PISSANETZKY Jr, 2006).

A fim do entendimento do método unificado ficar claro, a subseção 4.1.1 apresentará o conjunto de equações que definem a BH e a subseção 4.1.2, o conjunto que define uma BSN. Por fim, o método unificado é apresentado na subseção 4.1.3.

4.1.1 Abordagem Direta para Detecção e Predição de Bifurcações de Hopf

Um conjunto de equações foi proposto em (SALIM, 2012) a fim de representar o equilíbrio do sistema e o ponto de bifurcação de Hopf.

Considerando o sistema algébrico diferencial genérico definido por:

$$\dot{x} = f(x, y, \mu) \quad (4.1)$$

$$0 = g(x, y, \mu) \quad (4.2)$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$ é o vetor de estados dinâmicos, $y \in \mathbb{R}^m$ é o vetor de variáveis estáticas e $\mu \in \mathbb{R}$ é o carregamento do sistema de potência. A matriz jacobiana J pode ser obtida da seguinte forma

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Na condição de operação do sistema na bifurcação de Hopf, as seguintes equações devem ser satisfeitas

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.4)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.5)$$

que representam a condição de equilíbrio do sistema de potência.

Além disso, nesta condição de operação, o modelo linearizado J apresenta um par de autovalores puramente imaginários, $\lambda = \pm j\omega_0$. Trabalhando apenas com $\lambda = j\omega_0$, há um autovetor associado a este autovalor que pode ser definido de maneira genérica por

$$u = \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

e as seguintes equações devem ser obedecidas

$$J \cdot u = \lambda \cdot u \quad (4.7)$$

$$J \cdot \left\{ \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \right\} = j\omega_0 \cdot \left\{ \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \right\} \quad (4.8)$$

Separando as partes reais e imaginárias tem-se

$$J \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} = -\omega_0 \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$J \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = \omega_0 \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

No intuito de ter um conjunto de equações com o mesmo número de variáveis, ou seja, um sistema determinado, duas equações devem ser incluídas ao conjunto. Em (SALIM, 2012), duas equações baseadas no autovetor no ponto de bifurcação foram utilizadas

$$\begin{bmatrix} v_R^T & w_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_I^T & w_I^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 1 \quad (4.11)$$

$$\begin{bmatrix} v_R^T & w_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.12)$$

A equação (4.11) é uma normalização do autovetor u referente ao autovalor de interesse (MOORE; SPENCE, 1980). Conforme já apresentado em trabalhos preliminares, foi utilizado uma norma euclidiana com a restrição definida ($r = 1$) (AN et al., 2008; GUPTA; VARMA; SRIVASTAVA, 1998). Esta normalização garante que os autovetores calculados tenham magnitude igual a 1. A equação (4.12) é mais uma restrição aos autovetores de modo que a parte real e imaginária destes autovetores sejam ortogonais entre si.

Assim, as equações (4.13)-(4.18) apresentam o conjunto proposto em (SALIM, 2012) e incluem a condição necessária para a ocorrência de uma bifurcação de Hopf, isto é, o ponto de operação cuja matriz jacobiana apresenta um par de autovalores puramente imaginários.

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.13)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.14)$$

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + \omega_0 \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.15)$$

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} - \omega_0 \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.16)$$

$$\begin{bmatrix} v_R^T & w_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_I^T & w_I^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 1 \quad (4.17)$$

$$\begin{bmatrix} v_R^T & w_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.18)$$

onde as variáveis deste sistema determinado são

$$s_{BH} = \begin{bmatrix} x & y & \mu & v_R & v_I & w_R & w_I & \omega_0 \end{bmatrix}^T \quad (4.19)$$

A fim de resolver este conjunto de equações, pode-se utilizar qualquer técnica de resolução de sistemas lineares determinados. Nesta pesquisa, bem como a pesquisa apresentada em (SALIM, 2012), decidiu-se utilizar o método de Newton com um critério de parada de 0,01 (FRANCO, 2006).

4.1.2 Abordagem Direta para Detecção e Predição de Bifurcações Sela-Nó

O conjunto de equações proposto em (SALIM, 2012) que incluem a condição necessária para a ocorrência de uma bifurcação Sela-Nó está presente em (4.28)-(4.32). Nesta abordagem, o objetivo é procurar o carregamento onde o modelo linear apresenta um único autovalor nulo.

Na condição de operação do sistema na bifurcação Sela-Nó, as seguintes equações devem ser satisfeitas

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.20)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.21)$$

que representam a condição de equilíbrio do sistema de potência.

Além disso, nesta condição de operação, o modelo linearizado J apresenta um único autovalor puramente nulo, $\lambda = 0$ e há um autovetor associado a este autovalor que pode ser definido por

$$u = \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

e as seguintes equações devem ser obedecidas

$$J \cdot u = \lambda \cdot u \quad (4.23)$$

$$J \cdot \left\{ \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \right\} = 0 \cdot \left\{ \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} \right\} \quad (4.24)$$

Separando as partes reais e imaginárias tem-se

$$J \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} = 0 \quad (4.25)$$

$$J \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.26)$$

No intuito de ter um conjunto de equações com o mesmo número de variáveis, ou seja, um sistema determinado, uma equação deve ser incluída ao conjunto. Em (SALIM, 2012), uma equação baseada no autovetor no ponto de bifurcação Sela-Nó foi utilizada e é descrita por

$$\begin{bmatrix} v_R^T & w_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.27)$$

A equação (4.27) é mais uma restrição aos autovetores de modo que a parte real e imaginária destes autovetores sejam ortogonais entre si. Trata-se da mesma equação utilizada em (4.27) para se obter um sistema determinado que represente a condição de ocorrência de uma bifurcação de Hopf.

Assim, o conjunto de equações proposto em (SALIM, 2012) que define a condição de operação no ponto de BSN é dado por (4.28)-(4.32)

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.28)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.29)$$

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_R \\ w_R \end{bmatrix} = 0 \quad (4.30)$$

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.31)$$

$$\begin{bmatrix} v_R^T & w_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_I \\ w_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.32)$$

onde as variáveis do sistema são

$$s_{BSN} = \begin{bmatrix} x & y & \mu & v_R & v_I & w_R & w_I \end{bmatrix}^T \quad (4.33)$$

Novamente, tem-se um sistema linear determinado e o método de Newton ([FRANCO, 2006](#)) também pode ser aplicado para a sua resolução.

4.1.3 Abordagem Unificada para Determinação da Margem de Estabilidade devido a Bifurcações

A principal contribuição da tese apresentada em ([SALIM, 2012](#)) é fornecer um algoritmo que procura detectar, segundo um critério de crescimento de carga específico, qual bifurcação ocorre primeiro, BH ou BSN, e em qual carregamento (μ_{max}) isto ocorre.

Através dos conjuntos propostos de equações para a determinação das bifurcações de Hopf e Sela-Nó apresentados nas subseções anteriores, pode-se observar que há similaridades entre os conjuntos, e assim cálculos redundantes poderiam ser evitados. Assim, ([SALIM, 2012](#)) decidiu unificar a aplicação do método de Newton para os dois conjuntos de equações e quando o algoritmo converge para um dos conjuntos define-se a margem de estabilidade do sistema de potência.

A partir das condições iniciais das variáveis obtidas pelo fluxo de potência e por homotopia, o algoritmo proposto em ([SALIM, 2012](#)) aplica na primeira iteração o método de Newton no conjunto de equações da BH e, ainda na primeira iteração, resolve sem cálculos redundantes as equações da BSN. A cada iteração, o conjunto de variáveis de ambas os conjuntos de equações é avaliado com relação ao passo anterior a fim de verificar o processo de convergência. Se o erro encontrado atinge um valor estipulado, interrompe-se o algoritmo e o valor encontrado para a variável μ é o carregamento máximo do sistema de potência.

4.2 Margem de Segurança Dinâmica devido a Bifurcação Sela-Nó

Em operações em tempo real é desejável que o sistema elétrico opere com uma margem de segurança devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó a fim de evitar instabilidades em curto-prazo de carregamento do sistema.

No *Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudo elétricos* (ONS, *Procedimentos de Rede*, 2010), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) define que as margens de segurança de tensão para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente e em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta. Assim, é comum em análise estática de estabilidade de tensão devido à bifurcação Sela-Nó determinar o carregamento onde esta bifurcação ocorre e definir a margem de segurança como sendo 96% deste carregamento. A Figura 18 apresenta um exemplo ilustrativo deste procedimento onde é possível observar que o cálculo da margem de segurança devido a BSN é 96% do nível de potência onde ocorre esta bifurcação. Esta margem de segurança devido a BSN defini o carregamento máximo que atenda a meta de 4% definido pela ONS.

Figura 18: Região de segurança para a bifurcação Sela-Nó.

A partir da abordagem para determinação da BSN apresentada na subseção 4.1.2 e originária de (SALIM, 2012), é possível determinar o carregamento onde ocorre esta bifurcação (μ_{max}^{BSN}) e definir a margem de segurança dinâmica devido BSN (MSD-BSN) como sendo 96% deste carregamento

$$\text{MSD}_{BSN} = 0,96 \cdot \mu_{max}^{BSN} \quad (4.34)$$

Assim, nenhuma alteração da abordagem apresentada na subseção 4.1.2 e originária de (SALIM, 2012) é necessária, apenas a interpretação do resultado final.

4.3 Margem de Segurança Dinâmica devido a Bifurcação de Hopf

Em se tratando de margem de segurança dinâmica devido a bifurcação de Hopf, é desejável que todos os autovalores do sistema de potência linearizado tenham pelo menos 5% de amortecimento (ζ_0). Esta margem de 5% é altamente desejada em estudos de estabilidade a pequenas perturbações a fim de evitar que oscilações de baixa frequência e baixo amortecimento causem a instabilidade do sistema de potência (GOMES; MARTINS; PORTELA, 2003; BENTO; RAMOS; CASTOLDI, 2015). A Figura 19 apresenta esta região do plano complexo em cinza onde pode-se observar que ela é definida por um ângulo θ e pelo amortecimento ζ_0 .

Figura 19: Região de segurança para os autovalores do modelo linear.

A fim de garantir que todos os autovalores apresentem um amortecimento mínimo de ζ_0 pré-especificado, as teorias de controle utilizam a teoria de mapeamento do semi-plano esquerdo do plano complexo, onde estão os autovalores, na região de segurança. Esta teoria de mapeamento do semi-plano esquerdo do plano complexo é apresentada com maiores detalhes a seguir e diz que se uma matriz quadrada J tem um par de autovalores $\lambda = \sigma \pm j \cdot \omega_0$ ($\sigma \leq 0$) com amortecimento mínimo igual a $\zeta_0 = -\sigma / \sqrt{\sigma^2 + \omega_0^2}$ então a matriz aumentada definida como

$$\bar{J} = J \otimes \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J \cdot \sin(\theta) & J \cdot \cos(\theta) \\ -J \cdot \cos(\theta) & J \cdot \sin(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

onde $\theta = \arccos(\zeta_0)$ apresenta um par de autovalores igual a $\bar{\lambda} = \pm j \cdot \bar{\omega}_0$, ou seja, um par de autovalores puramente imaginários. Assim, é possível concluir que a busca pelo carregamento máximo (μ_{max}) onde ocorre a violação de taxa de amortecimento de ζ_0 no modelo linear J equivale a procurar pelo máximo carregamento ($\bar{\mu}_{max}^{BH}$) no modelo linear $\bar{J}$ pois ambas as matrizes apresentam um par de autovalores puramente imaginários. No entanto, o autovalor puramente imaginário encontrado no modelo linear $\bar{J}$ corresponde

ao autovalor de amortecimento ζ_0 no modelo linear J . Assim sendo, pode-se utilizar a abordagem direta apresentada em (SALIM, 2012) para determinação do carregamento onde ocorre a BH para identificar agora o carregamento onde aparece um autovalor com amortecimento pré-especificado desde que a matriz aumentada seja utilizada.

Deve-se mencionar aqui que a abordagem proposta em (SALIM, 2012) não pode ser utilizada para a determinação da região de segurança devido a BH pois esta região depende da identificação do autovalor que está no limite de amortecimento de ζ_0 que define a área em cinza da Figura 19 e esta restrição não está presente no conjunto de equações e não pode ser obtida de maneira simples após encontrar a BH.

O Teorema B.1 apresenta a teoria que foi utilizada para o desenvolvimento da metodologia de detecção da bifurcação de Hopf em (SALIM, 2012). Já os Teoremas B.2 e B.3 apresentam a teoria para incorporação do critério de amortecimento mínimo de 5% na metodologia apresentada em (SALIM, 2012). Ambos teoremas são apresentados em sequência.

4.3.1 Teorema B.1

Teorema B.1: Seja $A \in \mathbb{R}^n$, se A tenha n autovalores distintos e um único par de autovalores com parte real nula, ou seja, $\lambda = \pm j\omega_0$, então $\det(A \pm j\omega_0 I) = 0$

Prova: Toda matriz quadrada $A \in \mathbb{R}^n$ pode ser escrita na representação de blocos de Jordan através de uma transformação de similaridade como se segue

$$A = T^{-1}A_{jordan}T \quad (4.36)$$

onde T é a matriz de transformação e A_{jordan} é uma matriz em blocos de Jordan que pode ser representada como

$$A_{jordan} = \begin{bmatrix} A_{j1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & A_{ji} \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

A_{ji} apresenta cada autovalor de A em bloco de Jordan.

Se A tem um para de autovalores $\lambda = j\omega_0$ então um bloco de Jordan seria

$$A_{ji} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega_0 \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

então

$$\det(A_{ji} \pm j\omega_0 I) = \det \left(\begin{bmatrix} 0 & -\omega_0 \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \pm \begin{bmatrix} j\omega_0 & 0 \\ 0 & j\omega_0 \end{bmatrix} \right) \quad (4.39)$$

$$= \det \left(\begin{bmatrix} \pm j\omega_0 & -\omega_0 \\ \omega_0 & \pm j\omega_0 \end{bmatrix} \right) \quad (4.40)$$

$$= (\pm j\omega_0)^2 + (\omega_0)^2 \quad (4.41)$$

$$= (j)^2 (\omega_0)^2 + (\omega_0)^2 \quad (4.42)$$

$$= -(\omega_0)^2 + (\omega_0)^2 \quad (4.43)$$

$$= 0 \quad (4.44)$$

Assim,

$$A = T^{-1} A_{jordan} T \quad (4.45)$$

$$A \pm j\omega_0 I = T^{-1} A_{jordan} T \pm j\omega_0 I \quad (4.46)$$

$$\det(A \pm j\omega_0 I) = \det(T^{-1} A_{jordan} T \pm j\omega_0 I) \quad (4.47)$$

$$= \det(T^{-1} A_{jordan} T \pm j\omega_0 T^{-1} I T) \quad (4.48)$$

$$= \det(T^{-1} (A_{jordan} \pm j\omega_0 I) T) \quad (4.49)$$

$$= \det(T^{-1}) \det(A_{jordan} \pm j\omega_0 I) \det(T) \quad (4.50)$$

$$= \det(T^{-1}) \det(0) \det(T) \quad (4.51)$$

$$= 0 \quad (4.52)$$

4.3.2 Teorema B.2

Teorema B.2: Seja $A \in \mathbb{R}^n$ e $A_a \in \mathbb{R}^{2n}$ igual a

$$A_a = A \otimes \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A \sin(\theta) & A \cos(\theta) \\ -A \cos(\theta) & A \sin(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

onde $\theta = \cos^{-1}(\zeta)$ é o amortecimento de um autovalor e $\otimes$ é o produto de Kronecker. Se A tem um único par de autovalores $\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega$ tal que os ângulos $\theta_{1,2}$ sejam iguais ao valor θ na equação (4.53), ou seja, o autovalor tem o mesmo amortecimento definido por $\theta = \cos^{-1}(\zeta)$, então

$$\det(A_a \pm j\omega_a I) = 0 \quad (4.54)$$

onde $\omega_a = \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$.

Prova: Seja $\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega = -|r|\cos(\theta) \pm j|r|\sin(\theta)$ a representação em coordenadas polares ($r = \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$ e $\theta = \tan^{-1}(-\sigma/\omega)$, $0 \leq \omega \leq \pi/2$) dos dois autovalores da matriz A

que possuem o amortecimento definido por ζ e o ângulo $\theta = \cos^{-1}(\zeta)$. Além disso, será utilizado a seguinte propriedade do produto de Kronecker:

Propriedade: se C e D são matrizes quadradas de dimensões n e m respectivamente e $\lambda_1, \dots, \lambda_n$ os autovalores de C e $\mu_1, \dots, \mu_m$ os autovalores de D , então os autovalores de $C \otimes D$ são $\lambda_i \cdot \mu_j$, $i = 1, \dots, n$ e $j = 1, \dots, m$.

Assim, os autovalores da matriz aumentada

$$A_a = A \otimes \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

são

$$\lambda(A_a) = \lambda(A) \times \lambda \left(\begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \end{bmatrix} \right) \quad (4.56)$$

Então em $\lambda_{1,2} = -|r|\cos(\theta) \pm j|r|\text{sen}(\theta)$ (um dos autovalores de A) tem-se

$$\lambda_{1,2,3,4}(A_a) = \lambda_{1,2} \times [\text{sen}(\theta) \pm j\cos(\theta)] \quad (4.57)$$

$$= [-|r|\cos(\theta) \pm j|r|\text{sen}(\theta)] \times [\text{sen}(\theta) \pm j\cos(\theta)] \quad (4.58)$$

ou

$$\begin{cases} \lambda_1(A_a) = [-|r|\cos(\theta) - j|r|\text{sen}(\theta)] \times [\text{sen}(\theta) - j\cos(\theta)] \\ \lambda_2(A_a) = [-|r|\cos(\theta) - j|r|\text{sen}(\theta)] \times [\text{sen}(\theta) + j\cos(\theta)] \\ \lambda_3(A_a) = [-|r|\cos(\theta) + j|r|\text{sen}(\theta)] \times [\text{sen}(\theta) - j\cos(\theta)] \\ \lambda_4(A_a) = [-|r|\cos(\theta) + j|r|\text{sen}(\theta)] \times [\text{sen}(\theta) + j\cos(\theta)] \end{cases} \quad (4.59)$$

Os valores de $\lambda_{1,2,3,4}(A_a)$ são

$$\lambda_1(A_a) = [-|r|\cos(\theta) - j|r|\text{sen}(\theta)] \times [\text{sen}(\theta) - j\cos(\theta)] \quad (4.60)$$

$$= [-|r|\cos(\theta)\text{sen}(\theta) - |r|\cos(\theta)\text{sen}(\theta)] + j[-|r|\text{sen}(\theta)\text{sen}(\theta) + |r|\cos(\theta)\cos(\theta)] \quad (4.61)$$

$$= -2|r|\cos(\theta)\text{sen}(\theta) + j|r|[-\text{sen}^2(\theta) + \cos^2(\theta)] \quad (4.62)$$

$$= -|r|\text{sen}(2\theta) + j|r|[-1 + 2\cos^2(\theta)] \quad (4.63)$$

$$= -|r|\text{sen}(2\theta) + j|r|\cos(2\theta) \quad (4.64)$$

$$\lambda_2(A_a) = [-|r|\cos(\theta) - j|r|\sin(\theta)] \times [\sin(\theta) + j\cos(\theta)] \quad (4.65)$$

$$= [-|r|\cos(\theta)\sin(\theta) + |r|\cos(\theta)\sin(\theta)] + j[-|r|\sin(\theta)\sin(\theta) - |r|\cos(\theta)\cos(\theta)] \quad (4.66)$$

$$= 0 + j|r|[-\sin^2(\theta) - \cos^2(\theta)] \quad (4.67)$$

$$= -j|r| \quad (4.68)$$

$$\lambda_3(A_a) = [-|r|\cos(\theta) + j|r|\sin(\theta)] \times [\sin(\theta) - j\cos(\theta)] \quad (4.69)$$

$$= [-|r|\cos(\theta)\sin(\theta) + |r|\cos(\theta)\sin(\theta)] + j[|r|\sin(\theta)\sin(\theta) + |r|\cos(\theta)\cos(\theta)] \quad (4.70)$$

$$= 0 + j|r|[+\sin^2(\theta) + \cos^2(\theta)] \quad (4.71)$$

$$= j|r| \quad (4.72)$$

$$\lambda_4(A_a) = [-|r|\cos(\theta) + j|r|\sin(\theta)] \times [\sin(\theta) + j\cos(\theta)] \quad (4.73)$$

$$= [-|r|\cos(\theta)\sin(\theta) - |r|\cos(\theta)\sin(\theta)] + j[|r|\sin(\theta)\sin(\theta) - |r|\cos(\theta)\cos(\theta)] \quad (4.74)$$

$$= -2|r|\cos(\theta)\sin(\theta) + j|r|[\sin^2(\theta) - \cos^2(\theta)] \quad (4.75)$$

$$= -|r|\sin(2\theta) + j|r|[1 - 2\cos^2(\theta)] \quad (4.76)$$

$$= -|r|\sin(2\theta) + j|r|[-\cos(2\theta)] \quad (4.77)$$

$$= -|r|\sin(2\theta) - j|r|\cos(2\theta) \quad (4.78)$$

Assim, se a matriz A_a for representada em blocos de Jordan, um dos blocos referentes aos autovalores $\lambda_{1,2,3,4}(A_a)$ será

$$A_{aji} = \begin{bmatrix} 0 & -|r| & 0 & 0 \\ |r| & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -|r|\sin(2\theta) & -|r|\cos(2\theta) \\ 0 & 0 & |r|\cos(2\theta) & -|r|\sin(2\theta) \end{bmatrix} \quad (4.79)$$

Portanto,

$$\det(A_{ji} \pm j|r|I) = \det \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} 0 & -|r| & 0 & 0 \\ |r| & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -|r|\sin(2\theta) & -|r|\cos(2\theta) \\ 0 & 0 & |r|\cos(2\theta) & -|r|\sin(2\theta) \end{bmatrix} \end{pmatrix} \quad (4.80)$$

$$\pm \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} j|r| & 0 & 0 & 0 \\ 0 & j|r| & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j|r| & 0 \\ 0 & 0 & 0 & j|r| \end{bmatrix} \end{pmatrix} \quad (4.81)$$

$$= \det \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} \pm j|r| & -|r| & 0 & 0 \\ |r| & \pm j|r| & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \pm j|r| - |r|\sin(2\theta) & -|r|\cos(2\theta) \\ 0 & 0 & |r|\cos(2\theta) & \pm j|r| - |r|\sin(2\theta) \end{bmatrix} \end{pmatrix} \quad (4.82)$$

$$= 0 \quad (4.83)$$

pois os pares de colunas

$$\begin{bmatrix} +j|r| & -|r| \\ |r| & +j|r| \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \begin{bmatrix} -j|r| & -|r| \\ |r| & -j|r| \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.84)$$

são linearmente dependentes pelo fator j e $-j$ respectivamente.

Assim,

$$A_a = T^{-1}A_{ajordan}T \quad (4.85)$$

$$A_a \pm j|r|I = T^{-1}A_{ajordan}T \pm j|r|I \quad (4.86)$$

$$\det(A_a \pm j|r|I) = \det(T^{-1}A_{ajordan}T \pm j|r|I) \quad (4.87)$$

$$= \det(T^{-1}A_{ajordan}T \pm j|r|T^{-1}IT) \quad (4.88)$$

$$= \det(T^{-1}(A_{ajordan} \pm j|r|I)T) \quad (4.89)$$

$$= \det(T^{-1})\det(A_{ajordan} \pm j|r|I)\det(T) \quad (4.90)$$

$$= \det(T^{-1})\det(0)\det(T) \quad (4.91)$$

$$= 0 \quad (4.92)$$

Então $\det(A_a \pm j|r|I) = 0$.

4.3.3 Teorema B.3

Teorema B.3: Seja $A \in \mathbb{R}^n$ e $A_a \in \mathbb{R}^{2n}$ igual a

$$A_a = A \otimes \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A\text{sen}(\theta) & A\cos(\theta) \\ -A\cos(\theta) & A\text{sen}(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.93)$$

onde $\theta = \cos^{-1}(\zeta)$ é o amortecimento de um autovalor e $\otimes$ é o produto de Kronecker. Se A_a tem um único par de autovalores puramente imaginários $\lambda_{1,2}(A_a) = \pm j|r|$ e um par de autovalores $\lambda_{3,4}(A_a) = -|r|\text{sen}(2\theta) \pm j|r|\cos(2\theta)$ então a matriz A apresenta um par de autovalores $\lambda_{1,2}(A) = \sigma \pm j\omega = -|r|\cos(\phi) \pm j|r|\text{sen}(\phi)$ com taxa de amortecimento igual a $\zeta = \cos(\theta)$.

Prova: Seja $\lambda_{1,2}(A) = \sigma \pm j\omega = -|r|\cos(\phi) \pm j|r|\text{sen}(\phi)$ os autovalores da matriz A e $\lambda_{1,2}(A_a) = 0 \pm j|r_a|\omega_a$ e $\lambda_{3,4}(A_a) = |r_b|\text{sen}(\phi_b) \pm j|r_b|\cos(\phi_b)$ os autovalores da matriz A_a , então os autovalores da matriz aumentada

$$A_a = A \otimes \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.94)$$

são

$$\lambda(A_a) = \lambda(A) \times \lambda \left(\begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \end{bmatrix} \right) \quad (4.95)$$

$$\lambda_{1,2,3,4}(A_a) = \lambda_{1,2} \times [\text{sen}(\theta) \pm j\cos(\theta)] \quad (4.96)$$

$$= [-|r|\cos(\phi) \pm j|r|\text{sen}(\phi)] \times [\text{sen}(\theta) \pm j\cos(\theta)] \quad (4.97)$$

ou

$$\begin{cases} \lambda_1(A_a) = [-|r|\cos(\phi) + j|r|\text{sen}(\phi)] \times [\text{sen}(\theta) - j\cos(\theta)] \\ \lambda_2(A_a) = [-|r|\cos(\phi) - j|r|\text{sen}(\phi)] \times [\text{sen}(\theta) + j\cos(\theta)] \\ \lambda_3(A_a) = [-|r|\cos(\phi) - j|r|\text{sen}(\phi)] \times [\text{sen}(\theta) - j\cos(\theta)] \\ \lambda_4(A_a) = [-|r|\cos(\phi) + j|r|\text{sen}(\phi)] \times [\text{sen}(\theta) + j\cos(\theta)] \end{cases} \quad (4.98)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda_1(A_a) = [-|r|\cos(\phi)\sen(\theta) + |r|\sen(\phi)\cos(\theta)] \\ \quad -j[-|r|\cos(\phi)\cos(\theta) - |r|\sen(\phi)\sen(\theta)] \\ \quad = |r|\sen(\phi - \theta) + j|r|\cos(\phi - \theta) \\ \lambda_2(A_a) = [-|r|\cos(\phi)\sen(\theta) + |r|\sen(\phi)\cos(\theta)] \\ \quad +j[-|r|\cos(\phi)\cos(\theta) - |r|\sen(\phi)\sen(\theta)] \\ \quad = |r|\sen(\phi - \theta) - j|r|\cos(\phi - \theta) \\ \lambda_3(A_a) = [-|r|\cos(\phi)\sen(\theta) - |r|\sen(\phi)\cos(\theta)] \\ \quad +j[|r|\cos(\phi)\cos(\theta) - |r|\sen(\phi)\sen(\theta)] \\ \quad = -|r|\sen(\phi + \theta) + j|r|\cos(\phi + \theta) \\ \lambda_4(A_a) = [-|r|\cos(\phi)\sen(\theta) - |r|\sen(\phi)\cos(\theta)] \\ \quad -j[|r|\cos(\phi)\cos(\theta) - |r|\sen(\phi)\sen(\theta)] \\ \quad = -|r|\sen(\phi + \theta) - j|r|\cos(\phi + \theta) \end{array} \right. \quad (4.99)$$

Como $\lambda_{1,2}(A_a) = 0 \pm j\omega_a$, então

$$j|r_a| = |r|\sen(\phi - \theta) + j|r|\cos(\phi - \theta) \quad (4.100)$$

$$-j|r_a| = |r|\sen(\phi - \theta) - j|r|\cos(\phi - \theta) \quad (4.101)$$

$$(4.102)$$

e assim

$$\phi = \theta \quad (4.103)$$

$$|r| = |r_a| \quad (4.104)$$

Como $\lambda_{3,4}(A_a) = |r_b|\cos(\phi_b) \pm j|r_b|\sen(\phi_b)$, então

$$-|r_b|\sen(\phi_b) + j|r_b|\cos(\phi_b) = -|r|\sen(\phi + \theta) + j|r|\cos(\phi + \theta) \quad (4.105)$$

$$-|r_b|\sen(\phi_b) - j|r_b|\cos(\phi_b) = -|r|\sen(\phi + \theta) - j|r|\cos(\phi + \theta) \quad (4.106)$$

$$(4.107)$$

e assim

$$|r_b| = |r| = r_a \quad (4.108)$$

$$\phi_b = \phi + \theta = 2\theta \quad (4.109)$$

Assim, caso os autovalores da matriz aumentada A_a sejam $\lambda_{1,2}(A_a) = \pm j|r|$ e $\lambda_{3,4}(A_a) = -|r|\sin(2\theta) \pm j|r|\cos(2\theta)$, onde o ângulo θ define o limite de taxa de amortecimento da região definida na Figura 19, então os autovalores da matriz A são $\lambda_{1,2}(A) = \sigma \pm j\omega = -|r|\cos(\phi) \pm j|r|\sin(\phi)$ com taxa de amortecimento igual ao limite definido pelo ângulo θ .

Este teorema fornece requisitos de que o emprego da matriz aumentada (A_a) a fim de identificar seus autovalores puramente imaginários levam à presença de autovalores na matriz A com taxa de amortecimento igual ao limite definido pelo ângulo θ da região que definiu a matriz aumentada.

4.3.4 Sistema Determinado considerando a Margem de Segurança Dinâmica devido a Bifurcação de Hopf

O conjunto de equações que define a bifurcação de Hopf pode ser modificado a fim de incorporar a matriz aumentada. O novo conjunto de equações está apresentado em (4.110)-(4.115)

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.110)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.111)$$

$$\bar{J} \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ \bar{w}_R \end{bmatrix} + \bar{\omega}_0 \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.112)$$

$$\bar{J} \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} - \bar{\omega}_0 \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.113)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_R^T & \bar{w}_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ \bar{w}_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{v}_I^T & \bar{w}_I^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} = 1 \quad (4.114)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_R^T & \bar{w}_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.115)$$

Portanto, a margem de segurança dinâmica devido a bifurcação de Hopf (MSD-BH) pode ser definida como

$$\text{MSD}_{\text{BH}} = \bar{\mu}_{\max}^{BH} \quad (4.116)$$

onde $\theta = \arccos(0,05)$.

É importante levar em consideração que a matriz aumentada também pode ser utilizada para determinar a bifurcação Sela-Nó já que a presença de um autovalor puramente nulo em J também vai ser encontrado em $\bar{J}$, e assim um método unificado também pode ser utilizado para identificar ambas margens de segurança, devido a BSN e BH.

4.4 Abordagem Unificada Proposta

A abordagem unificada proposta é apresentada da seguinte maneira: a seção 4.4.1 apresenta o conjunto de equações do sistema determinado que define o sistema de potência na região de segurança devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó, seção 4.4.2 apresenta o método de resolução empregado para solucionar o sistema determinado de equações e variáveis incluindo as ferramentas necessárias para agilizar o processo de convergência e, por fim, a seção 4.4.3 apresenta o algoritmo completo em passo-a-passo e em fluxograma para determinar a margem de segurança do sistema.

4.4.1 Conjunto Completo de Equações

Tendo em vista o que foi definido e apresentado na subseção anterior, é possível definir um conjunto de equações que represente o sistema de potência na região de segurança dinâmica devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó. Assim, a convergência dos sistema determinado de equações e variáveis fornece indicativos de qual será o nível de carga onde o sistema de potência está no limite da região de segurança dinâmica e para qual das bifurcações isto ocorreu.

O conjunto completo de equações que definem a região de segurança devido a bifurcação de Hopf é dado pelo seguinte sistema determinado ($F^{BH}(s^{BH}) = 0$)

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.117)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.118)$$

$$\bar{J} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ \bar{w}_R \end{bmatrix} + \bar{\omega}_0 \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.119)$$

$$\bar{J} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} - \bar{\omega}_0 \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ 0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.120)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_R^T & \bar{w}_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ \bar{w}_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{v}_I^T & \bar{w}_I^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} - 1 = 0 \quad (4.121)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_R^T & \bar{w}_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.122)$$

onde

$$\bar{J} = J \otimes \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J \cdot \sin(\theta) & J \cdot \cos(\theta) \\ -J \cdot \cos(\theta) & J \cdot \sin(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.123)$$

e o vetor de variáveis s^{BH} é dado por

$$s^{BH} = \begin{bmatrix} x & y & \mu & \bar{v}_R & \bar{v}_I & \bar{w}_R & \bar{w}_I & \bar{\omega}_0 \end{bmatrix} \quad (4.124)$$

e a principal variável a se determinar é μ que corresponderá ao nível de carga correspondente à bifurcação de Hopf.

O conjunto completo de equações que definem a região de segurança devido à bifurcação Sela-Nó é dado pelo seguinte sistema determinado ($F^{BSN}(s^{BSN}) = 0$)

$$f(x, y, \mu) = 0 \quad (4.125)$$

$$g(x, y, \mu) = 0 \quad (4.126)$$

$$\bar{J} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_R \\ \bar{w}_R \end{bmatrix} = 0 \quad (4.127)$$

$$\bar{J} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.128)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_R^T & \bar{w}_R^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{v}_I \\ \bar{w}_I \end{bmatrix} = 0 \quad (4.129)$$

onde o vetor de variáveis s^{BSN} é dado por

$$s^{BSN} = \begin{bmatrix} x & y & \mu & \bar{v}_R & \bar{v}_I & \bar{w}_R & \bar{w}_I \end{bmatrix} \quad (4.130)$$

É possível observar do conjunto de equações (4.125)-(4.129) que foi utilizado a matriz aumentada $\bar{J}$ para região de segurança que define uma BSN. Como foi mencionado na seção 4.3, a presença de um autovalor puramente nulo na matriz jacobiana J também estará presente na matriz aumentada $\bar{J}$, e assim ambas poderiam ser utilizadas. No entanto, para se encontrar o nível de carga no limite da região de segurança devido a BH, é necessário utilizar a matriz aumentada $\bar{J}$. Além disso, pode-se observar a similaridade entre os dois conjuntos de equações (4.117)-(4.122) e (4.125)-(4.129), e assim um esquema de resolução dos dois conjuntos poderia ser elaborado de maneira a evitar cálculos redundantes e agilizar o processo de resolução dos sistemas determinados.

4.4.2 Método de Resolução Empregado para o Conjunto de Equações

Para definir as margens de segurança do sistema de potência, é necessário resolver o sistema determinado de equações e variáveis apresentado na seção anterior, e assim encontrar o valor da variável μ que define o nível de carga do sistema no limite da região de segurança.

Nesta pesquisa decidiu-se utilizar o método de Newton para a resolução deste conjunto de equações (DEUFLHARD, 2011; FRANCO, 2006). Este método foi desenvolvido por Isaac Newton e Joseph Raphson e tem o objetivo de encontrar uma solução de uma função. Em uma explicação sucinta, este método é um processo iterativo onde a partir de uma condição inicial, uma melhor aproximação é alcançada através do cálculo da derivada parcial da função nesta condição inicial (DEUFLHARD, 2011; FRANCO, 2006).

Seja $f(x) = 0$ um sistema de equações, onde $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ é uma função e $x = \begin{bmatrix} x_1 & \cdots & x_n \end{bmatrix}^T$, um vetor de n variáveis.

$$x^{k+1} = x^k - \frac{f(x^k)}{f'(x^k)} \quad (4.131)$$

onde $k \in \mathbb{N}$ e representa a k -ésima iteração, f' representa a derivada parcial da função f com relação a cada variável do vetor x no valor x^k . É possível observar de (4.131) que o algoritmo iterativo necessita de uma condição inicial x^0 quando $k = 0$. A convergência do método ocorre quando a diferença absoluta máxima entre duas soluções consecutivas atinge um determinado valor ϵ bem pequeno (geralmente em 0,01), ou seja, $|x^{k+1} - x^k| < \epsilon$.

A aplicação do método de Newton procura uma solução para os conjuntos de equações definidos na seção 4.4.1, e assim determinar os níveis de carga nos limites das regiões de segurança dinâmica do sistema. Esta abordagem pode ser caracterizada como direta pois procura determinar o nível de carga sem calcular sucessivos fluxos de carga e/ou cálculos de autovalores.

A convergência em poucas iterações do método de Newton é altamente dependente das condições iniciais impostas às variáveis do sistema de equações. Tendo em vista que esta pesquisa visa encontrar uma solução deste conjunto de equações em um número reduzido de iterações pois assim o tempo de convergência também é reduzido, foi utilizado um procedimento matemático de homotopia presente em (AJJARAPU, 2007) e cujos detalhes são dados no Apêndice B. De maneira sucinta, o procedimento de homotopia procura uma solução simples e conhecida de um problema e assim define um caminho entre esta solução e o problema a ser resolvido (AJJARAPU, 2007).

Além do procedimento de homotopia, uma ferramenta que lida com matrizes esparsas foi utilizada. Esta ferramenta está presente no *software* MatLab (MathWorks, Inc, 2016) com o nome de *sparse* e os detalhes de sua implementação são dados em (GILBERT; MOLER; SCHREIBER, 1992). Ela procura identificar somente os elementos diferentes de zero de uma matriz e reserva um espaço na memória somente para elas. Durante o processo de resolução que utilizam estas matrizes, cálculos são simplificados e reduzem significativamente o tempo de resolução.

A próxima seção apresenta o algoritmo completo para identificar a margem de segurança dinâmica do sistema de potência devido a bifurcações.

4.4.3 Algoritmo Proposto

Tendo em mente a definição de margem de segurança dinâmica apresentada nas seções anteriores, deve-se notar que para calcular a MSD_{BSN} é necessário primeiro determinar a BSN. A partir disso, define-se a MSD_{BSN} como sendo 96% do carregamento onde a BSN ocorre. No entanto, a MSD_{BH} é obtida diretamente utilizando a matriz aumentada. Assim, caso a convergência do método de Newton ocorra primeiro para o conjunto de equações que definem a bifurcação de Hopf, deve-se ainda assim obter a MSD_{BSN} pois a estimativa da margem de carregamento pode ser reduzida. Entretanto, caso a MSD_{BSN} seja obtida primeiro não é necessário calcular a MSD_{BH} pois ela se existir vai ser para um carregamento superior à MSD_{BSN} .

A Figura 20 apresenta um fluxograma do algoritmo completo para a determinação da margem de segurança dinâmica de um sistema de potência considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó, e pode ser descrito pelos seguintes passos:

- **Dados do Sistema:** leitura dos dados de parâmetros do sistema de potência que não sofrem modificação como impedância das linhas de transmissão, reatâncias transitórias de eixo direto e em quadratura dos geradores, constantes de inércia dos geradores, dentre outros parâmetros.
- **Cálculo do Fluxo de Potência:** determinar uma condição de equilíbrio do sistema elétrico de potência, e assim determinar valores iniciais para as variáveis algébricas do sistema de potência.
- **Cálculo das Condições Iniciais:** utilização do procedimento de homotopia (vide Apêndice B) para determinar condições iniciais para as variáveis dinâmicas do sistema.
- **Formulação de Newton:** formulação das matrizes para a aplicação do método de Newton. Os conjuntos de equações que incluem a matriz aumentada e definem as bifurcações Sela-Nó e de Hopf são empregadas nesta formulação. A partir das condições iniciais das variáveis do sistema de equações, o algoritmo iterativo de Newton se inicia e a cada iteração é avaliado o erro absoluto máximo entre as variáveis das duas últimas iterações com um erro mínimo estipulado (ϵ) como condição de parada do algoritmo. Nesta pesquisa foi adotado $\epsilon = 0,01$.
- **Convergiu ?:** verifica se um dos conjuntos de equações convergiu após a aplicação do método de Newton. Se não houve convergência do método, deve-se calcular novas condições iniciais para as variáveis do sistema determinado. Se houve convergência, o próximo passo é verificar qual conjunto de equações dos sistemas determinados foi satisfeito.

- **Equações Somente da BSN?:** se a convergência do método de Newton ocorreu somente para o conjunto de equações que definem a BSN, então obtém-se a margem de segurança dinâmica do sistema devido a BSN como 96% do nível de carga (μ) obtido na convergência e finaliza o algoritmo pois já foi encontrado uma bifurcação no sistema de potência. Caso a convergência ocorra para o conjunto de equações que definem o sistema na região de segurança devido a BH, então obtém-se a margem de segurança dinâmica devido a BH como o nível de carregamento (μ) encontrado com a convergência do algoritmo. No entanto, caso isto ocorra, ainda deve-se determinar a margem de segurança devido a BSN pois a margem de segurança devido a esta bifurcação pode ser menor que a obtida para a BH.
- **Ambas margens definidas?:** verifica-se se ambas as margens de segurança devido a bifurcações foram obtidas caso a MSD_{BH} tenha sido obtida primeiro. Enquanto não se obter MSD_{BSN} , o algoritmo continua pois a margem de segurança pode ser reduzida.

Ao final do algoritmo, caso tenha-se obtido as margens de carregamento na região de segurança dinâmica devido às duas bifurcações, a margem de segurança do sistema de potência (MSD) será definida como o menor valor entre elas.

$$MSD = \min(MSD_{BH}, MSD_{BSN}) \quad (4.132)$$

Caso deseja-se avaliar uma lista de contingência no sistema de potência como desconexão de linhas de transmissão, deve-se aplicar o algoritmo desde o começo para cada contingência listada. Convém mencionar que em tal procedimento de avaliação de contingências é possível paralelizar o algoritmo direto proposto reduzindo-se, assim, o tempo total de obtenção de resultados da avaliação da lista de contingências. Ao final pode-se fornecer uma lista com as margens de segurança em ordem decrescente. Além disso, é possível determinar a margem de estabilidade somente para uma topologia do sistema pois possíveis alterações de topologia alteram a matriz jacobina que é parâmetro do sistema determinando de equações e variáveis de ambas bifurcações.

A abordagem unificada proposta nesta seção é capaz de determinar a margem de estabilidade do sistema na região de segurança dinâmica somente para uma representação de direção de crescimento de carga por vez. No entanto, sistemas elétricos de potência estão sujeitos a incertezas operativas que podem provocar alterações na direção de crescimento de carga do sistema. Resultados preliminares apresentados em (BENTO; RAMOS, 2018) mostraram que diferentes direções de crescimento de carga podem fornecer variações consideráveis de margem de estabilidade do sistema. Assim, é necessário identificar qual é a direção de crescimento de carga do sistema elétrico de potência de maneira a determinar a margem de estabilidade adequada do real perfil do sistema. Tendo isto em mente, o

Figura 20: Fluxograma do algoritmo completo para a determinação da margem de segurança dinâmica de um sistema de potência.

próximo capítulo apresenta o procedimento proposto nesta pesquisa de doutorado para monitorar e atualizar a margem de estabilidade do sistema utilizando medições fasoriais coletadas por PMUs admitindo alterações na direção de crescimento de carga do sistema elétrico. A Figura 21 ilustra o objetivo da proposta de pesquisa, onde o método direto para determinar a margem de estabilidade do sistema devido às bifurcações na região de

segurança dinâmica corresponde ao último bloco precedido pelas etapas de monitoramento e atualização que serão descritas no próximo capítulo.

Figura 21: Sistema Proposto para o Monitoramento e Atualização da Margem de Estabilidade de Sistemas de Potência devido às Bifurcações de Hopf e Sela-Nó.

5 PROCEDIMENTO PROPOSTO PARA O MONITORAMENTO E ATUALIZAÇÃO DA MARGEM DE SEGURANÇA DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

O procedimento unificado proposto para monitorar e atualizar a margem de carga do sistema elétrico de potência na região de segurança dinâmica considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó é apresentado neste capítulo. Primeiramente é introduzido o procedimento de monitoramento na seção 5.1 cujo intuito é avaliar através de grandezas elétricas adquiridas pelos PMUs se a margem de carga prevista está coerente com o perfil atual de crescimento de carga do sistema. O procedimento de atualização da margem de carga do sistema é apresentado na seção 5.2 cujo objetivo principal é identificar a nova direção de crescimento de carga do sistema que se adeque aos dados adquiridos de PMUs da área de monitoramento definida pela abordagem na seção 5.1 e às restrições do conjunto de equações que definem o modelo do sistema de potência. Após a estimativa da direção de crescimento de carga, deve-se calcular a nova margem de carga do sistema na região de segurança através da abordagem do capítulo 4.

5.1 Procedimento de Monitoramento da Margem de Segurança Dinâmica

Os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada são compostos por PMUs capazes de medir e calcular as seguintes grandezas elétricas quando estão conectados a determinadas barras do sistema: (i) tensão absoluta na barra conectada, (ii) ângulo de fase de tensão na barra conectada, (iii) fluxo de potência ativa na linhas de transmissão que estão conectadas à barra, (iv) fluxo de potência reativa na linhas de transmissão que estão conectadas à barra, (v) potência ativa gerada na barra conectada, (vi) potência reativa gerada na barra conectada, (vii) potência ativa da carga na barra conectada, (viii) potência reativa da carga na barra conectada, (ix) corrente absoluta nos circuitos que conectam à barra onde há um PMU e (x) ângulo da corrente nos circuitos que conectam à barra onde há um PMU (IEEE, 2006; MARTIN et al., 2008). A cada segundo, 60 amostras deste dados são coletados pelos PMUs com sincronia no tempo proporcionada por GPSs (LI et al., 2010; SAUER; PAI; CHOW, 2017). Esta taxa de amostragem pode ser alterada em função da tecnologia empregada para a construção das unidades de medição fasorial sincronizada.

Tendo em vista a possibilidade de aplicações deste dados de PMUs no monitoramento em tempo real dos sistemas de potência, muitas abordagens foram propostas ao longo das últimas décadas para a alocação de PMUs a fim de garantir a observabilidade do sistema para um determinado propósito (GOU, 2008; AMINIFAR et al., 2010; DUA et al., 2008; MANOUSAKIS; KORRES; GEORGILAKIS, 2012). Assim sendo, foi desenvolvido um algoritmo de seleção de PMUs com propósito de monitoramento da margem de carga do sistema de potência considerando um conjunto de direções de crescimento de carga e

pontos de operação do sistema elétrico. Convém ressaltar que nesta pesquisa será considerado que o sistema apresenta um conjunto elevado de barras com PMUs já instalados e, assim, não há custo de associado à instalação do medidor. O objetivo será selecionar quais PMUs já instalados serão utilizados para o procedimento de monitoramento proposto neste doutorado.

O princípio de seleção será descrito a seguir. Considere um sistema de potência com N_b barras, a Fig. 22 apresenta as respectivas curvas PV para uma determinada barra do sistema (k) para uma mesma condição de operação e duas diferentes direções de crescimento de carga (D_1, D_2). É possível observar que diferentes direções de crescimento de carga podem fornecer diferentes pontos de máximo carregamento (M_1, M_2) considerando somente a bifurcação Sela-Nó e não é difícil concluir que diferentes margens devido à BH também podem ocorrer. Assim, pode-se determinar o pior cenário que nada mais é que a menor margem de carga do sistema para um determinado ponto de operação admitindo um conjunto de direções de crescimento de carga. Este pior cenário terá sua respectiva curva PV.

Figura 22: Curvas PV para uma determinada barra do sistema para uma mesma condição de operação e duas diferentes direções de crescimento de carga.

Agora, considere a Fig. 23 onde as curvas PV para os piores cenários para uma determinada barra do sistema estão representadas para dois pontos de operação. É possível observar que diferentes magnitudes de tensão (V_k) podem levar a diferentes margens de carga do sistema (M_1, M_2). Assim, se consideramos um conjunto maior de pontos de operação do sistema e suas respectivas curvas PV do pior cenário, podem existir faixas de valores de tensão de determinadas barras que estão relacionadas com determinadas faixas

de margens de carga do sistema.

Figura 23: Curvas PV para uma determinada barra do sistema duas diferentes condições de operação e direções de crescimento de carga.

O princípio é determinar quais barras cuja combinação de faixas de valores de magnitude de tensão estão associadas com determinadas faixas de margem de carga do sistema considerando um conjunto de direções de crescimento de carga. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Brasil recomenda uma Margem de Estabilidade de Tensão de 4% para operação em tempo real e 7% para planejamento de operação (ONS, [Procedimentos de Rede](#), 2010). Se esta margem estiver abaixo de 4%, medidas corretivas devem ser tomadas a fim de aumentar esta margem. Assim, cinco faixas de Margem de Estabilidade foram definidas para o monitoramento: $M_1 \in [0; 0,04)$, $M_2 \in [0,04; 0,05)$, $M_3 \in [0,05; 0,06)$, $M_4 \in [0,06; 0,07)$ e $M_5 \in [0,07; \infty)$ e o objetivo é identificar com as medidas de magnitudes de tensão de um conjunto definido de barras qual é a faixa de margem de estabilidade do sistema. É importante mencionar que estas cinco faixas podem ser aumentadas de acordo com a necessidade do operador do sistema. Escolheu-se trabalhar nesta pesquisa com 5 faixas devido às margens de 4% e 7% na subdivisão definida acima. A Figura 24 apresenta um exemplo ilustrativo deste princípio proposto de monitoramento onde é possível observar que diferentes faixas de magnitude de tensão das barras 1 e 2 estão associadas a determinadas faixas de margem de estabilidade do sistema de potência.

Tendo em mente este objetivo, o primeiro passo é determinar as margens de estabilidade do sistema para um conjunto de pontos de operação ($p = 1, \dots, NP$) e direções de crescimento de carga ($D_k, k = 1, \dots, ND$) totalizando assim $NP \times ND$ casos de análise. O sistema elétrico de potência será dividido em áreas de coerência e cada área

Figura 24: Relação entre diferentes faixas de magnitude de tensão e faixas de margem de estabilidade para duas barras do sistema de potência.

terá seu respectivo conjunto de barras. Utilizou-se nesta pesquisa, a abordagem descrita em (KAMWA; PRADHAN; JOOS, 2007) para o particionamento do sistema em áreas de coerência. A partir de uma condição nominal de operação, os novos pontos de operação serão obtidos para diferentes níveis de carga. O segundo passo é determinar a menor margem de estabilidade (pior cenário) para cada ponto de operação. Em seguida deve-se agrupar cada caso em sua respectiva faixa de margem de estabilidade: M_1 , M_2 , M_3 , M_4 e M_5 . O quarto passo é encontrar os limites mínimo ($V_{M1_b}^{min}$, $V_{M2_b}^{min}$, $V_{M3_b}^{min}$, $V_{M4_b}^{min}$, $V_{M5_b}^{min}$) e máximo ($V_{M1_b}^{max}$, $V_{M2_b}^{max}$, $V_{M3_b}^{max}$, $V_{M4_b}^{max}$, $V_{M5_b}^{max}$) de magnitude de tensão de cada barra em cada faixa de margem de estabilidade

$$L_{1_b} = [V_{M1_b}^{min}, V_{M1_b}^{max}] \quad (5.1)$$

$$L_{2_b} = [V_{M2_b}^{min}, V_{M2_b}^{max}] \quad (5.2)$$

$$L_{3_b} = [V_{M3_b}^{min}, V_{M3_b}^{max}] \quad (5.3)$$

$$L_{4_b} = [V_{M4_b}^{min}, V_{M4_b}^{max}] \quad (5.4)$$

$$L_{5_b} = [V_{M5_b}^{min}, V_{M5_b}^{max}] \quad (5.5)$$

para $b = 1, \dots, N_b$ e assim definir

$$\mathbf{L}_1 = \begin{bmatrix} L_{1_1} \\ \vdots \\ L_{1_{NB}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}_2 = \begin{bmatrix} L_{2_1} \\ \vdots \\ L_{2_{NB}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}_3 = \begin{bmatrix} L_{3_1} \\ \vdots \\ L_{3_{NB}} \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$\mathbf{L}_4 = \begin{bmatrix} L_{4_1} \\ \vdots \\ L_{4_{NB}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}_5 = \begin{bmatrix} L_{5_1} \\ \vdots \\ L_{5_{NB}} \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

e assim cada uma das matrizes $\mathbf{L}_1$, $\mathbf{L}_2$, $\mathbf{L}_3$, $\mathbf{L}_4$ e $\mathbf{L}_5$ apresentara as dimensões $N_b \times 2$.

O objetivo é selecionar uma combinação de barras do sistema ($\mathbf{C}$) que tenha diferentes magnitudes de tensão para uma das cinco faixas de margem de estabilidade. Este tipo de problema de busca pode ser formulado como uma programa linear binário de busca.

Assim, considerando um sistema com N_b barras e o vetor $\mathbf{v}$ de dimensão $NB \times 1$ como

$$\mathbf{v} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \vdots \\ v_{NB} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

se $v_b = 1$, a b -ésima barra foi selecionada para ter sua magnitude de tensão monitorada e se $v_b = 0$, a b -ésima barra não foi selecionada. O programa linear binário pode ser formulado como

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{v}} \quad & \mathbf{f} \cdot \mathbf{v} \\ \text{subject to} \quad & \mathbf{A} \cdot \mathbf{v} > \mathbf{b} \\ & \mathbf{u} \cdot \mathbf{v} \geq \mathbf{S}_{min} \\ & \mathbf{u} \cdot \mathbf{v} \leq \mathbf{S}_{max} \end{aligned} \quad (5.9)$$

onde $\mathbf{f}$ é um vetor linha de dimensão $1 \times N_b$ onde todos os elementos apresentam o valor 1, $\mathbf{b}$ é um vetor de dimensão $N_b \times 1$ que apresenta os valores desejados de diferenças entre faixas de margem de estabilidade para cada barra do sistema, $\mathbf{u}$ é uma matriz de dimensão $N_a \times N_b$ onde cada linha representa uma área do sistema e a barra referente a cada área terá sua respectiva coluna e linha com valor unitário, $\mathbf{S}_{min}$ e $\mathbf{S}_{max}$ são vetores que apresentam os números mínimo e máximo de barras que se deseja selecionar respectivamente para cada área do sistema. Convém deixar claro aqui que não haveria necessidade de um limite

superior para o número de barras por área $\mathbf{S}_{max}$. No entanto, o uso da restrição de limite superior somente indica infactibilidade. A matriz $\mathbf{A}$ é construída da seguinte maneira

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_2(1, 1) - \mathbf{L}_1(1, 2) & \mathbf{L}_2(2, 1) - \mathbf{L}_1(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_2(N_b, 1) - \mathbf{L}_1(N_b, 2) \\ \mathbf{L}_3(1, 1) - \mathbf{L}_2(1, 2) & \mathbf{L}_3(2, 1) - \mathbf{L}_2(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_3(N_b, 1) - \mathbf{L}_2(N_b, 2) \\ \mathbf{L}_4(1, 1) - \mathbf{L}_3(1, 2) & \mathbf{L}_4(2, 1) - \mathbf{L}_3(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_4(N_b, 1) - \mathbf{L}_3(N_b, 2) \\ \mathbf{L}_5(1, 1) - \mathbf{L}_4(1, 2) & \mathbf{L}_5(2, 1) - \mathbf{L}_4(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_5(N_b, 1) - \mathbf{L}_4(N_b, 2) \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Quando a matriz $\mathbf{A}$ tem elementos negativos, então uma barra do sistema tem um valor mínimo de tensão para uma margem de estabilidade que é menor que o valor máximo de tensão desta mesma barra para a faixa de margem de estabilidade menor. Considere, por exemplo, a barra 1 ($b = 1$) com os seguintes limites de tensão para a primeira faixa de margem de estabilidade (M_1): $L_1 = (0, 90; 0, 95)$ e os seguintes limites de tensão para a segunda faixa de margem de estabilidade (M_2): $L_2 = (0, 92; 1, 00)$. Assim, $L_2(1, 1) - L_1(1, 2) = -3 < 0$ e isto quer dizer que a barra 1 pode apresentar valores de magnitude de tensão que não podemos concluir em qual faixa de margem de estabilidade o sistema de potência está. Para evitar problemas no processo de busca, os valores negativos encontrados na matriz $\mathbf{A}$ serão zerados. Além disso, no processo de construção da matriz $\mathbf{A}$, pode-se encontrar valores de diferenças entre faixas de margem de estabilidade que não forneçam um grau de confiança e, assim, podem zerar estes valores também para se eliminar tal combinação do processo de busca.

Considere por exemplo um sistema de potência de 5 barras e 2 áreas, a Tabela 1 fornece as faixas de magnitude de tensão em p.u. para cada barra em cada faixa de margem de estabilidade. É possível observar que não há intersecção entre as magnitudes de tensão da barra 1 para as faixas de margem de estabilidade L_1 para L_2 e L_4 para L_5 . Já a barra 2 não apresenta intersecção entre as magnitudes de tensão para as faixas de margem de estabilidade L_2 para L_3 e L_3 para L_4 . Assim, somente duas barras seriam suficientes para se fazer o monitoramento de margem de estabilidade deste exemplo de sistema de potência. A barra 5 não apresenta intersecção entre as magnitudes de tensão para as faixas de margem de estabilidade L_4 para L_5 , mas como a barra 1 também não apresenta esta intersecção de valores, não há necessidade do uso da barra 5 no monitoramento. Além disso, as diferenças de magnitude de tensão são de 0,01 p.u. ou 0,02 p.u. As barras 3 e 4 apresentam intersecção de valores de magnitude de tensão para todas as faixas de margem de estabilidade e, assim, não devem ser escolhidas.

Tabela 1: Exemplo 1 – Faixas de valores de magnitude de tensão para cada faixa de margem de estabilidade

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
1	1	[0,85; 0,87]	[0,88; 0,89]	[0,89; 0,90]	[0,89; 0,93]	[0,94; 0,96]
2	2	[0,86; 0,88]	[0,87; 0,88]	[0,89; 0,92]	[0,93; 0,95]	[0,94; 0,98]
3	1	[0,87; 0,88]	[0,88; 0,90]	[0,89; 0,93]	[0,92; 0,94]	[0,93; 0,95]
4	1	[0,85; 0,87]	[0,86; 0,88]	[0,87; 0,90]	[0,88; 0,92]	[0,89; 0,94]
5	2	[0,85; 0,89]	[0,87; 0,90]	[0,88; 0,91]	[0,89; 0,93]	[0,94; 0,97]

Fonte: Elaborada pelos autor.

Calculando matriz $\mathbf{A}$ como apresentado em (5.10), tem-se

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0,01 & -0,01 & 0 & -0,01 & -0,02 \\ 0 & 0,01 & -0,01 & -0,01 & -0,02 \\ -0,01 & 0,01 & -0,01 & -0,02 & -0,02 \\ 0,01 & -0,01 & -0,01 & -0,03 & 0,01 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

e eliminando os termos negativos, a nova matriz $\mathbf{A}$ é

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0,01 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,01 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,01 & 0 & 0 & 0 \\ 0,01 & 0 & 0 & 0 & 0,01 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

É possível observar que a terceira e quarta colunas de $\mathbf{A}$ apresentam somente valores nulos. Elas estão associadas as barras 3 e 4 que apresentam intersecção de valores de magnitude de tensão e, por isso, não devem ser selecionadas. Assim, estas colunas e as respectivas barras poderiam ser removidas do processo de busca, reduzindo-se as variáveis do programa linear binário.

O sistema tem duas áreas e cinco barras e, portanto, a matriz $\mathbf{u}$ apresentará as dimensões 2×5 e os seguintes valores

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

onde as linhas representam as áreas do sistema e as colunas as barras do sistema. As posições da matriz com valores unitários indicam que a barra da respectiva coluna está na área da respectiva linha.

O programa linear binário foi implementado no *software* MATLAB ([MathWorks, Inc, 2016](#)) e foi utilizado a função *intlinprog()* para sua resolução. No exemplo 1 acima, definindo $b = \begin{bmatrix} 0,01 & 0,01 & 0,01 \end{bmatrix}^T$, $S_{min} = 1$ e $S_{max} = 4$, o algoritmo convergiu indicando as barras 1 e 2 como soluções ótimas para o problema.

5.1.1 Algoritmo para Seleção de PMUs

Com base no que foi apresentado na seção 5.1, o algoritmo passo a passo para a seleção de barras para se coletar os dados de magnitude de PMUs e monitorar o sistema de potência por faixas de margens de estabilidade é o seguinte:

Passo 01: Construir o modelo algébrico-diferencial do sistema de potência em estudo e dividir o sistema em áreas de coerência segundo alguma abordagem da literatura. Nesta pesquisa foi empregado o método presente em ([KAMWA; PRADHAN; JOOS, 2007](#)).

Passo 02: Definir o número de pontos de operação (NP) e o número de direções de crescimento de carga (ND). Esta definição seguirá um procedimento descrito na subseção 5.1.2.

Passo 03: Determinar para cada ponto de operação a menor margem de estabilidade devido às Bifurcações de Hopf e Sela-Nó através da abordagem do capítulo 4 considerando as diferentes direções de crescimento de carga.

Passo 04: Agrupar cada caso à sua respectiva faixa de margem de estabilidade: M_1 , M_2 , M_3 , M_4 e M_5 .

Passo 05: Encontrar os limites mínimo e máximo de magnitude de tensão de cada barra em cada margem de estabilidade

$$L_{1_b} = [V_{M1_b}^{min}, V_{M1_b}^{max}] \quad (5.14)$$

$$L_{2_b} = [V_{M2_b}^{min}, V_{M2_b}^{max}] \quad (5.15)$$

$$L_{3_b} = [V_{M3_b}^{min}, V_{M3_b}^{max}] \quad (5.16)$$

$$L_{4_b} = [V_{M4_b}^{min}, V_{M4_b}^{max}] \quad (5.17)$$

$$L_{5_b} = [V_{M5_b}^{min}, V_{M5_b}^{max}] \quad (5.18)$$

para $b = 1, \dots, N_b$ e assim definir

$$\mathbf{L}_1 = \begin{bmatrix} L_{1_1} \\ \vdots \\ L_{1_{N_b}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}_2 = \begin{bmatrix} L_{2_1} \\ \vdots \\ L_{2_{N_b}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}_3 = \begin{bmatrix} L_{3_1} \\ \vdots \\ L_{3_{N_b}} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

$$\mathbf{L}_4 = \begin{bmatrix} L_{4_1} \\ \vdots \\ L_{4_{N_b}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}_5 = \begin{bmatrix} L_{5_1} \\ \vdots \\ L_{5_{N_b}} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

Passo 06: Definir os números mínimo ($\mathbf{S}_{min}$) e máximo ($\mathbf{S}_{max}$) de barras para ter um PMU instalado/selecionado para cada área do sistema para o monitoramento da margem de estabilidade. Construir a matriz $\mathbf{A}$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_2(1, 1) - \mathbf{L}_1(1, 2) & \mathbf{L}_2(2, 1) - \mathbf{L}_1(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_2(N_b, 1) - \mathbf{L}_1(N_b, 2) \\ \mathbf{L}_3(1, 1) - \mathbf{L}_2(1, 2) & \mathbf{L}_3(2, 1) - \mathbf{L}_2(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_3(N_b, 1) - \mathbf{L}_2(N_b, 2) \\ \mathbf{L}_4(1, 1) - \mathbf{L}_3(1, 2) & \mathbf{L}_4(2, 1) - \mathbf{L}_3(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_4(N_b, 1) - \mathbf{L}_3(N_b, 2) \\ \mathbf{L}_5(1, 1) - \mathbf{L}_4(1, 2) & \mathbf{L}_5(2, 1) - \mathbf{L}_4(2, 2) & \cdots & \mathbf{L}_5(N_b, 1) - \mathbf{L}_4(N_b, 2) \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

e zerar cada elemento da matriz $\mathbf{A}$ que possua valores negativos ou diferenças abaixo do desejado. Verificar na matriz $\mathbf{A}$ a existência de colunas nulas. Caso verifique-se, deve eliminar tal coluna e a respectiva barra não deve entrar no problema de seleção de barras.

Passo 07: Formular o seguinte programa linear binário no *software* MATLAB

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{v}} \quad & \mathbf{f} \cdot \mathbf{v} \\ \text{subject to} \quad & \mathbf{A} \cdot \mathbf{v} > \mathbf{b} \\ & \mathbf{u} \cdot \mathbf{v} \geq \mathbf{S}_{min} \\ & \mathbf{u} \cdot \mathbf{v} \leq \mathbf{S}_{max} \end{aligned} \quad (5.22)$$

e utilizar a função *intlinprog()* para sua resolução.

Passo 08: As barras selecionadas terão o valor unitário no vetor $\mathbf{v}$ que forneceu o menor valor da função objetivo.

5.1.2 Construção do Cenários de Operação

O centro de operação e controle do setor elétrico tem uma previsão diária do consumo de energia elétrica e da possível direção de crescimento de carga. Esta previsão fornece consequentemente uma estimativa da margem de estabilidade do sistema para uma operação diária e sua respectiva curva PV. No entanto, incertezas com relação à distribuição

de cargas e ao perfil de crescimento de carga podem induzir a uma estimativa inadequada desta margem. Assim, a seleção de barras para ter um PMU instalado considerou as incertezas na distribuição de cargas e direção de crescimento de carga tendo como base a previsão do centro de operação.

De posse da curva PV do sistema, vide Fig. 25 para uma barra k do sistema, são coletados 5 pontos de operação e suas respectivas potências ativas totais que forneçam segundo a previsão 4 margens de estabilidade: $ME_1 = 8\%$ (P_1), $ME_2 = 7\%$ (P_2), $ME_3 = 6\%$ (P_3) e $ME_4 = 5\%$ (P_4). A partir das 4 potências totais (P_1, P_2, P_3, P_4) e do modelo estático completo do sistema de potência, NP pontos de operação são obtidos para cada uma das 4 condições. As cargas de cada barra do sistema irão variar aleatoriamente em no máximo 40% de sua potência ($[0.60 \cdot P_k, 1.40 \cdot P_k], k = 1, \dots, N_b$) mantendo o mesmo fator de potência e respeitando a potência ativa total para cada uma das quatro condições (P_1, P_2, P_3, P_4).

Figura 25: Curva PV de uma barra k e respectivas faixas de margem de estabilidade.

De posse dos NP pontos de operação do sistema elétrico em estudo, agora será descrito a estratégia que considera a incerteza na direção de crescimento de carga. Considere, por exemplo, o vetor $\mathbf{d}$ que represente a direção de crescimento de carga para dois fatores de participação

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} d_1 & d_2 \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

A Figura 26 apresenta a relação de d_1 em função de d_2 , onde é possível observar

em linha s3lida cinza os valores previstos pelo operador do sistema e, al3m disso, apresenta um 3ngulo θ_2 de inclina33o. A altera33o deste 3ngulo de inclina33o em θ_2^{min} e θ_2^{max} altera o vetor que define a dire33o de crescimento de carga. Assim, as incertezas da dire33o de crescimento de carga podem ser consideradas admitindo valores m3nimo e m3ximo para este 3ngulo e o vetor $\mathbf{d}$ pode ser representado em coordenadas polares

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} r \cdot \text{sen}(\theta_2) & r \cdot \text{cos}(\theta_2) \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

onde r representa o raio desta representa33o polar.

Figura 26: Vetor da dire33o de crescimento de carga em coordenadas polares.

Esta representa33o pode ser expandida para coordenadas esf3ricas admitindo um vetor $\mathbf{d}$ com tr3s elementos:

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} d_1 & d_2 & d_3 \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

onde

$$d_1 = r \cdot \text{sen}(\theta_3) \cdot \text{sen}(\theta_2) \quad (5.26)$$

$$d_2 = r \cdot \text{sen}(\theta_3) \cdot \text{cos}(\theta_2) \quad (5.27)$$

$$d_3 = r \cdot \text{cos}(\theta_3) \quad (5.28)$$

com incertezas no 3ngulo θ_2 de $[\theta_2^{min}, \theta_2^{max}]$ e no 3ngulo θ_3 de $[\theta_3^{min}, \theta_3^{max}]$.

Um vetor com mais de três elementos pode ser representado em coordenadas *hiper*-esféricas com a adição de mais representações angulares. Assim, se um vetor $\mathbf{d}$ tiver N_e elementos, haverá $N_e - 1$ ângulos cada um com seu intervalo de incerteza. Cada ângulo poderia apresentar três valores: θ , θ^{min} e θ^{max} e um vetor $\mathbf{d}$ com N_e elementos produziria 3^{N_e-1} diferentes direções de crescimento de carga. Como sistemas de potência podem apresentar um número de barras elevado, a escolha do número de elementos N_e deve ser feita com cautela para evitar uma combinação elevada de direções de crescimento de carga. O sistema reduzido sul-sudeste brasileiro apresenta 3 áreas e 39 barras com carga não nula, assim o vetor $\mathbf{d}$ teria 42 elementos ($N_e = 42$) e um valor aproximado de $3,6 \times 10^{19}$ de diferentes direções de crescimento de carga para serem analisadas para cada ponto de operação do sistema.

Muito embora o algoritmo de seleção de barras para ter um PMU instalado não seja em tempo real, é desejável que seja rápido. Portanto, foram escolhidos somente os fatores de participação de áreas do vetor $\mathbf{d}$ que define a direção de crescimento de carga para terem os ângulos da representação em coordenadas *hiper*-esféricas variados em três valores: θ , θ^{min} e θ^{max} e os demais elementos do vetor $\mathbf{d}$ ficaram com o valor da previsão.

5.2 Procedimento de Atualização da Margem de Segurança Dinâmica

A última seção apresentou uma abordagem para monitorar a margem de carga do sistema de potência a partir dos valores de magnitude de tensão adquiridos por PMUs. Embora promissor, há um conjunto de ressalvas que devem ser feitas para justificar a utilização de um procedimento para atualizar a direção de crescimento de carga e consequentemente a margem de carga do sistema de potência na região de segurança.

O primeiro passo para atualizar a margem de carga é identificar quando há indícios que ela não é mais adequada para o perfil atual do sistema. A subseção 5.2.1 a seguir apresenta os requisitos que serão utilizados para informar o grau de adequação. Caso seja constatada esta não adequação, o modelo de otimização será aplicado a fim de determinar a nova direção de crescimento de carga e através da abordagem apresentada no capítulo 4 determinar a nova margem de estabilidade na região de segurança dinâmica do sistema elétrico. Tal modelo de otimização é apresentado com detalhes na subseção 5.2.2.

5.2.1 Procedimento para Avaliação de Adequação da Margem de Segurança Dinâmica

Para cada faixa de valores de tensão está prevista uma determinada faixa de margem de carga para o pior cenário do sistema. Estes valores de tensão serão fornecidos por PMUs instalados em determinadas barras do sistema a partir do algoritmo de seleção de PMUs apresentado na subseção 5.1.1. Além disso, o centro de operação do sistema tem informação de qual é a direção de crescimento de carga prevista para o sistema para um determinado período e, consequentemente, a margem de estabilidade e curva PV previstas.

Nesta pesquisa, a margem de estabilidade do sistema na região de segurança será adequada se a direção de crescimento de carga não alterou o suficiente para mudar a faixa de margem de estabilidade monitorada por dados de magnitude de tensão de PMUs.

Assim, os seguintes fatores podem exigir a atualização da direção de crescimento de carga do sistema e, conseqüentemente, da margem de segurança dinâmica.

1. Os dados de magnitude de tensão medidos pelos PMUs não se enquadram em nenhuma das faixas de tensão previstas ou se encaixam em duas ou mais faixas não permitindo assim concluir qual a faixa de margem de estabilidade prevista do sistema.
2. Quando os dados de PMUs indicam uma alteração de faixas de margem de estabilidade do sistema, houve conseqüentemente uma alteração da direção de crescimento de carga. Neste caso, também é necessário a atualização da direção de crescimento de carga como medida de prevenção.

5.2.2 Considerações sobre o Modelo de Otimização

De acordo com *standard* do Synchrophasor Working Group do IEEE aprovado em 22 de setembro de 2005 e publicado em 22 de março de 2006, um PMU instalado em uma determinada barra do sistema de potência pode fornecer as seguintes grandezas diretamente: (i) magnitude ($\hat{V}_k$) e ângulo de fase ($\hat{\theta}_k$) da tensão na barra e (ii) magnitudes ($\hat{I}_k$) e ângulos de fase ($\hat{\phi}_k$) da correntes do circuitos associados a esta barra (IEEE, 2006). Assim, também é possível medir indiretamente (a partir de cálculos da teoria de circuitos elétricos) (iii) os fluxos de potência ativa ($\hat{P}_{kj}$) e reativa ($\hat{Q}_{kj}$) nos circuitos que se conectam a esta barra com PMU, (iv) as potências ativa ($\hat{P}_{L_k}$) e reativa ($\hat{Q}_{L_k}$) da carga conectada a esta barra e (v) as potência ativa ($\hat{P}_{G_k}$) e reativa ($\hat{Q}_{G_k}$) gerada nesta barra (se for uma barra do tipo PV) (MARTIN et al., 2008). Estas grandezas elétricas adquiridas em tempo real pelas PMUs podem ser utilizadas para estimar a nova direção de crescimento de carga a partir do modelo algébrico-diferencial do capítulo 2.

Tendo como base o modelo do sistema de potência desenvolvido no capítulo 2 e admitindo que os PMUs estão instalados em determinadas barras do sistema, as seguintes suposições podem ser feitas:

1. Os dados medidos por PMUs ($\hat{V}_k, \hat{\theta}_k, \hat{P}_{kj}, \hat{Q}_{kj}, \hat{P}_{L_k}, \hat{Q}_{L_k}$) ($k \in \mathbf{C}$) serão considerados parâmetros do modelo de otimização e o restante das barras terão suas grandezas elétricas como variáveis do modelo ($\bar{V}_i, \bar{\theta}_i, \bar{P}_{ij}, \bar{Q}_{ij}, \bar{P}_{L_i}, \bar{Q}_{L_i}$) ($i \notin \mathbf{C}$). Além disso, as variáveis de estado nas condições de equilíbrio também devem ser determinadas.
2. Os centros de operação do sistema tem conhecimento a qualquer momento t do nível de potência ativa e reativa gerada por todos os geradores do sistema ($P_{G_i}(t), i = 1, \dots, N_g$)

e assim tem-se conhecimento do nível de potência ativa e reativa total consumido pelas cargas do sistema e das perdas nas linhas de transmissão de energia elétrica.

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i}(t) = P_{LT}(t) = \sum_{i=1}^{N_a} P_{A_i}(t) = \sum_{i=1}^{N_b} P_{B_i}(t) \quad (5.29)$$

3. O redespacho de geração de potência ativa seguirá a equação (2.4) apresentada no capítulo 2.
4. Os limites de transferência de potência entre as linhas de transmissão de energia elétrica serão considerados de maneira a auxiliar na estimativa das potências de cada área.
5. A direção de crescimento de carga é definida como um vetor (vide seção 2.3) onde as variáveis a determinar são os fatores de participação de áreas e barras

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} F_{PA_1} & \cdots & F_{PA_{N_a}} & F_{PB_1} & \cdots & F_{PB_{N_b}} \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

6. O banco de dados utilizado para a seleção/alocação de PMUs da seção 5.1 será utilizado para as estimativas iniciais das variáveis do modelo de otimização.
7. As variáveis da direção de crescimento de carga serão estimadas a fim de minimizar os seguintes erros:

$$E_1 = \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{V}_k(t = t_1) - \bar{V}_k(t = t_1) \right]^2 + \left[\hat{V}_k(t = t_2) - \bar{V}_k(t = t_2) \right]^2 \quad (5.31)$$

onde E_1 é o erro quadrático associado à diferença entre os perfis de magnitude de tensão medido ($\hat{V}_k$) e estimado ($\bar{V}_k$) nas barras onde os PMUs estão instalados para as leituras 1 ($t = t_1$) e 2 ($t = t_2$).

$$E_2 = \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{\theta}_k(t = t_1) - \bar{\theta}_k(t = t_1) \right]^2 + \left[\hat{\theta}_k(t = t_2) - \bar{\theta}_k(t = t_2) \right]^2 \quad (5.32)$$

onde E_2 é o erro quadrático associado à diferença entre os perfis do ângulo de fase de tensão medido ($\hat{\theta}_k$) e estimado ($\bar{\theta}_k$) nas barras onde os PMUs estão instalados para as leituras 1 ($t = t_1$) e 2 ($t = t_2$).

$$E_3 = \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \sum_{i \in \mathbf{C}_{PMU_k}} \left[\hat{P}_{ki}(t = t_1) - \bar{P}_{ki}(t = t_1) \right]^2 + \left[\hat{P}_{ki}(t = t_2) - \bar{P}_{ki}(t = t_2) \right]^2 \quad (5.33)$$

onde E_3 é o erro quadrático associado à diferença entre os fluxos de potência ativa medido ($\hat{P}_{ki}$) e estimado ($\bar{P}_{ki}$) nos circuitos onde tem um PMU instalado em uma barra ($k = 1, \dots, N_{PMUs}$) e as demais barras conectadas a esta ($i \in \mathbf{C}_{PMU_k}$).

$$E_4 = \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \sum_{i \in \mathbf{C}_{PMU_k}} \left[\hat{Q}_{ki}(t = t_1) - \bar{Q}_{ki}(t = t_1) \right]^2 + \left[\hat{Q}_{ki}(t = t_2) - \bar{Q}_{ki}(t = t_2) \right]^2 \quad (5.34)$$

onde E_4 é o erro quadrático associado à diferença entre os fluxos de potência reativa medido ($\hat{Q}_{ki}$) e estimado ($\bar{Q}_{ki}$) nos circuitos onde tem um PMU instalado em uma barra ($k = 1, \dots, N_{PMUs}$) e as demais barras conectadas a esta ($i \in \mathbf{C}_{PMU_k}$).

$$E_5 = \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{P}_{L_k}(t = t_1) - \bar{P}_{L_k}(t = t_1) \right]^2 + \left[\hat{P}_{L_k}(t = t_2) - \bar{P}_{L_k}(t = t_2) \right]^2 \quad (5.35)$$

onde E_5 é o erro quadrático associado à diferença entre os perfis de potência ativa na carga medido ($\hat{P}_{L_k}$) e estimado ($\bar{P}_{L_k}$) nas barras onde os PMUs estão instalados para as leituras 1 ($t = t_1$) e 2 ($t = t_2$).

$$E_6 = \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{Q}_{L_k}(t = t_1) - \bar{Q}_{L_k}(t = t_1) \right]^2 + \left[\hat{Q}_{L_k}(t = t_2) - \bar{Q}_{L_k}(t = t_2) \right]^2 \quad (5.36)$$

onde E_6 é o erro quadrático associado à diferença entre os perfis de potência reativa na carga medido ($\hat{Q}_{L_k}$) e estimado ($\bar{Q}_{L_k}$) nas barras onde os PMUs estão instalados para as leituras 1 ($t = t_1$) e 2 ($t = t_2$).

Satisfazendo as seguintes igualdades

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i}(t = t_1) = \sum_{i=1}^{N_A} \bar{P}_{A_i}(t = t_1) \quad (5.37)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i}(t = t_2) = \sum_{i=1}^{N_A} \bar{P}_{A_i}(t = t_2) \quad (5.38)$$

$$\bar{P}_{A_i}(t = t_1) = \sum_{j \in A_i} \bar{P}_{B_j}(t = t_1) \quad (5.39)$$

$$\bar{P}_{A_i}(t = t_2) = \sum_{j \in A_i} \bar{P}_{B_j}(t = t_2) \quad (5.40)$$

onde todas as potências ativas gerada é consumida pelas cargas na leituras 1 e 2 respeitando a representação de potências ativas por área e barras.

$$f(\bar{V}(t = t_1), \bar{P}(t = t_1), \bar{Q}(t = t_1)) = 0 \quad (5.41)$$

$$f(\bar{V}(t = t_2), \bar{P}(t = t_2), \bar{Q}(t = t_2)) = 0 \quad (5.42)$$

$$g(\bar{V}(t = t_1), \bar{P}(t = t_1), \bar{Q}(t = t_1)) = 0 \quad (5.43)$$

$$g(\bar{V}(t = t_2), \bar{P}(t = t_2), \bar{Q}(t = t_2)) = 0 \quad (5.44)$$

que representam as equações do fluxo de potência que devem ser satisfeitas para ambas condições de operação do sistema nos tempos t_1 e t_2 .

Além disso, as seguintes desigualdades/restrições também devem ser satisfeitas para ambas condições de operação do sistema

$$P_{min_{ki}} < \bar{P}_{ki}(t = t_1) < P_{max_{ki}} \quad (5.45)$$

$$P_{min_{ki}} < \bar{P}_{ki}(t = t_2) < P_{max_{ki}} \quad (5.46)$$

$$Q_{min_{ki}} < \bar{Q}_{ki}(t = t_1) < Q_{max_{ki}} \quad (5.47)$$

$$Q_{min_{ki}} < \bar{Q}_{ki}(t = t_2) < Q_{max_{ki}} \quad (5.48)$$

que representam os limites de transferência de potência ativa e reativa permitidos nas linhas de transmissão de energia elétrica que conectam as barras k a i .

A Figura 27 descreve o princípio de atuação dos procedimentos de monitoramento e atualização da margem de estabilidade de sistemas elétricos de potência segundo uma janela de dados de grandezas adquiridas por PMUs de determinadas barras selecionadas do sistema. Decorrido um intervalo de tempo fixo Δt ou uma janela de dados $[t_1, t_2]$, o sistema de monitoramento avalia em um tempo fixo t_M a adequação da margem de estabilidade somente através das magnitudes de tensão de barras selecionadas. Caso um dos critérios de não adequação da margem de estabilidade seja atendido, executa-se o procedimento de atualização da margem de estabilidade por um tempo fixo t_A . Assim, decorrido mais um intervalo de tempo tem-se conhecimento em t_3 da nova margem de estabilidade na

região de segurança dinâmica devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó e da direção de crescimento de carga do sistema correspondente ao intervalo de dados anteriores $[t_1, t_2]$. Este mecanismo de avaliação por janelas fixas de dados prossegue.

Figura 27: Linha do tempo para a atuação dos procedimentos de monitoramento e atualização da margem de estabilidade do sistema segundo uma janela de aquisição de dados.

5.2.3 Modelo de Otimização para Determinar a Direção de Crescimento de Carga

Tendo em vista o que foi apresentado, o modelo de otimização desenvolvido é o seguinte

Encontrar

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} F_{PA_1} & \cdots & F_{PA_{N_a}} & F_{PB_1} & \cdots & F_{PB_{N_b}} \end{bmatrix}$$

Minimizando

$$F_{obj} = w_1 E_1 + w_2 E_2 + w_3 E_3 + w_4 E_4 + w_5 E_5 + w_6 E_6$$

sendo que

$$\begin{aligned} E_1 &= \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{V}_k(t=t_1) - \bar{V}_k(t=t_1) \right]^2 + \left[\hat{V}_k(t=t_2) - \bar{V}_k(t=t_2) \right]^2 \\ E_2 &= \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{\theta}_k(t=t_1) - \bar{\theta}_k(t=t_1) \right]^2 + \left[\hat{\theta}_k(t=t_2) - \bar{\theta}_k(t=t_2) \right]^2 \\ E_3 &= \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \sum_{i \in \mathbf{C}_{PMU_k}} \left[\hat{P}_{ki}(t=t_1) - \bar{P}_{ki}(t=t_1) \right]^2 + \left[\hat{P}_{ki}(t=t_2) - \bar{P}_{ki}(t=t_2) \right]^2 \\ E_4 &= \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \sum_{i \in \mathbf{C}_{PMU_k}} \left[\hat{Q}_{ki}(t=t_1) - \bar{Q}_{ki}(t=t_1) \right]^2 + \left[\hat{Q}_{ki}(t=t_2) - \bar{Q}_{ki}(t=t_2) \right]^2 \\ E_5 &= \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{P}_{L_k}(t=t_1) - \bar{P}_{L_k}(t=t_1) \right]^2 + \left[\hat{P}_{L_k}(t=t_2) - \bar{P}_{L_k}(t=t_2) \right]^2 \\ E_6 &= \sum_{k=1}^{N_{PMUs}} \left[\hat{Q}_{L_k}(t=t_1) - \bar{Q}_{L_k}(t=t_1) \right]^2 + \left[\hat{Q}_{L_k}(t=t_2) - \bar{Q}_{L_k}(t=t_2) \right]^2 \end{aligned}$$

Sujeito a

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i}(t=t_1) &= \sum_{i=1}^{N_A} \bar{P}_{A_i}(t=t_1) \\ \sum_{i=1}^{N_g} P_{G_i}(t=t_2) &= \sum_{i=1}^{N_A} \bar{P}_{A_i}(t=t_2) \\ \bar{P}_{A_i}(t=t_1) &= \sum_{j \in A_i} \bar{P}_{B_j}(t=t_1) \\ \bar{P}_{A_i}(t=t_2) &= \sum_{j \in A_i} \bar{P}_{B_j}(t=t_2) \\ f\left(\bar{V}(t=t_1), \bar{P}(t=t_1), \bar{Q}(t=t_1)\right) &= 0 \\ f\left(\bar{V}(t=t_2), \bar{P}(t=t_2), \bar{Q}(t=t_2)\right) &= 0 \\ g\left(\bar{V}(t=t_1), \bar{P}(t=t_1), \bar{Q}(t=t_1)\right) &= 0 \\ g\left(\bar{V}(t=t_2), \bar{P}(t=t_2), \bar{Q}(t=t_2)\right) &= 0 \\ P_{min_{ki}} &< \bar{P}_{ki}(t=t_1) < P_{max_{ki}} \\ P_{min_{ki}} &< \bar{P}_{ki}(t=t_2) < P_{max_{ki}} \\ Q_{min_{ki}} &< \bar{Q}_{ki}(t=t_1) < Q_{max_{ki}} \\ Q_{min_{ki}} &< \bar{Q}_{ki}(t=t_2) < Q_{max_{ki}} \end{aligned} \tag{5.49}$$

Na função objetivo (F_{obj}), os pesos w_1 a w_6 são uma importante definição neste procedimento de otimização. Nesta pesquisa de doutorado, os pesos referentes à magnitude (w_1) e ângulo (w_2) de tensão terão o dobro do valor dos pesos w_3 a w_6 referentes às potências, mais especificamente: $w_1 = 2$, $w_2 = 2$, $w_3 = 1$, $w_4 = 1$, $w_5 = 1$ e $w_6 = 1$.

5.2.4 Resolução do Modelo de Otimização

Para resolver o modelo de otimização com restrições da seção anterior, o seguinte algoritmo passo a passo foi desenvolvido

Passo 1: A partir da curva PV, das faixas de margem de estabilidade e do nível de potência do sistema de potência, identificar no banco de dados utilizado para a seleção de PMUs as grandezas elétricas e direção de crescimento de carga mais próximas das demais barras do sistema para as leituras 1 e 2 feitas pelos PMUs.

Passo 2: Inicializar um contador em zero: $iter = 0$.

Passo 3: Simular um fluxo de potência para as duas leituras realizadas pelos PMUs respeitando os valores informados pelos PMUs ($\hat{V}_k, \hat{\theta}_k, \hat{P}_{kj}, \hat{Q}_{kj}, \hat{P}_{L_k}, \hat{Q}_{L_k}$) ($k \in \mathbf{C}$) e as demais barras com os valores iniciais adquiridos pelo banco de dados ($\bar{V}_i, \bar{\theta}_i, \bar{P}_{ij}, \bar{Q}_{ij}, \bar{P}_{L_i}, \bar{Q}_{L_i}$) ($i \notin \mathbf{C}$).

Passo 4: Após a convergência de ambos fluxos de potência para ambas as leituras, calcula-se as potências ativas de cada área (P_{A_i}) e barra (P_{B_j}) do sistema para ambas as leituras. As novas estimativas dos fatores de participação de áreas e barras que compõe o vetor que define a direção de crescimento de carga serão

$$F_{A_i} = \frac{P_{A_i}(t=t_2)}{P_{A_i}(t=t_1)}, \quad i = 1, \dots, N_a \quad (5.50)$$

$$F_{B_j} = \frac{P_{B_j}(t=t_2)}{P_{B_j}(t=t_1)}, \quad j = 1, \dots, N_b \quad (5.51)$$

e normalizar os vetores F_{A_i} e F_{B_j} para que estejam no intervalo.

Passo 5: Verificar o modelo de otimização (5.49) da subseção 5.2.3. Caso a função objetivo (F_{obj}) atinja um valor abaixo do desejado (ϵ), vá para o Passo 7; caso contrário, vá para o Passo 6.

Passo 6: A convergência do modelo de otimização para um valor não satisfatório indica que as grandezas elétricas estimadas não estão de acordo com o valor medido pelos PMUs, então tais valores precisam ser novamente calculados com novas estimativas de condições iniciais. Então, incrementa-se o contador $iter$ e atualiza as novas estimativas iniciais das grandezas elétricas do sistema de potência.

Se a barra j tem um PMU instalado então

$$\bar{V}_j^{iter+1}(t = t_1) = \bar{V}_j^{iter}(t = t_1) + [\hat{V}_j(t = t_1) - \bar{V}_j(t = t_1)] \quad (5.52)$$

$$\bar{V}_j^{iter+1}(t = t_2) = \bar{V}_j^{iter}(t = t_2) + [\hat{V}_j(t = t_2) - \bar{V}_j(t = t_2)] \quad (5.53)$$

$$\bar{\theta}_j^{iter+1}(t = t_1) = \bar{\theta}_j^{iter}(t = t_1) + [\hat{\theta}_j(t = t_1) - \bar{\theta}_j(t = t_1)] \quad (5.54)$$

$$\bar{\theta}_j^{iter+1}(t = t_2) = \bar{\theta}_j^{iter}(t = t_2) + [\hat{\theta}_j(t = t_2) - \bar{\theta}_j(t = t_2)] \quad (5.55)$$

$$\bar{P}_{L_j}^{iter+1}(t = t_1) = \bar{P}_{L_j}^{iter}(t = t_1) + [\hat{P}_{L_j}(t = t_1) - \bar{P}_{L_j}(t = t_1)] \quad (5.56)$$

$$\bar{P}_{L_j}^{iter+1}(t = t_2) = \bar{P}_{L_j}^{iter}(t = t_2) + [\hat{P}_{L_j}(t = t_2) - \bar{P}_{L_j}(t = t_2)] \quad (5.57)$$

$$\bar{Q}_{L_j}^{iter+1}(t = t_1) = \bar{Q}_{L_j}^{iter}(t = t_1) + [\hat{Q}_{L_j}(t = t_1) - \bar{Q}_{L_j}(t = t_1)] \quad (5.58)$$

$$\bar{Q}_{L_j}^{iter+1}(t = t_2) = \bar{Q}_{L_j}^{iter}(t = t_2) + [\hat{Q}_{L_j}(t = t_2) - \bar{Q}_{L_j}(t = t_2)] \quad (5.59)$$

Se a barra j não tem um PMU instalado então

$$\bar{V}_j^{iter+1}(t = t_1) = \bar{V}_j^{iter}(t = t_1) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{V}_j(t = t_1) - \bar{V}_j(t = t_1)] \quad (5.60)$$

$$\bar{V}_j^{iter+1}(t = t_2) = \bar{V}_j^{iter}(t = t_2) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{V}_j(t = t_2) - \bar{V}_j(t = t_2)] \quad (5.61)$$

$$\bar{\theta}_j^{iter+1}(t = t_1) = \bar{\theta}_j^{iter}(t = t_1) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{\theta}_j(t = t_1) - \bar{\theta}_j(t = t_1)] \quad (5.62)$$

$$\bar{\theta}_j^{iter+1}(t = t_2) = \bar{\theta}_j^{iter}(t = t_2) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{\theta}_j(t = t_2) - \bar{\theta}_j(t = t_2)] \quad (5.63)$$

$$\bar{P}_{L_j}^{iter+1}(t = t_1) = \bar{P}_{L_j}^{iter}(t = t_1) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{P}_{L_j}(t = t_1) - \bar{P}_{L_j}(t = t_1)] \quad (5.64)$$

$$\bar{P}_{L_j}^{iter+1}(t = t_2) = \bar{P}_{L_j}^{iter}(t = t_2) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{P}_{L_j}(t = t_2) - \bar{P}_{L_j}(t = t_2)] \quad (5.65)$$

$$\bar{Q}_{L_j}^{iter+1}(t = t_1) = \bar{Q}_{L_j}^{iter}(t = t_1) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{Q}_{L_j}(t = t_1) - \bar{Q}_{L_j}(t = t_1)] \quad (5.66)$$

$$\bar{Q}_{L_j}^{iter+1}(t = t_2) = \bar{Q}_{L_j}^{iter}(t = t_2) + \frac{1}{N_{A_i}} \sum_{j \in A_i}^{N_{A_i}} [\hat{Q}_{L_j}(t = t_2) - \bar{Q}_{L_j}(t = t_2)] \quad (5.67)$$

onde N_{A_i} é o número de PMUs na área A_i ($i = 1, \dots, N_a$) onde a barra j está presente.

Em seguida, ir para o Passo 3.

Passo 7: Utilizando a abordagem unificada direta do capítulo 4, calcular a nova margem de estabilidade do sistema de potência na região de segurança dinâmica.

6 APLICAÇÃO E RESULTADOS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO

O procedimento unificado proposto apresentado no capítulo 5 para monitorar e atualizar a margem de carga do sistema elétrico de potência na região de segurança dinâmica considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó é aplicado em dois sistemas de potência neste capítulo. Ambos os sistemas são brasileiros com dimensões e outras características diferentes: o sistema reduzido sul-sudeste brasileiro disponível para uma condição de operação em (ALVES, 2007) e o sistema interligado nacional disponível em (EPE, 2018) para o horizonte de 2026.

A seção 6.1 apresenta um conjunto de análises de maneira didática para o sistema reduzido sul-sudeste brasileiro e a seção 6.2 para o sistema interligado nacional modificado.

6.1 Sistema Reduzido Sul-Sudeste Brasileiro

O primeiro sistema elétrico que será avaliado o procedimento proposto trata-se do sistema reduzido sul-sudeste brasileiro que está descrito de forma detalhada em (ALVES, 2007). Ele é composto por 107 barras ($N_b = 107$), 3 áreas ($N_a = 3$), 24 geradores síncronos ($N_g = 24$), 67 transformadores e 104 linhas de transmissão de energia elétrica. Os geradores apresentam o mesmo modelo dinâmico de quarta ordem descrito no capítulo 2, com um regulador de tensão de terceira ordem versão AVR IEEE Tipo I.

Como já informado no capítulo 5 o procedimento proposto exige primeiro que selecione quais barras do sistema serão selecionadas para ter um PMU instalado. A subseção 6.1.1 descreve com detalhes esta seleção. Estudos de casos são feitos na subseção 6.1.1.1 a fim de avaliar a performance do procedimento de monitoramento e atualização da margem de estabilidade do sistema para cenários onde há modificação da direção de crescimento de carga do sistema.

6.1.1 Seleção de Barras para o Monitoramento do Sistema

Este sistema apresenta 107 barras, mas somente 39 barras apresentam cargas para a condição nominal de operação e, assim, o vetor que define a direção de crescimento de carga apresenta 39 fatores de participação de barras ($F_{PB_j}, j = 1, \dots, 39$). Originalmente, este sistema apresenta 3 áreas e decidiu-se nesta pesquisa manter esta definição de áreas e então tem-se 3 fatores de participação de áreas para este sistema ($F_{PA_i}, i = 1, \dots, 3$). Além disso, há 50 barras na área 1, 35 barras na área 2 e 22 barras na área 3. O vetor que define a direção de crescimento de carga para este sistema apresentará então 42 elementos e pode

ser representado como

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} F_{PA_1} & \cdots & F_{PA_3} & F_{PB_1} & \cdots & F_{PB_{39}} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

O modelo algébrico-diferencial deste sistema é o apresentado no capítulo 2 respeitando as características deste sistema: números de geradores, barras, áreas, dentre outras informações. Seguindo o algoritmo apresentado na subseção 5.1.1, o próximo passo é a definição no número de pontos de operação do sistema (NP) e o número de direções de crescimento de carga para a construção do banco de dados.

Se considerarmos o vetor (6.1) com valores iguais de fatores de participação de áreas e barras, ou seja, todas as barras do sistema com crescimento do nível de carga na mesma proporção, a margem de estabilidade de tensão devido à bifurcação Sela-Nó é de 7,43% ($MET = 1,0743$) e margem de segurança dinâmica da bifurcação de Hopf é de 6,13%. A potência ativa do caso base é de 12682 MW ($P_0 = 1,00$ p.u.). Foram construídos 100 pontos de operação do sistema de potência em estudo para cada um dos quatro níveis totais de carga: $P_1 = 1,00$ p.u., $P_2 = 1,01$ p.u., $P_3 = 1,02$ p.u., $P_4 = 1,03$ p.u., totalizando-se assim 400 pontos de operação.

Como já mencionado na subseção 5.1.2, foram escolhidos os fatores de participação de áreas para terem seus valores alterados e no caso do sistema desta seção há três áreas já definidas. Estes três fatores selecionados tiveram os ângulos da representação em coordenadas *hiper*-esféricas variados em três valores: θ , $\theta^{min} = 0,60 \cdot \theta$ e $\theta^{max} = 1,40 \cdot \theta$ e os demais fatores ficaram com o valor da previsão. O vetor $\mathbf{d}$ descrito em (6.1) terá 3 elementos que irão variar e, assim, 9 (3^{3-1}) diferentes direções de crescimento de carga ($ND = 9$).

Assim, 400 diferentes pontos de operação do sistema em estudo nesta seção e 9 diferentes direções de crescimento totalizam 3600 cenários do sistema.

Utilizando a metodologia unificada direta do capítulo 4 para os casos de análise, o total de tempo consumido para a obtenção das margens de estabilidade devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança foi de 6 minutos e 17 segundos. Considerando as cinco faixas de Margem de Estabilidade: $M_1 \in [0; 0,04)$, $M_2 \in [0,04; 0,05)$, $M_3 \in [0,05; 0,06)$, $M_4 \in [0,06; 0,07)$ e $M_5 \in [0,07; \infty)$ definidas na seção 5.1, os seguintes valores de casos para cada faixa foram obtidos: $M_1 = 902$, $M_2 = 911$, $M_3 = 845$, $M_4 = 709$ e $M_5 = 233$.

Decidiu-se que cada área do sistema terá no mínimo 1 barra com PMU instalado

$$\mathbf{S}_{min} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

e no máximo 20% do total de barras de cada área

$$\mathbf{S}_{max} = \begin{bmatrix} 10 \\ 7 \\ 4 \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

O valor mínimo exigido de diferenças entre as faixas de margem de estabilidade foi de 0,02 p.u. Aplicando o algoritmo de seleção de barras para ter um PMU instalado descrito na subseção 5.1.1, a Tabela 2 apresenta as barras selecionadas e suas respectivas faixas de magnitude de tensão para cada uma das faixas M_1 a M_5 para o monitoramento da margem de estabilidade deste sistema. O algoritmo proposto convergiu em 10,2 segundos.

Tabela 2: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema 1

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
102	1	[0,8291;0,8818]	[0,9130;0,9456]	[0,9789;1,0091]	[1,0101;1,0285]	[1,0527;1,0867]
103	1	[0,8501;0,9174]	[0,9391;0,9718]	[1,0112;1,0274]	[1,0384;1,0502]	[1,0643;1,0831]
104	1	[0,8213;0,9184]	[0,9435;0,9822]	[1,0056;1,0186]	[1,0300;1,0401]	[1,0531;1,0823]
106	1	[0,8300;0,9411]	[0,9681;0,9913]	[1,0213;1,0399]	[1,0306;1,0410]	[1,0415;1,0774]
120	1	[0,9165;0,9772]	[0,9812;1,0056]	[1,0100;1,0209]	[1,0211;1,0371]	[1,0362;1,0801]
123	1	[0,8971;0,9421]	[0,9533;0,9814]	[0,9967;1,0098]	[1,0254;1,0303]	[1,0280;1,0744]
138	1	[0,8569;0,9008]	[0,9210;0,9794]	[1,0017;1,0150]	[1,0264;1,0304]	[1,0302;1,0711]
140	1	[0,8355;0,8999]	[0,9108;0,9544]	[0,9664;0,9767]	[1,0085;1,0166]	[1,0147;1,0674]
938	2	[0,8339;0,8881]	[0,9176;0,9682]	[0,9939;1,0008]	[1,0106;1,0201]	[1,0218;1,0611]
939	2	[0,8222;0,8941]	[0,9015;0,9466]	[0,9672;0,9884]	[0,9967;1,0001]	[1,0003;1,0637]
959	2	[0,8614;0,9091]	[0,9355;0,9711]	[0,9956;1,0041]	[1,0086;1,0110]	[1,0121;1,0668]
960	2	[0,8361;0,8846]	[0,9087;0,9543]	[0,9759;0,9884]	[0,9912;0,9991]	[0,9999;1,0504]
976	2	[0,8154;0,8711]	[0,9097;0,9446]	[0,9746;0,9813]	[0,9902;1,0077]	[0,9959;1,0601]
1015	2	[0,8241;0,8897]	[0,9139;0,9555]	[0,9711;0,9802]	[1,0005;1,0221]	[1,0023;1,0566]
1210	2	[0,8108;0,8764]	[0,8998;0,9339]	[0,9461;0,9612]	[0,9948;1,0119]	[1,0003;1,0641]
1503	1	[0,8774;0,9249]	[0,9502;0,9870]	[1,0071;1,0278]	[1,0346;1,0501]	[1,0528;1,0900]
1504	1	[0,8136;0,8614]	[0,8857;0,9397]	[0,9618;0,9906]	[1,0034;1,0142]	[1,0180;1,0662]
4552	3	[0,8007;0,8611]	[0,8881;0,9221]	[0,9345;0,9607]	[0,9990;1,0095]	[1,0120;1,0631]
4562	3	[0,8012;0,8594]	[0,8716;0,9190]	[0,9312;0,9632]	[0,9921;1,0098]	[1,0179;1,0702]
4572	3	[0,8116;0,8671]	[0,8861;0,9271]	[0,9422;0,9746]	[1,0006;1,0101]	[1,0147;1,0678]
4582	3	[0,8277;0,8764]	[0,8911;0,9312]	[0,9609;0,9942]	[1,0113;1,0176]	[1,0244;1,0774]

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.1.1.1 Estudos de Casos do Sistema de Monitoramento

Esta subseção fará uma análise do sistema de monitoramento obtido na seção anterior onde procura associar uma combinação de faixas de magnitude de tensão das barras com a respectiva faixa de margem de estabilidade.

Esta análise consistirá em avaliar os resultados de margem de estabilidade para diferentes pontos de operação e direções de crescimento de carga para 8 diferentes conjuntos (E1 a E8) descritos a seguir

- E1: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_1 = 1,00$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E2: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_2 = 1,01$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E3: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_3 = 1,02$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E4: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_4 = 1,03$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E5: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_1 = 1,00$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E6: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_2 = 1,01$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E7: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_3 = 1,02$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;

- E8: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_4 = 1,03$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;

Os conjuntos E1 a E4 consideram que os fatores de participação de barras do vetor que define a direção de crescimento de carga estejam fixos assim como foi considerado na etapa de seleção de barras para ter um PMU instalado. Já os conjuntos E5 a E8 consideram variação em um intervalo destes fatores de participação de barras.

De posse dos resultados de valores de magnitude de tensão para cada ponto de operação e sua respectiva margem de estabilidade, quatro conclusões podem ser tomadas para o sistema de monitoramento proposto para o sistema elétrico desta seção:

- V1: ponto de operação apresenta a magnitude de tensão e a margem de estabilidade dentro das faixas esperadas. Este caso é o desejado pois assim o sistema de monitoramento apresenta uma relação direta e única entre faixas de tensão (L_1 a L_5) para faixas de margem de estabilidade (M_1 a M_5).
- V2: ponto de operação apresenta valores de magnitude de tensão que não estão em nenhuma faixa do sistema de monitoramento. Este caso não é desejado pois não é possível enquadrar o ponto de operação em uma das cinco faixas (L_1 a L_5).
- V3: ponto de operação apresenta valores de magnitude de tensão que estão em mais de uma faixa do sistema de monitoramento. Este caso não é desejado pois se o ponto de operação está em duas faixas não há como tirar uma conclusão de qual é a faixa de margem de estabilidade desta condição de operação.
- V4: ponto de operação apresenta valores de magnitude de tensão dentro de uma faixa mas a margem de estabilidade não está dentro da faixa esperada. Este pode ser considerado o pior caso pois o sistema de monitoramento está apresentando uma informação errada ao operador do sistema.

A situação descrita em V1 não exige a atualização da direção de crescimento de carga e nem da margem de estabilidade do sistema pois a relação direta faixa de valores de magnitude de tensão e faixa de margem de estabilidade foi obedecida. No entanto, os casos de operação enquadrados por V2 e V3 exigem a atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, da margem de estabilidade devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança. Caso a condição de operação enquadra-se em V4, há uma conclusão errada sobre qual é faixa de margem de estabilidade baseado-se somente nas magnitudes de tensão das barras onde tem um PMU instalado. Este caso não teria como

ser detectado somente com valores de magnitude de tensão, seria necessário ter a direção de crescimento de carga atual e, conseqüentemente, da margem de estabilidade do sistema.

A Tabela 3 fornece os resultados para este conjunto de análises. É possível observar que para os oito conjuntos de pontos de operação, o sistema de monitoramento fornece no mínimo 51,1% (Estudo E8, V1, $511/1000 = 0,511 = 51,1\%$) de sucesso em corretamente identificar a faixa de margem de estabilidade do sistema. À medida que o nível de carga do sistema aumenta ($P_1 = 1,00$ p.u. (E1 ou E5) para $P_4 = 1,03$ p.u. (E4 ou E8)), o sistema de monitoramento apresenta uma redução para a conclusão V1, ou seja, os pontos de operação apresentam a magnitude de tensão e a margem de estabilidade dentro das faixas esperadas. Além disso, o aumento do carregamento eleva os casos V2 e V3, ou seja, os pontos de operação apresentam magnitudes de tensão que não estão em nenhuma faixa do sistema de monitoramento (V2) ou estão em mais de uma faixa (V3). Não houve nenhum ponto de operação para os oito conjuntos analisados (E1 a E8) que pertence ao caso V4, ou seja, pontos de operação que estão em uma determinada faixa de magnitude de tensão do sistema de monitoramento mas uma margem de estabilidade em outra faixa diferente da esperada. Considerando os estudos onde os fatores de participação de barras do vetor que define a direção de crescimento de carga mantiveram-se fixos (E1 a E4) e variáveis (E5 a E8), o sistema de monitoramento foi menos efetivo para os casos onde há variação dos fatores de participação.

Tabela 3: Pontos de operação de cada estudo e respectiva conclusão segundo o sistema de monitoramento.

Estudo	V1	V2	V3	V4
E1	914	23	63	0
E2	743	108	149	0
E3	601	174	225	0
E4	567	202	231	0
E5	774	81	145	0
E6	681	122	197	0
E7	603	139	258	0
E8	511	164	325	0

Fonte: Elaborada pelo autor.

É possível concluir que o sistema de monitoramento proposto baseado em faixas de magnitude de tensão e faixas de margem de estabilidade apresenta um grau de confiança acima de 50% pelo conjunto de testes realizados. Em virtude da rápida análise e exigir apenas 21 barras de um total de 107 barras do sistema para ter um PMU instalado ou

selecionado, o sistema de monitoramento é rápido para fornecer indicativos da margem de segurança dinâmica do sistema. No entanto, há casos onde o sistema de monitoramento não fornece resultados conclusivos sobre a faixa prevista de margem de estabilidade para determinados pontos de operação, exigindo-se, assim, a atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, da margem de estabilidade do sistema em estudo.

6.1.2 Avaliação do Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade do Sistema

Esta seção irá avaliar de maneira conjunta o sistema de monitoramento proposto e o procedimento de atualização da margem de segurança dinâmica apresentado na seção 5.2. Quando o sistema de monitoramento não apresentar um resultado conclusivo sobre a faixa de margem de estabilidade que o sistema apresenta, o procedimento de atualização da margem de segurança dinâmica será executado.

O sistema em estudo nesta seção é um modelo reduzido do sistema brasileiro que compreende as regiões sul e sudeste e o estado do Mato Grosso (ALVES, 2007). O Operador Nacional do Sistema fornece em seu site oficial as curvas diárias de carga de potência ativa em MW em função do tempo considerando todas as regiões do Brasil. A Figura 28 apresenta a curva de carga no Brasil para o dia 15/05/2018. O eixo das abscissas foi construído admitindo uma potência aparente base dada pela potência total das cargas do caso base de operação do sistema em (ALVES, 2007). Nesta curva é possível observar que há uma potência elétrica total para cada hora que é consumida pelo sistema.

A partir desta curva é possível construir uma direção de crescimento de carga para cada intervalo de hora do sistema admitindo que a região Sudeste apresenta 50% da potência ativa total com incerteza de 10%, a região Sul 35% com incerteza de 5% e o estado do Mato Grosso 15% com incerteza de 5%. Os fatores de participação de barras irão variar aleatoriamente no intervalo $[0, 6 \cdot \theta; 1, 4 \cdot \theta]$ na representação em coordenadas hiper-esféricas.

Se for considerando somente o sistema de monitoramento proposto baseado em medições das faixas de magnitude de tensão, a Tabela 4 apresenta para cada transição de faixas horárias as respectivas margens de estabilidade reais e a faixa de margem de estabilidade fornecida pelo Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) quando ele funciona. A partir destes resultados é possível tirar as seguintes conclusões:

- Nos horários das 1:00 às 5:00, o sistema de monitoramento teve sucesso em identificar as faixas de margem de estabilidade pois o nível de carga do sistema era baixo e não houve grandes alterações do crescimento de carga no período.
- Nos horários das 5:00 às 9:00, o sistema de monitoramento teve sucesso em identificar as faixas de margem de estabilidade pois o nível de carga do sistema aumentou sem

Figura 28: Curva diária de carga do sistema brasileiro no dia 15/05/2018.

grandes alterações da direção de crescimento de carga.

- Nos horários das 9:00 às 14:00, o sistema de monitoramento não teve sucesso em identificar as faixas de margem de estabilidade pois o nível de carga do sistema aumentou com grandes alterações da direção de crescimento de carga.
- Nos horários das 14:00 às 15:00, o sistema de monitoramento teve sucesso em identificar as faixas de margem de estabilidade pois o nível de carga do sistema era alto e aumentou sem grandes alterações da direção de crescimento de carga.
- Nos horários das 15:00 às 21:00 e das 22:00 às 23:00, o sistema de monitoramento não teve sucesso em identificar as faixas de margem de estabilidade pois o nível de carga do sistema aumentou com grandes alterações da direção de crescimento de carga.
- Nos horários das 21:00 às 22:00 e das 23:00 às 24:00, o sistema de monitoramento teve sucesso em identificar as faixas de margem de estabilidade pois o nível de carga do sistema era alto e aumentou sem grandes alterações da direção de crescimento de carga.

Assim, quando há grandes alterações na direção de crescimento de carga e o nível de carga do sistema é alto, o sistema de monitoramento proposto não é capaz de

fornecer a faixa esperada de margem de estabilidade do sistema. Além disso, o sistema de monitoramento teve dificuldades quando o nível de carga do sistema está reduzindo. Nestas situações onde o sistema de monitoramento não apresentou eficácia, o procedimento de atualização da direção de crescimento de carga deve ser executado.

Tabela 4: Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 15/05/2018.

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Faixa de Margem de Estabilidade do SMP (%)	Sucesso do SMP
1:00 às 2:00	> 7	$M_5 = [7, \infty]$	X
2:00 às 3:00	> 7	$M_5 = [7, \infty]$	X
3:00 às 4:00	> 7	$M_5 = [7, \infty]$	X
4:00 às 5:00	> 7	$M_5 = [7, \infty]$	X
5:00 às 6:00	6,88	$M_4 = [6, 7)$	X
6:00 às 7:00	6,32	$M_4 = [6, 7)$	X
7:00 às 8:00	6,01	$M_4 = [6, 7)$	X
8:00 às 9:00	5,60	$M_3 = [5, 6)$	X
9:00 às 10:00	4,91	–	
10:00 às 11:00	4,52	–	
11:00 às 12:00	4,30	–	
12:00 às 13:00	> 7	–	
13:00 às 14:00	4,44	–	
14:00 às 15:00	4,06	$M_2 = [4, 5)$	X
15:00 às 16:00	4,02	–	
16:00 às 17:00	> 7	–	
17:00 às 18:00	> 7	–	
18:00 às 19:00	3,77	–	
19:00 às 20:00	> 7	–	
20:00 às 21:00	> 7	–	
21:00 às 22:00	4,87	$M_2 = [4, 5)$	X
22:00 às 23:00	> 7	–	
23:00 às 24:00	> 7	$M_5 = [7, \infty]$	X

Fonte: Elaborada pelo autor.

O centro de operação do sistema terá uma previsão única diária da direção de crescimento de carga deste sistema onde a potência da área Sudeste corresponde a 50% da potência total, da área Sul corresponde a 35% e a área relativa ao estado do Mato Grosso

corresponde a 15%, mantendo os fatores de participação todos iguais.

O procedimento apresentado na subseção 5.2.3 de atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, da margem de estabilidade do sistema considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança dinâmica foi executado considerando duas condições: (i) quando o sistema de monitoramento é inconclusivo e (ii) quando há alteração de faixas de margem de estabilidade. Considerando a função objetivo (F_{obj}) do modelo de otimização, os pesos w_1 a w_6 relativos ao erros das grandezas medidas e estimadas assumiram os valores apresentados na subseção 5.2.3. O valor do erro desejado para esta função objetivo deve ser menor que 1×10^{-4} , o número máximo de iterações de 10 e o tempo máximo de 200 ms de execução máxima do modelo de otimização.

A Tabela 5 apresenta os resultados de margem de estabilidade real, estimada pelo procedimento proposto, o erro porcentual e qual bifurcação define a menor margem de estabilidade. A partir dos resultados as seguintes conclusões podem ser tiradas:

- O erro porcentual entre as margens de estabilidade real e estimada ficou abaixo de 1%. Em termos absolutos é possível observar um erro de no máximo 0,04 na margem de estabilidade. Caso o centro de operação monitore o sistema admitindo um grau de confiança elevado até a primeira casa decimal, o procedimento foi eficaz.
- O erro porcentual foi menor nos casos onde foi exigido a execução do procedimento proposto de atualização da margem de estabilidade. As faixas de horário 7:00 às 8:00, 14:00 às 15:00 e 21:00 às 22:00 apresentaram os maiores erros porcentuais porque o Sistema de Monitoramento não exigiu a atualização da margem de estabilidade. A faixa de horário 8:00 às 9:00 embora o Sistema de Monitoramento não exigisse a atualização da margem como houve alteração de faixa de margem de estabilidade (M_4 para M_3), o procedimento proposto de atualização da margem foi executado e, assim, o erro relativo foi de 0,18%.
- O procedimento proposto foi capaz de estimar a direção de crescimento de carga em diferentes faixas de níveis de carga. Quando o sistema está próximo de uma bifurcação, as grandezas elétricas apresentam grande variação de valor e poderiam comprometer a convergência do procedimento, e isto não ocorreu.
- Em todos os casos analisados, o tempo máximo de convergência foi definido como 200 ms e as condições iniciais das variáveis são os valores encontrados no banco de dados da etapa de seleção de barras para ter um PMU instalado. Assim, se o centro de operação admite este tempo para o monitoramento do sistema, o procedimento proposto foi eficaz.

- Houve margens de estabilidade do sistema devido às duas bifurcações demonstrando que a consideração de ambas deve ser feita a fim de evitar problemas de estabilidade a Pequenas Perturbações e de Tensão.

Tabela 5: Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 15/05/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Margem de Estabilidade pelo PAME (%)	Erro (%)	Bifurcação
1:00 às 2:00	> 7	> 7	0	BSN
2:00 às 3:00	> 7	> 7	0	BSN
3:00 às 4:00	> 7	> 7	0	BSN
4:00 às 5:00	> 7	> 7	0	BSN
5:00 às 6:00	6,88	6,90	0,29	BSN
6:00 às 7:00	6,32	6,35	0,47	BSN
7:00 às 8:00	6,01	6,05	0,67	BSN
8:00 às 9:00	5,60	5,61	0,18	BSN
9:00 às 10:00	4,91	4,92	0,20	BSN
10:00 às 11:00	4,52	4,53	0,22	BH
11:00 às 12:00	4,30	4,31	0,23	BH
12:00 às 13:00	> 7	> 7	0	BH
13:00 às 14:00	4,44	4,46	0,45	BH
14:00 às 15:00	4,06	4,09	0,74	BH
15:00 às 16:00	4,02	4,03	0,25	BH
16:00 às 17:00	> 7	> 7	0	BH
17:00 às 18:00	> 7	> 7	0	BH
18:00 às 19:00	3,77	3,78	0,27	BH
19:00 às 20:00	> 7	> 7	0	BSN
20:00 às 21:00	> 7	> 7	0	BSN
21:00 às 22:00	4,87	4,90	0,62	BH
22:00 às 23:00	> 7	> 7	0	BSN
23:00 às 24:00	> 7	> 7	0	BSN

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2 Sistema Interligado Nacional Modificado

O segundo sistema avaliado pelo procedimento de monitoramento e atualização da margem de estabilidade na região de segurança dinâmica corresponde ao sistema interligado nacional modificado. Consiste de um sistema modificado pois os dados dinâmicos foram alterados mas os dados de carga e topologia foram mantidos. Este sistema modificado apresenta 111 áreas, 9627 barras, 8149 linhas de transmissão de energia elétrica, 1783 geradores síncronos e 5384 transformadores. Maiores detalhes deste sistema podem ser encontrados em (EPE, 2018) no horizonte de 2026 para o período seco. Com relação às modificações, os geradores apresentam o mesmo modelo dinâmico de quarta ordem descrito no capítulo 2 e um regulador de tensão de terceira ordem versão AVR IEEE Tipo I.

A subseção 6.2.1 fornece em detalhes o procedimento de seleção de barras do sistema interligado nacional modificado para o monitoramento da margem de estabilidade do sistema. Em seguida, na subseção 6.2.1.1, estudos de casos são realizados a fim de verificar o sistema de monitoramento proposto. A subseção 6.2.2 apresenta uma análise do procedimento proposto de atualização da margem de estabilidade do sistema.

6.2.1 Seleção de Barras para o Monitoramento do Sistema

O sistema interligado nacional modificado apresenta 9627 barras, mas somente 3158 barras apresentam níveis de carga para a condição nominal de operação e, assim, o vetor que define a direção de crescimento de carga apresenta 3158 fatores de participação de barras ($F_{PB_j}, j = 1, \dots, 3158$). Originalmente, este sistema apresenta 111 áreas e decidiu-se nesta pesquisa manter esta definição de áreas e então tem-se 111 fatores de participação de áreas para este sistema ($F_{PA_i}, i = 1, \dots, 111$). A Tabela 6 fornece o número de barras para cada área do sistema de potência em estudo. O vetor que define a direção de crescimento de carga para este sistema apresentará então 3269 elementos e pode ser representado como

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} F_{PA_1} & \cdots & F_{PA_{111}} & F_{PB_1} & \cdots & F_{PB_{3158}} \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

O modelo algébrico-diferencial deste sistema é o apresentado no capítulo 2 respeitando as características deste sistema: números de geradores, barras, áreas, dentre outras informações. Seguindo o algoritmo apresentado na subseção 5.1.1, o próximo passo é a definição no número de pontos de operação do sistema (NP) e o número de direções de crescimento de carga para a construção do banco de dados.

Se considerarmos o vetor (6.4) com valores iguais de fatores de participação de áreas e barras, ou seja, todas as barras do sistema com crescimento do nível de carga na mesma proporção, a margem de estabilidade de tensão devido à bifurcação Sela-Nó é de 17,56% ($MET = 1,1756$) e margem de segurança dinâmica da bifurcação de Hopf é de 21,19%. A potência ativa do caso base é de 124336,07 MW ($P_0 = 1,00$ p.u.). Foram construídos 100

Tabela 6: Número de Barras para cada Área do Sistema Interligado Nacional Modificado.

Área	Número de Barras	Área	Número de Barras	Área	Número de Barras	Área	Número de Barras
1	64	31	57	61	4	92	354
2	100	32	101	62	37	93	106
3	77	33	72	63	122	94	245
4	62	35	10	64	48	95	16
5	27	36	9	65	246	96	22
6	40	37	11	68	186	97	128
7	249	38	10	69	28	98	11
8	15	39	14	70	142	101	16
9	4	40	255	71	50	102	21
10	60	41	175	73	10	103	30
12	142	42	255	74	145	104	11
13	140	43	97	75	22	105	24
14	21	44	204	76	5	106	9
15	5	45	41	77	18	107	7
17	152	46	45	78	165	108	84
18	21	47	58	79	38	109	123
19	13	48	35	80	135	110	112
20	62	49	45	81	80	111	1
21	141	50	57	82	109	112	15
22	88	51	45	83	185	113	121
23	33	52	90	84	121	114	67
24	138	53	42	85	155	115	14
25	63	54	90	86	114	116	10
26	74	55	47	87	134	117	28
27	40	56	33	88	183	118	904
28	57	58	27	89	187	119	97
29	27	59	33	90	31	120	35
30	57	60	59	91	327		

Fonte: Elaborada pelo autor.

pontos de operação do sistema de potência em estudo para cada um dos 9 níveis totais de carga: $P_1 = 1,00$ p.u., $P_2 = 1,02$ p.u., $P_3 = 1,04$ p.u., $P_4 = 1,06$ p.u., $P_5 = 1,08$ p.u., $P_6 = 1,10$ p.u., $P_7 = 1,12$ p.u., $P_8 = 1,14$ p.u., $P_9 = 1,16$ p.u., totalizando-se assim 900 pontos de operação.

Como já mencionado na subseção 5.1.2, foram escolhidos os fatores de participação de áreas para terem seus valores alterados e no caso do sistema desta seção há cento e onze áreas já definidas. No entanto, se consideramos que em coordenadas esféricas teria-se 110 variáveis e cada uma delas teria três valores possíveis, então teria-se $3^{111-1} \approx 3 \times 10^{52}$ combinações possíveis de direção de crescimento de carga e, assim, o tempo necessário para obter a margem de estabilidade para todas as combinações seria elevado. Assim, foi empregado a abordagem descrita em (KAMWA; PRADHAN; JOOS, 2007) para

particionamento de sistemas de potência em áreas coerentes. A aplicação desta abordagem resultou em dezesseis áreas para o sistema desta seção. Estes dezesseis fatores selecionados tiveram os ângulos da representação em coordenadas *hiper*-esféricas variados em três valores: θ , $\theta^{min} = 0,60 \cdot \theta$ e $\theta^{max} = 1,40 \cdot \theta$ e os demais fatores ficaram com o valor da previsão. O vetor $\mathbf{d}$ descrito em (6.4) terá 3 elementos que irão variar e, assim, 14348907 (3^{16-1}) diferentes direções de crescimento de carga ($ND = 14348907$).

Assim, 900 diferentes pontos de operação do sistema em estudo nesta seção e 14348907 diferentes direções de crescimento totalizam $1,3 \times 10^{10}$ cenários do sistema. Utilizando a metodologia unificada direta do capítulo 4 para os casos de análise, o total de tempo consumido para a obtenção das margens de estabilidade devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança foi de 31 minutos e 42 segundos. Considerando as cinco faixas de Margem de Estabilidade: $M_1 \in [0; 0,04)$, $M_2 \in [0,04; 0,05)$, $M_3 \in [0,05; 0,06)$, $M_4 \in [0,06; 0,07)$ e $M_5 \in [0,07; \infty)$ definidas na seção 5.1, os seguintes valores de casos para cada faixa foram obtidos: $M_1 = 1,2 \times 10^{10}$, $M_2 = 4,4 \times 10^7$, $M_3 = 4,1 \times 10^7$, $M_4 = 1,1 \times 10^8$ e $M_5 = 3,8 \times 10^8$.

Decidiu-se que cada uma das 111 áreas originais do sistema terá no mínimo 1 barra com PMU instalado e no máximo 20% do total de barras de cada área. A Tabela 7 fornece os números mínimo e máximo de barras para cada área do sistema que o algoritmo linear binário deve respeitar.

O valor mínimo exigido de diferenças entre as faixas de margem de estabilidade foi de 0,02 p.u. Aplicando o algoritmo de seleção de barras para ter um PMU instalado descrito na subseção 5.1.1, as Tabelas 17 à 35 no Anexo A apresentam as barras selecionadas e suas respectivas faixas de magnitude de tensão para cada uma das faixas M_1 a M_5 para o monitoramento da margem de estabilidade deste sistema. O algoritmo proposto convergiu em 37 segundos. A Figura 29 apresenta a relação por área do número de barras máximo, o limite de barras por área e o número de barras selecionadas.

6.2.1.1 Estudos de Casos do Sistema de Monitoramento

Esta seção fará uma análise do sistema de monitoramento obtido na seção anterior onde procura associar uma combinação de faixas de magnitude de tensão das barras com a respectiva faixa de margem de estabilidade.

Esta análise consistirá em avaliar os resultados de margem de estabilidade para diferentes pontos de operação e direções de crescimento de carga para 36 diferentes conjuntos (E1 a E36) descritos a seguir

- E1: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_0 = 1,00$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga

variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;

- E2: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_1 = 1,01$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E3: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_2 = 1,02$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E4: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_3 = 1,03$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E5: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_4 = 1,04$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E6: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_5 = 1,05$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E7: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_6 = 1,06$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E8: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_7 = 1,07$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E9: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_8 = 1,08$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;

- E10: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_9 = 1,09$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E11: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{10} = 1,10$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E12: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{11} = 1,11$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E13: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{12} = 1,12$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E14: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{13} = 1,13$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E15: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{14} = 1,14$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E16: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{15} = 1,15$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E17: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{16} = 1,16$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E18: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{17} = 1,17$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;

- E19: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_0 = 1,00$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E20: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_1 = 1,01$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E21: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_2 = 1,02$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E22: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_3 = 1,03$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E23: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_4 = 1,04$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E24: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_5 = 1,05$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E25: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_6 = 1,06$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E26: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_7 = 1,07$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;
- E27: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_8 = 1,08$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1, 400 \cdot \theta]$;

- E28: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_9 = 1,09$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E29: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{10} = 1,10$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E30: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{11} = 1,11$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E31: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{12} = 1,12$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E32: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{13} = 1,13$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E33: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{14} = 1,14$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E34: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{15} = 1,15$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E35: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{16} = 1,16$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;
- E36: 1000 pontos de operação com potência ativa total de $P_{17} = 1,17$ p.u. onde cada um irá apresentar fatores de participação de áreas e barras da direção de crescimento de carga variando o seu ângulo da representação em coordenadas *hiper*-esféricas aleatoriamente no intervalo $[0, 60 \cdot \theta; 1,400 \cdot \theta]$;

Os conjuntos E1 a E18 consideram que os fatores de participação de barras do vetor que define a direção de crescimento de carga estejam fixos assim como foi considerado na etapa de seleção de barras para ter um PMU instalado. Já os conjuntos E19 a E36 consideram variação em um intervalo dos fatores de participação de barras.

De posse dos resultados de valores de magnitude de tensão para cada ponto de operação e sua respectiva margem de estabilidade, quatro conclusões podem ser tomadas para o sistema de monitoramento proposto para o sistema elétrico desta seção:

- V1: ponto de operação apresenta a magnitude de tensão e a margem de estabilidade dentro das faixas esperadas. Este caso é o desejado pois assim o sistema de monitoramento apresenta uma relação direta e única entre faixas de tensão (L_1 a L_5) para faixas de margem de estabilidade (M_1 a M_5).
- V2: ponto de operação apresenta valores de magnitude de tensão que não estão em nenhuma faixa do sistema de monitoramento. Este caso não é desejado pois não é possível enquadrar o ponto de operação em uma das cinco faixas (L_1 a L_5).
- V3: ponto de operação apresenta valores de magnitude de tensão que estão em mais de uma faixa do sistema de monitoramento. Este caso não é desejado pois se o ponto de operação está em duas faixas não há como tirar uma conclusão de qual é a faixa de margem de estabilidade desta condição de operação.
- V4: ponto de operação apresenta valores de magnitude de tensão dentro de uma faixa mas a margem de estabilidade não está dentro da faixa esperada. Este pode ser considerado o pior caso pois o sistema de monitoramento está apresentando uma informação errada ao operador do sistema.

A situação descrita em V1 não exige a atualização da direção de crescimento de carga e nem da margem de estabilidade do sistema pois a relação direta faixa de valores de magnitude de tensão e faixa de margem de estabilidade foi obedecida. No entanto, os casos de operação enquadrados por V2 e V3 exigem a atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, da margem de estabilidade devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança. Caso a condição de operação enquadra-se em V4, há uma conclusão errada sobre qual é faixa de margem de estabilidade baseado-se somente nas magnitudes de tensão das barras onde tem um PMU instalado. Este caso não teria como ser detectado somente com valores de magnitude de tensão, seria necessário ter a direção de crescimento de carga atual e, conseqüentemente, da margem de estabilidade do sistema.

A Tabela 8 fornece os resultados para este conjunto de análises. É possível observar que para os oito conjuntos de pontos de operação, o sistema de monitoramento fornece no mínimo 45,6% (Estudo E36, V1, $456/1000 = 0,456 = 45,6\%$) de sucesso em corretamente

identificar a faixa de margem de estabilidade do sistema. À medida que o nível de carga do sistema aumenta ($P_0 = 1,00$ p.u. (E1 ou E19) para $P_{17} = 1,17$ p.u. (E18 ou E36)), o sistema de monitoramento apresenta uma redução para a conclusão V1, ou seja, os pontos de operação apresentam a magnitude de tensão e a margem de estabilidade dentro das faixas esperadas. Além disso, o aumento do carregamento eleva os casos V2 e V3, ou seja, os pontos de operação apresentam magnitudes de tensão que não estão em nenhuma faixa do sistema de monitoramento (V2) ou estão em mais de uma faixa (V3). Não houve nenhum ponto de operação para os trinta e seis conjuntos analisados (E1 a E36) que pertence ao caso V4, ou seja, pontos de operação que estão em uma determinada faixa de magnitude de tensão do sistema de monitoramento mas uma margem de estabilidade em outra faixa diferente da esperada. Considerando os estudos onde os fatores de participação de barras do vetor que define a direção de crescimento de carga mantiveram-se fixos (E1 a E18) e variáveis (E19 a E36), o sistema de monitoramento foi menos efetivo para os casos onde há variação dos fatores de participação de barras.

É possível concluir que o sistema de monitoramento proposto baseado em faixas de magnitude de tensão e faixas de margem de estabilidade apresenta um grau de confiança acima de 40%. Em virtude da rápida análise e exigir 670 barras de um total de 9627 barras do sistema para ter um PMU instalado, o sistema de monitoramento é rápido para fornecer indicativos da margem de segurança dinâmica do sistema. No entanto, há casos onde o sistema de monitoramento não fornece resultados conclusivos sobre a faixa prevista de margem de estabilidade para determinados pontos de operação, exigindo-se, assim, a atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, da margem de estabilidade do sistema em estudo.

6.2.2 Avaliação do Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade do Sistema

Esta seção irá avaliar de maneira conjunta o sistema de monitoramento proposto e o procedimento de atualização da margem de segurança dinâmica apresentado na seção 5.2. Quando o sistema de monitoramento não apresentar um resultado conclusivo sobre a faixa de margem de estabilidade que o sistema apresenta, o procedimento de atualização da margem de segurança dinâmica será executado.

O sistema em estudo nesta seção é um modelo interligado nacional modificado que compreende as regiões Centro-Oeste, Nordeste, Norte, Sudeste e Sul (EPE, 2018). O Operador Nacional do Sistema fornece em seu site oficial as curvas diárias de carga de potência ativa em função do tempo considerando todas as regiões do Brasil. As Figuras 30 a 33 apresentam as curvas de carga na regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul do Brasil para o dia 12/03/2018. As Figuras 34 a 37 apresentam as curvas de carga na regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul do Brasil para o dia 12/06/2018. As Figuras 38 a 41 apresentam as curvas de carga na regiões Norte, Nordeste, Centro-

Oeste/Sudeste e Sul do Brasil para o dia 12/09/2018. As Figuras 42 a 45 apresentam as curvas de carga na regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul do Brasil para o dia 12/12/2018. O eixo das abscissas foi construído admitindo uma potência aparente base dada pela potência total das cargas do caso base de operação do sistema em (EPE, 2018). Nestas curvas é possível observar que há uma potência elétrica em p.u. para cada hora que é consumida pelas cargas de cada região.

A partir destas curvas é possível construir uma direção de crescimento de carga para cada intervalo de hora do sistema de potência em estudo. Os fatores de participação de barras irão variar aleatoriamente no intervalo $[0, 6 \cdot \theta; 1, 4 \cdot \theta]$ na representação em coordenadas *hiper*-esféricas.

Se for considerando somente o sistema de monitoramento proposto baseado em medições das faixas de magnitude de tensão, as Tabelas 9 a 10 apresentam para cada transição de faixas horárias as respectivas margens de estabilidade reais e a faixa de margem de estabilidade fornecida pelo Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) quando ele funciona. A partir destes resultados é possível tirar as seguintes conclusões:

Assim, quando há grandes alterações na direção de crescimento de carga e o nível de carga do sistema é alto, o sistema de monitoramento proposto não é capaz de fornecer a faixa esperada de margem de estabilidade do sistema. Além disso, o sistema de monitoramento teve dificuldades quando o nível de carga do sistema está reduzindo. Nestas situações onde o sistema de monitoramento não apresentou eficácia, o procedimento de atualização da direção de crescimento de carga deve ser executado.

O procedimento apresentado na subseção 5.2.3 de atualização da direção de crescimento de carga e, conseqüentemente, da margem de estabilidade do sistema considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó na região de segurança dinâmica foi executado considerando duas condições: (i) quando o sistema de monitoramento é inconclusivo e (ii) quando há alteração de faixas de margem de estabilidade. Considerando a função objetivo (F_{obj}) do modelo de otimização, os pesos w_1 a w_6 relativos ao erros das grandezas medidas e estimadas assumiram os valores apresentados na subseção 5.2.3. O valor do erro desejado para esta função objetivo deve ser menor que 1×10^{-4} , o número máximo de iterações de 50 e o tempo máximo de 300 ms de execução máxima do modelo de otimização.

As Tabelas 13 a 16 apresentam os resultados de margem de estabilidade real, estimada pelo procedimento proposto, o erro porcentual e qual bifurcação define a menor margem de estabilidade para os quatro dias considerados. A partir dos resultados as seguintes conclusões podem ser tiradas:

- O erro porcentual entre as margens de estabilidade real e estimada ficou abaixo de 1%. Em termos absolutos é possível observar um erro de no máximo 0,03 na margem de estabilidade. Caso o centro de operação monitore o sistema admitindo um grau

de confiança elevado até a primeira casa decimal, o procedimento foi eficaz.

- O erro porcentual foi menor nos casos onde foi exigido a execução do procedimento proposto de atualização da margem de estabilidade. As faixas de horário que apresentaram os maiores erros porcentuais são as que o Sistema de Monitoramento não exigiu a atualização da margem de estabilidade.
- O procedimento proposto foi capaz de estimar a direção de crescimento de carga em diferentes faixas de níveis de carga. Quando o sistema está próximo de uma bifurcação, as grandezas elétricas apresentam grande variação de valor e poderiam comprometer a convergência do procedimento, e isto não ocorreu.
- Em todos os casos analisados, o tempo máximo de convergência foi definido como 300 ms e as condições iniciais das variáveis são os valores encontrados no banco de dados da etapa de seleção de barras para ter um PMU instalado. Assim, se o centro de operação admite este tempo para o monitoramento do sistema, o procedimento proposto foi eficaz.
- Houve margens de estabilidade do sistema devido às duas bifurcações demonstrando a consideração de ambas deve ser feita a fim de evitar problemas de estabilidade a Pequenas Perturbações e de Tensão.

Tabela 7: Números Mínimo e Máximo de Barras para cada Área do Sistema Interligado Nacional Modificado para o Sistema de Monitoramento.

Área	Número Mínimo	Número Máximo	Área	Número Mínimo	Número Máximo	Área	Número Mínimo	Número Máximo
1	1	13	41	1	35	82	1	22
2	1	20	42	1	51	83	1	37
3	1	15	43	1	19	84	1	24
4	1	12	44	1	41	85	1	31
5	1	5	45	1	8	86	1	23
6	1	8	46	1	9	87	1	27
7	1	50	47	1	12	88	1	37
8	1	3	48	1	7	89	1	37
9	1	1	49	1	9	90	1	6
10	1	12	50	1	11	91	1	65
12	1	28	51	1	9	92	1	71
13	1	28	52	1	18	93	1	21
14	1	4	53	1	8	94	1	49
15	1	1	54	1	18	95	1	3
17	1	30	55	1	9	96	1	4
18	1	4	56	1	7	97	1	26
19	1	3	58	1	5	98	1	2
20	1	12	59	1	7	101	1	3
21	1	28	60	1	12	102	1	4
22	1	18	61	1	1	103	1	6
23	1	7	62	1	7	104	1	2
24	1	28	63	1	24	105	1	5
25	1	13	64	1	10	106	1	2
26	1	15	65	1	49	107	1	1
27	1	8	68	1	37	108	1	17
28	1	11	69	1	6	109	1	25
29	1	5	70	1	28	110	1	22
30	1	11	71	1	10	111	1	0
31	1	11	73	1	2	112	1	3
32	1	20	74	1	29	113	1	24
33	1	14	75	1	4	114	1	13
35	1	2	76	1	1	115	1	3
36	1	2	77	1	4	116	1	2
37	1	2	78	1	33	117	1	6
38	1	2	79	1	8	118	1	181
39	1	3	80	1	27	119	1	19
40	1	51	81	1	16	120	1	7

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 29: Relação por área do número de barras máximo, o limite de barras por área e o número de barras selecionadas.

Tabela 8: Pontos de operação de cada estudo e respectiva conclusão segundo o sistema de monitoramento.

Estudo	V1	V2	V3	V4
E1	986	1	13	0
E2	952	15	33	0
E3	911	28	61	0
E4	886	42	72	0
E5	851	61	88	0
E6	820	74	106	0
E7	803	87	110	0
E8	798	91	111	0
E9	774	101	125	0
E10	736	122	142	0
E11	712	135	153	0
E12	688	151	161	0
E13	624	167	209	0
E14	586	182	232	0
E15	532	203	265	0
E16	505	227	268	0
E17	487	239	274	0
E18	461	244	295	0
E19	975	4	21	0
E20	946	19	35	0
E21	908	30	62	0
E22	882	38	80	0
E23	840	45	115	0
E24	809	62	129	0
E25	801	64	135	0
E26	794	71	135	0
E27	765	83	152	0
E28	722	96	182	0
E29	707	103	190	0
E30	672	118	210	0
E31	618	146	236	0
E32	580	157	263	0
E33	509	174	317	0
E34	492	191	317	0
E35	476	199	325	0
E36	456	204	340	0

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 30: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 na região Norte.

Figura 31: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 na região Nordeste.

Figura 32: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.

Figura 33: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/03/2018 na região Sul.

Figura 34: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 na região Norte.

Figura 35: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 na região Nordeste.

Figura 36: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.

Figura 37: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/06/2018 na região Sul.

Figura 38: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 na região Norte.

Figura 39: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 na região Nordeste.

Figura 40: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.

Figura 41: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/09/2018 na região Sul.

Figura 42: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 na região Norte.

Figura 43: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 na região Nordeste.

Figura 44: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 nas regiões Centro-Oeste/Sudeste.

Figura 45: Curva diária de carga do sistema interligado nacional brasileiro no dia 12/12/2018 na região Sul.

Tabela 9: Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/03/2018.

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Faixa de Margem de Estabilidade do SMP (%)	Sucesso do SMP
1:00 às 2:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
2:00 às 3:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
3:00 às 4:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
4:00 às 5:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
5:00 às 6:00	6,91	$M_4 = [6, 7)$	X
6:00 às 7:00	6,45	$M_4 = [6, 7)$	X
7:00 às 8:00	5,98	$M_4 = [6, 7)$	X
8:00 às 9:00	5,21	–	
9:00 às 10:00	4,62	$M_2 = [4, 5)$	X
10:00 às 11:00	4,83	–	
11:00 às 12:00	>7	–	
12:00 às 13:00	4,71	–	
13:00 às 14:00	4,46	–	
14:00 às 15:00	>7	–	
15:00 às 16:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
16:00 às 17:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
17:00 às 18:00	5,61	–	
18:00 às 19:00	4,39	–	
19:00 às 20:00	6,74	–	
20:00 às 21:00	6,81	$M_4 = [6, 7)$	X
21:00 às 22:00	>7	$M_5 = [7, \infty)$	X
22:00 às 23:00	>7	$M_5 = [7, \infty)$	X
23:00 às 24:00	>7	$M_5 = [7, \infty)$	X

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 10: Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/06/2018.

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Faixa de Margem de Estabilidade do SMP (%)	Sucesso do SMP
1:00 às 2:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
2:00 às 3:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
3:00 às 4:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
4:00 às 5:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
5:00 às 6:00	6,66	$M_4 = [6, 7)$	X
6:00 às 7:00	6,09	$M_4 = [6, 7)$	X
7:00 às 8:00	5,72	$M_3 = [5, 6)$	X
8:00 às 9:00	5,43	–	
9:00 às 10:00	5,01	–	
10:00 às 11:00	4,78	–	
11:00 às 12:00	>7	–	
12:00 às 13:00	4,67	–	
13:00 às 14:00	4,33	$M_2 = [4, 5)$	X
14:00 às 15:00	4,16	–	
15:00 às 16:00	3,98	–	
16:00 às 17:00	4,02	–	
17:00 às 18:00	3,81	–	
18:00 às 19:00	5,76	–	
19:00 às 20:00	>7	–	
20:00 às 21:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
21:00 às 22:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
22:00 às 23:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
23:00 às 24:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 11: Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/09/2018.

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Faixa de Margem de Estabilidade do SMP (%)	Sucesso do SMP
1:00 às 2:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
2:00 às 3:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
3:00 às 4:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
4:00 às 5:00	6,93	$M_4 = [6, 7)$	X
5:00 às 6:00	6,49	$M_4 = [6, 7)$	X
6:00 às 7:00	6,07	$M_4 = [6, 7)$	X
7:00 às 8:00	6,01	$M_4 = [6, 7)$	X
8:00 às 9:00	5,89	–	
9:00 às 10:00	5,76	–	
10:00 às 11:00	5,51	–	
11:00 às 12:00	5,66	–	
12:00 às 13:00	5,32	–	
13:00 às 14:00	5,20	$M_3 = [5, 6)$	X
14:00 às 15:00	5,09	–	
15:00 às 16:00	4,87	–	
16:00 às 17:00	5,78	–	
17:00 às 18:00	4,96	–	
18:00 às 19:00	4,91	–	
19:00 às 20:00	>7	–	
20:00 às 21:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
21:00 às 22:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
22:00 às 23:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
23:00 às 24:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 12: Conclusões do Sistema de Monitoramento Proposto (SMP) para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/12/2018.

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Faixa de Margem de Estabilidade do SMP (%)	Sucesso do SMP
1:00 às 2:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
2:00 às 3:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
3:00 às 4:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
4:00 às 5:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
5:00 às 6:00	6,94	$M_4 = [6, 7)$	X
6:00 às 7:00	6,67	$M_4 = [6, 7)$	X
7:00 às 8:00	6,18	$M_4 = [6, 7)$	X
8:00 às 9:00	5,77	$M_3 = [5, 6)$	X
9:00 às 10:00	5,51	$M_3 = [5, 6)$	X
10:00 às 11:00	5,22	$M_3 = [5, 6)$	X
11:00 às 12:00	5,35	$M_3 = [5, 6)$	X
12:00 às 13:00	5,01	–	
13:00 às 14:00	4,90	–	
14:00 às 15:00	4,81	–	
15:00 às 16:00	5,22	–	
16:00 às 17:00	5,68	–	
17:00 às 18:00	6,11	–	
18:00 às 19:00	6,46	–	
19:00 às 20:00	6,02	–	
20:00 às 21:00	5,94	$M_3 = [5, 6)$	X
21:00 às 22:00	5,90	$M_3 = [5, 6)$	X
22:00 às 23:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X
23:00 às 24:00	>7	$M_5 = [7, \infty]$	X

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 13: Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/03/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Margem de Estabilidade pelo PAME (%)	Erro (%)	Bifurcação
1:00 às 2:00	>7	>7	0	BSN
2:00 às 3:00	>7	>7	0	BSN
3:00 às 4:00	>7	>7	0	BSN
4:00 às 5:00	>7	>7	0	BSN
5:00 às 6:00	6,91	6,90	0,15	BSN
6:00 às 7:00	6,45	6,43	0,31	BSN
7:00 às 8:00	5,98	5,97	0,17	BSN
8:00 às 9:00	5,21	5,19	0,38	BH
9:00 às 10:00	4,62	4,62	0	BH
10:00 às 11:00	4,83	4,81	0,41	BH
11:00 às 12:00	>7	>7	0	BSN
12:00 às 13:00	4,71	4,69	0,42	BH
13:00 às 14:00	4,46	4,45	0,22	BH
14:00 às 15:00	>7	>7	0	BSN
15:00 às 16:00	>7	>7	0	BSN
16:00 às 17:00	>7	>7	0	BSN
17:00 às 18:00	5,61	5,60	0,18	BH
18:00 às 19:00	4,39	4,39	0	BH
19:00 às 20:00	6,74	6,71	0,45	BSN
20:00 às 21:00	6,81	6,80	0,15	BSN
21:00 às 22:00	>7	>7	0	BSN
22:00 às 23:00	>7	>7	0	BSN
23:00 às 24:00	>7	>7	0	BSN

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 14: Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/06/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Margem de Estabilidade pelo PAME (%)	Erro (%)	Bifurcação
1:00 às 2:00	>7	>7	0	BSN
2:00 às 3:00	>7	>7	0	BSN
3:00 às 4:00	>7	>7	0	BSN
4:00 às 5:00	>7	>7	0	BSN
5:00 às 6:00	6,66	6,66	0	BH
6:00 às 7:00	6,09	6,07	0,33	BH
7:00 às 8:00	5,72	5,70	0,35	Bh
8:00 às 9:00	5,43	5,42	0,18	BH
9:00 às 10:00	5,01	5,00	0,20	BH
10:00 às 11:00	4,78	4,76	0,42	BH
11:00 às 12:00	>7	>7	0	BSN
12:00 às 13:00	4,67	4,66	0,21	BSN
13:00 às 14:00	4,33	4,32	0,23	BSN
14:00 às 15:00	4,16	4,14	0,48	BSN
15:00 às 16:00	3,98	3,96	0,50	BSN
16:00 às 17:00	4,02	4,00	0,50	BH
17:00 às 18:00	3,81	3,79	0,52	BH
18:00 às 19:00	5,76	5,75	0,17	BH
19:00 às 20:00	>7	>7	0	BSN
20:00 às 21:00	>7	>7	0	BSN
21:00 às 22:00	>7	>7	0	BSN
22:00 às 23:00	>7	>7	0	BSN
23:00 às 24:00	>7	>7	0	BSN

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 15: Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/09/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Margem de Estabilidade pelo PAME (%)	Erro (%)	Bifurcação
1:00 às 2:00	>7	>7	0	BSN
2:00 às 3:00	>7	>7	0	BSN
3:00 às 4:00	>7	>7	0	BSN
4:00 às 5:00	6,93	6,93	0	BH
5:00 às 6:00	6,49	6,48	0,15	BH
6:00 às 7:00	6,07	6,05	0,33	BH
7:00 às 8:00	6,01	6,00	0,17	BH
8:00 às 9:00	5,89	5,89	0	BH
9:00 às 10:00	5,76	5,74	0,35	BH
10:00 às 11:00	5,51	5,50	0,18	BH
11:00 às 12:00	5,66	5,63	0,53	BH
12:00 às 13:00	5,32	5,30	0,38	BH
13:00 às 14:00	5,20	5,19	0,19	BH
14:00 às 15:00	5,09	5,08	0,20	BH
15:00 às 16:00	4,87	4,87	0	BH
16:00 às 17:00	5,78	5,77	0,17	BSN
17:00 às 18:00	4,96	4,96	0	BSN
18:00 às 19:00	4,91	4,90	0,20	BSN
19:00 às 20:00	>7	>7	0	BSN
20:00 às 21:00	>7	>7	0	BSN
21:00 às 22:00	>7	>7	0	BSN
22:00 às 23:00	>7	>7	0	BSN
23:00 às 24:00	>7	>7	0	BSN

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 16: Margem de Estabilidade para Cada Faixa Horária da Curva de Carga do dia 12/12/2018 utilizando o Procedimento de Atualização da Margem de Estabilidade (PAME).

Faixa Horária	Margem de Estabilidade Real (%)	Margem de Estabilidade pelo PAME (%)	Erro (%)	Bifurcação
1:00 às 2:00	>7	>7	0	BSN
2:00 às 3:00	>7	>7	0	BSN
3:00 às 4:00	>7	>7	0	BSN
4:00 às 5:00	>7	>7	0	BSN
5:00 às 6:00	6,94	6,92	0,29	BH
6:00 às 7:00	6,67	6,65	0,30	BH
7:00 às 8:00	6,18	6,17	0,16	BH
8:00 às 9:00	5,77	5,75	0,35	BH
9:00 às 10:00	5,51	5,51	0	BH
10:00 às 11:00	5,22	5,21	0,19	BH
11:00 às 12:00	5,35	5,33	0,37	BH
12:00 às 13:00	5,01	5,00	0,20	BH
13:00 às 14:00	4,90	4,88	0,41	BH
14:00 às 15:00	4,81	4,80	0,21	BH
15:00 às 16:00	5,22	5,21	0,19	BH
16:00 às 17:00	5,68	5,67	0,18	BH
17:00 às 18:00	6,11	6,11	0	BH
18:00 às 19:00	6,46	6,46	0	BSN
19:00 às 20:00	6,02	6,00	0,33	BSN
20:00 às 21:00	5,94	5,94	0	BSN
21:00 às 22:00	5,90	5,88	0,34	BSN
22:00 às 23:00	>7	>7	0	BSN
23:00 às 24:00	>7	>7	0	BSN

Fonte: Elaborada pelo autor.

7 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS

Esta pesquisa de doutorado apresentou um procedimento de monitoramento e atualização da margem de estabilidade do sistema considerando medições de sincrofasores providos por PMUs existentes em barras selecionadas do sistema. Além disso, foi proposta e apresentada uma abordagem unificada direta para determinar a margem de estabilidade de um sistema de potência na região de segurança dinâmica considerando as bifurcações de Hopf e Sela-Nó. A seleção das barras foi feita por um problema linear inteiro binário com restrições considerando diferentes condições de operação do sistema elétrico e direções de crescimento de carga. Caso o procedimento de monitoramento da margem de estabilidade forneça indicativos que esta margem não é mais adequada, uma nova estimativa da direção de crescimento de carga do sistema deve ser obtida através da resolução de um modelo de otimização no procedimento de atualização proposto.

A partir do desenvolvimento do procedimento proposto e dos resultados alcançados para os dois diferentes sistemas brasileiros em estudo, as seguintes conclusões poder ser tiradas:

- A margem de segurança dinâmica devido à bifurcação de Hopf associada à perda de estabilidade angular em sistemas de potência devido aos modos eletromecânicos pouco amortecidos pode ocorrer antes que a margem de segurança dinâmica devido à bifurcação Sela-Nó seja alcançada. Assim, o desenvolvimento de uma abordagem capaz de identificar qual margem de estabilidade é alcançada primeiro é fundamental para evitar instabilidade angular e de tensão no sistema de potência.
- Os avanços nas tecnologias de comunicação podem proporcionar um número cada vez mais elevado de PMUs instalados no sistema cuja redundância de informação pode ser prejudicial para estudos em tempo real. Assim, o procedimento proposto de seleção de barras onde tem um PMU já instalado é benéfico no monitoramento da margem de estabilidade do sistema segundo uma janela de aquisição de dados. Além disso, quando o sistema de monitoramento dar indicativos de que a margem não é mais adequada, os dados de PMU das barras do sistema de monitoramento são utilizadas no processo de atualização da direção de crescimento de carga.
- O modelo de otimização proposto para a etapa de atualização da direção de crescimento de carga do sistema de potência procura atender as restrições de tempo real do sistema com medições de grandezas elétricas adquiridos por PMUs e as restrições referentes ao modelo completo representativo do sistema. Assim, a convergência do procedimento proposto indica uma adequação do modelo matemático com o perfil em tempo real do sistema elétrico informado pelos dados de PMUs.

- Considerando o procedimento proposto: (i) monitorar o sistema e identificar uma inconsistência da margem de estabilidade, (ii) atualizar a direção de crescimento de carga através do modelo de otimização proposto, (iii) calcular a nova margem de estabilidade do sistema devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó para uma determinada direção de crescimento de carga, o tempo exigido para estas operações mostrou-se adequado para uma aplicação em tempo real e uma ferramenta valiosa para o operador do sistema elétrico com o objetivo de atender às restrições de segurança dinâmica.

A partir da pesquisa desenvolvida e dos resultados alcançados, as perspectivas de trabalhos futuros para esta tese são:

- Melhoria do modelo não-linear que representa sistema de potência através da inclusão de dispositivos ainda não considerados como, por exemplo, geração eólica e fotovoltaica, elementos armazenadores de energia, dispositivos FACTS (do inglês, *Flexible AC Transmission System*), os sistemas de corrente contínua em alta tensão ou, do inglês, High-Voltage, Direct Current (HVDC), dentre outros. Modelos mais representativos do sistema elétrico de potência podem fornecer características ainda não observadas, além de tornar mais preciso o procedimento proposto.
- Avaliar o comportamento de diferentes esquemas de redespacho de geração de potência ativa no monitoramento e atualização da direção de crescimento de carga e margem de estabilidade na região de segurança dinâmica. O monitoramento pode fornecer indicativos de qual o melhor esquema de redespacho de acordo com o perfil atual do sistema.
- Avaliar o procedimento proposto neste doutorado para sistemas com geração intermitente de potência ativa como eólica e solar. Além disso, outras incertezas de operação podem ser avaliadas futuramente.
- Desenvolvimento e aplicação de técnicas de identificação de topologia de sistemas elétricos de potência em conjunto com o procedimento proposto neste doutorado a fim de fornecer a margem de estabilidade do sistema para a atual configuração da rede.
- A pesquisa atual considerou modelos de carga de potência constante. Assim, melhorias do procedimento proposto com o objetivo de incluir novos modelos de carga como exponencial, polinomial e dinâmico podem ser feitas.
- Considerando a abordagem direta proposta para a determinação das margens de estabilidade devido às bifurcações de Hopf e Sela-Nó:

- Futuramente pode-se incluir análises de bifurcações induzidas por limite e estudar critérios de região de segurança dinâmica devido a esta bifurcação.
 - Com relação ao método de Newton utilizado para a resolução do sistema determinado de equações e variáveis, pode-se avaliar futuramente diferentes critérios de convergência do algoritmo que não seja o erro absoluto entre duas soluções consecutivas utilizado nesta pesquisa.
 - Outras abordagens de resolução de sistemas determinados de equações e variáveis diferentemente do método de Newton podem ser avaliadas futuramente.
- Considerando a abordagem proposta para a seleção de barras para coletar medidas do respectivo PMU instalado:
 - Outras informações fornecidas por PMUs (não somente a magnitude de tensão) podem ser consideradas a fim de selecionar barras que contribuam para o monitoramento da margem de estabilidade. Além disso, o procedimento de monitoramento pode ser melhorado uma vez que mais medidas elétricas estão disponíveis.
 - Nesta pesquisa, decidiu-se utilizar 20% do total de barras de cada área para coletar dados de PMUs. Melhorias podem ser feitas no intuito de reduzir o número de barras exigidas para o procedimento de monitoramento e atualização da margem de estabilidade do sistema de potência sem comprometer o desempenho e adequação.
 - Considerando o procedimento de atualização da direção de crescimento de carga:
 - Novas estratégias para a atualização das variáveis do modelo de otimização podem ser criadas a fim de reduzir o tempo de convergência.
 - Nesta pesquisa, decidiu-se trabalhar com duas janelas de dados e este emprego de janelas de dados pode ser aperfeiçoado.

REFERÊNCIAS

- ABED, E. H. et al. DYNAMIC BIFURCATIONS IN A POWER SYSTEM MODEL EXHIBITING VOLTAGE COLLAPSE. **International Journal of Bifurcation and Chaos**, v. 03, n. 05, p. 1169–1176, oct 1993. ISSN 0218-1274. <https://doi.org/10.1142/S0218127493000969>.
- AJJARAPU, V. (Ed.). **Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control**. Boston, MA: Springer US, 2007. (Power Electronics and Power Systems). <https://doi.org/10.1007/978-0-387-32935-2>. ISBN 978-0-387-26080-8.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992. ISSN 08858950. <https://doi.org/10.1109/59.141737>.
- AJJARAPU, V.; LEE, B. Bifurcation theory and its application to nonlinear dynamical phenomena in an electrical power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 424–431, 1992. ISSN 08858950. <https://doi.org/10.1109/59.141738>.
- ALVES, W. F. Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência. **Niterói, Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense**, 2007.
- AMINIFAR, F. et al. Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 516–523, feb 2010. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036470>.
- AN, Y. et al. Extended Moore-Spence Equations Based Reduced Method for Computing Bifurcation Points of Power System Model. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 41, n. 2, p. 485–490, 2008. ISSN 14746670. <https://doi.org/10.3182/20080706-5-KR-1001.00082>.
- ANNASWAMY, A. IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap. **IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap**, p. 1–12, Oct 2013. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6648362>.
- ASHRAF, S. M. et al. Voltage stability monitoring of power systems using reduced network and artificial neural network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 87, p. 43–51, may 2017. ISSN 01420615. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.11.008>.
- BENTO, M. E. C. A hybrid procedure to design a wide-area damping controller robust to permanent failure of the communication channels and power system operation uncertainties. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 110, p. 118–135, sep 2019. ISSN 01420615. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.001>.
- BENTO, M. E. C. et al. A Procedure to Design Fault-Tolerant Wide-Area Damping Controllers. **IEEE Access**, v. 6, p. 23383–23405, 2018. ISSN 2169-3536. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2828609>.
- BENTO, M. E. C.; KUIAVA, R.; RAMOS, R. A. Design of Wide-Area Damping Controllers Incorporating Resiliency to Permanent Failure of Remote Communication

Links. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 29, n. 5, p. 541–550, oct 2018. ISSN 2195-3880. <https://doi.org/10.1007/s40313-018-0398-3>.

BENTO, M. E. C.; RAMOS, R. A. Analysis of the Load Growth Direction Variation in the Dynamic Security Assessment. In: **2018 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)**. [S.l.]: IEEE, 2018. p. 1–5. ISBN 978-1-7281-0670-0. <https://doi.org/10.1109/WCNPS.2018.8604462>.

BENTO, M. E. C.; RAMOS, R. A.; CASTOLDI, M. F. Design of Power Systems Stabilizers for distributed synchronous generators using Linear Matrix Inequality solvers. In: **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. [S.l.]: IEEE, 2015. p. 1–5. ISBN 978-1-4673-8040-9. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7285867>.

BIDADFAR, A.; HOOSHYAR, H.; VANFRETTI, L. Dynamic Thévenin equivalent and reduced network models for PMU-based power system voltage stability analysis. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 16, p. 126–135, dec 2018. ISSN 23524677. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.07.002>.

BOYD, S. et al. **Linear Matrix Inequalities in System and Control Theory**. [S.l.]: Society for Industrial and Applied Mathematics, 1994. <https://doi.org/10.1137/1.9781611970777>. ISBN 978-0-89871-485-2.

BURCHETT, S. M. et al. An Optimal Thévenin Equivalent Estimation Method and its Application to the Voltage Stability Analysis of a Wind Hub. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 4, p. 3644–3652, jul 2018. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2776741>.

CANIZARES, C. A. et al. Linear Performance Indices to Predict Oscillatory Stability Problems in Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 1104–1114, may 2004. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821460>.

CHANDRA, A.; PRADHAN, A. K. Online voltage stability and load margin assessment using wide area measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 108, p. 392–401, jun 2019. ISSN 01420615. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.021>.

CHEN, Y.; LEUNG, A. Y. T. **Bifurcation and Chaos in Engineering**. London: Springer London, 1998. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-1575-5>. ISBN 978-1-4471-1577-9.

CHUNG, C. Y.; DAI, B. A Generalized Approach for Computing Most Sensitive Eigenvalues With Respect to System Parameter Changes in Large-Scale Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2278–2288, may 2016. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2445792>.

CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. Boston, MA: Springer US, 1998. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-75536-6>. ISBN 978-0-387-75535-9.

DECKER, I. C. et al. Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system. In: **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.]: IEEE, 2006. p. 1–8. ISBN 1-4244-0493-2. <https://doi.org/10.1109/PES.2006.1708861>.

DEUFLHARD, P. **Newton Methods for Nonlinear Problems**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011. v. 35. (Springer Series in Computational Mathematics, v. 35). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-23899-4>. ISBN 978-3-642-23898-7.

DIVSHALI, P. H. et al. Reliable prediction of Hopf bifurcation in power systems. **Electrical Engineering**, v. 91, n. 2, p. 61–68, aug 2009. ISSN 0948-7921. <https://doi.org/10.1007/s00202-009-0118-x>.

DOTTA, D.; e Silva, A. S.; DECKER, I. C. Wide-Area Measurements-Based Two-Level Control Design Considering Signal Transmission Delay. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 1, p. 208–216, feb 2009. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.2004733>.

DU, Y.; LIAO, Y. On-line estimation of transmission line parameters, temperature and sag using PMU measurements. **Electric Power Systems Research**, v. 93, p. 39–45, dec 2012. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.07.007>.

DUA, D. et al. Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 1812–1820, oct 2008. ISSN 0885-8977. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.07.007>.

EPE. Expansão da Transmissão: Dados para Simulações Elétricas do SIN. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2018. <http://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.

FERNANDES, L. F. d. J.; Costa Júnior, E. A. Estimation of dominant mode parameters in power systems using correlation analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 148, p. 295–302, jul 2017. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.03.008>.

FRANCO, N. M. B. **Cálculo numérico**. [S.l.]: Pearson, 2006.

GAO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 4, p. 1529–1542, 1992. ISSN 08858950. <https://doi.org/10.1109/59.207377>.

GILBERT, J. R.; MOLER, C.; SCHREIBER, R. Sparse Matrices in MATLAB: Design and Implementation. **SIAM Journal on Matrix Analysis and Applications**, v. 13, n. 1, p. 333–356, jan 1992. ISSN 0895-4798. <https://doi.org/10.1137/0613024>.

GOMES, S.; MARTINS, N.; PORTELA, C. Computing small-signal stability boundaries for large-scale power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 747–752, may 2003. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.811205>.

GORODENTSEV, A. L. **Algebra I**. Cham: Springer International Publishing, 2016. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-45285-2>. ISBN 978-3-319-45284-5.

GOU, B. Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1099–1104, aug 2008. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.926475>.

GUCKENHEIMER, J.; HOLMES, P. **Nonlinear Oscillations, Dynamical Systems, and Bifurcations of Vector Fields**. New York, NY: Springer New York, 1983. v. 42. (Applied Mathematical Sciences, v. 42). <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1140-2>. ISBN 978-1-4612-7020-1.

GUEDES, R. B. L.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. Power System Low-Voltage Solutions Using an Auxiliary Gradient System for Voltage Collapse Purposes. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1528–1537, aug 2005. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.852069>.

GUPTA, C. P.; VARMA, R. K.; SRIVASTAVA, S. C. A method to determine closest Hopf bifurcation in power systems considering exciter and load dynamics. In: **Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No.98EX137)**. [S.l.]: IEEE, 1998. v. 1, p. 293–297. ISBN 0-7803-4495-2. <https://doi.org/10.1109/EMPD.1998.705541>.

HAGMAR, H. et al. On-Line Voltage Instability Prediction using an Artificial Neural Network. In: **2019 IEEE Milan PowerTech**. [S.l.]: IEEE, 2019. p. 1–6. ISBN 978-1-5386-4722-6. <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810808>.

HALE, J. K.; KOÇAK, H. **Dynamics and Bifurcations**. New York, NY: Springer New York, 1991. v. 3. (Texts in Applied Mathematics, v. 3). <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-4426-4>. ISBN 978-1-4612-8765-0.

IEEE. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. **IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995)**, p. 1–65, March 2006. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2006.99376>.

IRISARRI, G. D. et al. Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 162–172, 1997. ISSN 08858950. <https://doi.org/10.1109/59.574936>.

JIANG, J.-A. et al. An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines. I. Theory and algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 486–493, apr 2000. ISSN 08858977. <https://doi.org/10.1109/61.852973>.

KAMWA, I.; PRADHAN, A. K.; JOOS, G. Automatic Segmentation of Large Power Systems Into Fuzzy Coherent Areas for Dynamic Vulnerability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1974–1985, nov 2007. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.907383>.

KUMAR, L.; KISHOR, N. Determination of mode shapes in PMU signals using two-stage mode decomposition and spectral analysis. **IET Generation, Transmission & Distribution**, aug 2017. ISSN 1751-8687. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0316>.

KUNDUR, P. et al. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, aug 2004. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>.

KUZNETSOV, Y. A. **Elements of Applied Bifurcation Theory**. New York, NY: Springer New York, 2004. v. 112. (Applied Mathematical Sciences, v. 112). <https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3978-7>. ISBN 978-1-4419-1951-9.

KWATNY, H. G.; FISCHL, R. F.; NWANKPA, C. O. Local bifurcation in power systems: theory, computation, and application. **Proceedings of the IEEE**, v. 83, n. 11, p. 1456–1483, 1995. ISSN 00189219. <https://doi.org/10.1109/5.481630>.

LAVERTY, D. M. et al. The OpenPMU Platform for Open-Source Phasor Measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 62, n. 4, p. 701–709, apr 2013. ISSN 0018-9456. <https://doi.org/10.1109/TIM.2013.2240920>.

LI, F. et al. Smart Transmission Grid: Vision and Framework. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 2, p. 168–177, sep 2010. ISSN 1949-3053. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2053726>.

LI, S.; AJJARAPU, V. Real-time monitoring of long-term voltage stability via convolutional neural network. In: **2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. [S.l.]: IEEE, 2017. p. 1–5. ISBN 978-1-5386-2212-4. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274406>.

LOF, P.-A. et al. Fast calculation of a voltage stability index. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 54–64, 1992. ISSN 08858950. <https://doi.org/10.1109/59.141687>.

LORENCI, E. V.; de Souza, A. C. Z.; LOPES, B. I. L. Energy function applied to voltage stability studies – Discussion on low voltage solutions with the help of tangent vector. **Electric Power Systems Research**, v. 141, p. 290–299, dec 2016. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.004>.

MANOUSAKIS, N. M.; KORRES, G. N.; GEORGILAKIS, P. S. Taxonomy of PMU Placement Methodologies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 1070–1077, may 2012. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2179816>.

MANSOUR, M. R. **Método rápido para análise de contingências e seleção de controles preventivos no contexto de estabilidade de tensão**. apr 2013. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, apr 2013. <https://doi.org/10.11606/T.18.2013.tde-18062013-090004>.

MARTIN, K. et al. Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 1805–1811, oct 2008. ISSN 0885-8977. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.916092>.

MATAVALAM, A. R. R.; AJJARAPU, V. Sensitivity Based Thevenin Index With Systematic Inclusion of Reactive Power Limits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 932–942, jan 2018. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2701811>.

MathWorks, Inc. **MATLAB, high-performance numeric computation and visualization software: reference guide**. [S.l.]: MathWorks, 2016.

MODARRESI, J.; GHOLIPOUR, E.; KHODABAKHSHIAN, A. A comprehensive review of the voltage stability indices. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 1–12, sep 2016. ISSN 13640321. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.010>.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983.

MOORE, G.; SPENCE, A. The Calculation of Turning Points of Nonlinear Equations. **SIAM Journal on Numerical Analysis**, v. 17, n. 4, p. 567–576, aug 1980. ISSN 0036-1429. <https://doi.org/10.1137/0717048>.

MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. Power system security assessment. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 2, n. 5, p. 30–39, sep 2004. ISSN 1540-7977. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2004.1338120>.

MOU, Q.; YE, H.; LIU, Y. Enabling Highly Efficient Eigen-Analysis of Large Delayed Cyber-Physical Power Systems by Partial Spectral Discretization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 2, p. 1499–1508, mar 2020. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2936488>.

NERI, F. **Linear Algebra for Computational Sciences and Engineering**. Cham: Springer International Publishing, 2016. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-40341-0>. ISBN 978-3-319-40339-7.

NEVES, L. S.; ALBERTO, L. F. C.; CHIANG, H.-D. A fast method for detecting limit-induced bifurcation in electric power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 180, p. 106101, mar 2020. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106101>.

OLIVEIRA, K. R. C.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. A fast methodology for stability margin evaluation of power systems due to Hopf bifurcation. In: **IEEE PES General Meeting**. [S.l.]: IEEE, 2010. p. 1–6. ISBN 978-1-4244-6549-1. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589587>.

OLIVEIRA, W. D. et al. Power system security assessment for multiple contingencies using multiway decision tree. **Electric Power Systems Research**, v. 148, p. 264–272, jul 2017. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.03.029>.

ONS, Procedimentos de Rede. **Submódulo 23.3–Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**. [S.l.]: Set, 2010.

PARREIRAS, T. J. M. A.; Gomes Jr., S.; TARANTO, G. N. Damping Nomogram Method for Small-Signal Security Assessment of Power Systems. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 5, p. 877–883, may 2017. ISSN 1548-0992. <https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7910201>.

PISSANETZKY Jr, S. **Refactoring with Relations. A New Method for Refactoring Object-Oriented Software**. [S.l.]: SciControls. com, 2006.

ROOSE, D.; HLAVÁČEK, V. A Direct Method for the Computation of Hopf Bifurcation Points. **SIAM Journal on Applied Mathematics**, v. 45, n. 6, p. 879–894, dec 1985. ISSN 0036-1399. <https://doi.org/10.1137/0145053>.

SALGADO, R. S.; ZEITUNE, A. A direct method based on tensor calculation to determine maximum loadability power flow solutions. **Electric Power Systems Research**, v. 103, p. 114–121, oct 2013. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.05.011>.

SALGADO, R. S.; ZEITUNE, A. F. Critical Solutions of Maximum Loadability Via Direct Methods. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 24, n. 3, p. 349–360, jun 2013. ISSN 2195-3880. <https://doi.org/10.1007/s40313-013-0038-x>.

SALIM, K. C. d. O. **Metodologia de avaliação de margem de estabilidade devido a bifurcações em sistemas elétricos de potência**. mar 2012. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, mar 2012. <https://doi.org/10.11606/T.18.2012.tde-26042012-095124>.

SARMIENTO, H. et al. Nomograms for assistance in voltage security visualization. In: **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.]: IEEE, 2009. p. 1–6. ISBN 978-1-4244-3810-5. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2009.4840049>.

SATTINGER, D. H. **Topics in Stability and Bifurcation Theory**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1973. v. 309. (Lecture Notes in Mathematics, v. 309). <https://doi.org/10.1109/PSCE.2009.4840049>. ISBN 978-3-540-06133-5.

SAUER, P. W.; PAI, M. A.; CHOW, J. H. **Power System Dynamics and Stability: With Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox 2e**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2017. <http://doi.wiley.com/10.1002/9781119355755>. ISBN 9781119355755.

SMON, I.; VERBIC, G.; GUBINA, F. Local Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1267–1275, aug 2006. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876702>.

SODHI, R.; SRIVASTAVA, S. C.; SINGH, S. N. Optimal PMU placement method for complete topological and numerical observability of power system. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 9, p. 1154–1159, sep 2010. ISSN 03787796. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.03.005>.

SU, H.-Y.; LIU, C.-W. Estimating the Voltage Stability Margin Using PMU Measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 3221–3229, jul 2016. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2477426>.

TAYLOR, C. W.; BALU, N. J.; MARATUKULAM, D. **Power system voltage stability**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

TERZIJA, V. et al. Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 1, p. 80–93, jan 2011. ISSN 0018-9219. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2060450>.

TOMIM, M. A. et al. Modified Hopf bifurcation index for power system stability assessment. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 152, n. 6, p. 906, 2005. ISSN 13502360. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20045159>.

UHLEN, K. et al. Monitoring amplitude, frequency and damping of power system oscillations with PMU measurements. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. [S.l.]: IEEE, 2008. p. 1–7. ISBN 978-1-4244-1905-0. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596661>.

USMAN, M. U.; FARUQUE, M. O. Validation of a PMU-based fault location identification method for smart distribution network with photovoltaics using real-time data. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 21, p. 5824–5833, nov 2018. ISSN 1751-8687. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6245>.

VANDERBAUWHEDE, A. **Local bifurcation and symmetry**. [S.l.]: Pitman Advanced Publishing Program, 1982. v. 75.

WANG, B.; LIU, C.; SUN, K. Multi-Stage Holomorphic Embedding Method for Calculating the Power-Voltage Curve. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 1127–1129, jan 2018. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2711260>.

WANG, X.; BIALEK, J. W.; TURITSYN, K. PMU-Based Estimation of Dynamic State Jacobian Matrix and Dynamic System State Matrix in Ambient Conditions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 681–690, jan 2018. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2712762>.

XIE, X. et al. Small Signal Stability Assessment with Online Eigenvalue Identification Based on Wide-area Measurement System. In: **2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**. [S.l.]: IEEE, 2005. p. 1–5. ISBN 0-7803-9114-4. <https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1546826>.

YE, H.; LI, T.; LIU, Y. Time Integration-Based IGD Methods for Eigen-Analysis of Large Delayed Cyber-Physical Power System. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 2, p. 1376–1388, mar 2020. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2936871>.

YU, F. et al. Wide-area backup protection and protection performance analysis scheme using PMU data. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 110, p. 630–641, sep 2019. ISSN 01420615. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.060>.

YUN, Z.; CUI, X.; MA, K. Online Thevenin Equivalent Parameter Identification Method of Large Power Grids Using LU Factorization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 6, p. 4464–4475, nov 2019. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2920994>.

ZHAO, J. et al. Power System Real-Time Monitoring by Using PMU-Based Robust State Estimation Method. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 1, p. 300–309, jan 2016. ISSN 1949-3053. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2431693>.

ZHOU, D. Q.; ANNAKKAGE, U. D.; RAJAPAKSE, A. D. Online Monitoring of Voltage Stability Margin Using an Artificial Neural Network. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1566–1574, aug 2010. ISSN 0885-8950. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2038059>.

Apêndices

APÊNDICE A – PUBLICAÇÕES

Este apêndice apresenta de maneira sucinta os artigos publicados e diretamente relacionados à pesquisa de doutorado.

A.1 Publicações de Artigos em Congressos Internacionais

- Murilo E. C. Bento and Rodrigo A. Ramos, *A Method for Dynamic Security Assessment of Power Systems with Simultaneous Consideration of Hopf and Saddle-Node Bifurcations*, in **2018 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, Portland, OR, USA, Aug 2018, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586051>
- Murilo E. C. Bento and Rodrigo A. Ramos, *Analysis of the Load Growth Direction Variation in the Dynamic Security Assessment*, in **2018 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)**. IEEE, Brasilia, DF, BR, Nov 2018, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/WCNPS.2018.8604462>
- Murilo E. C. Bento and Rodrigo A. Ramos, *Computing the Worst Case Scenario for Electric Power System Dynamic Security Assessment*, in **2019 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, Atlanta, GA, USA, Aug 2019, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM40551.2019.8973643>
- Murilo E. C. Bento and Rodrigo A. Ramos, *A New PMU Placement Method for the Assessment of the Voltage Stability Margin*, in **2019 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)**. IEEE, Brasilia, DF, BR, Nov 2019, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/WCNPS.2019.8896298>

A.2 Publicações de Artigos em Congressos Nacionais

- Murilo E. C. Bento e Rodrigo A. Ramos, *Metodologia Unificada para a Determinação da Margem de Segurança do Sistema de Potência devido a Bifurcações*, in **XXII Congresso Brasileiro de Automática**. João Pessoa, PB, BR, Setembro, 2018, pp. 1-5. <http://dx.doi.org/10.20906/CPS/CBA2018-0107>

APÊNDICE B – HOMOTOPIA

O método de homotopia, também chamado de método embutido, procura primeiramente a solução de um problema fácil em que uma solução é conhecida ([AJJARAPU, 2007](#)). A partir daí, define-se um caminho entre o problema fácil e o problema que realmente deseja-se resolver. O problema fácil que o método de homotopia resolve é gradualmente transformado em uma solução para o problema difícil.

Considere uma homotopia dada por $H : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}^n$ tal que

$$H(x, 0) = g(x), H(x, 1) = F(x) \quad (\text{B.1})$$

onde g é um mapa suave trivial e H também é suave. Tipicamente, uma homotopia convexa é utilizada e dada por

$$H(x, t) = (1 - t)g(x) + tF(x) \quad (\text{B.2})$$

Quando $H(x, t) = 0$ o problema é resolvido para valores de t entre 0 e 1. Isto é equivalente a traçar uma curva definida $c(s) \in H^{-1}(0)$ implicitamente para uma condição inicial $(x_n, 0)$ até $(x_n, 1)$. Nestas condições, $c(s)$ pode ser definida como

$$\dot{x}(t) = -[H_x(t, x(t))]^{-1} \cdot H_t(t, x(t)) \quad (\text{B.3})$$

e então um ponto nulo de F é obtido, ou seja, $H(x, 1) = F(x)$.

B.1 Exemplo Numérico dado em ([AJJARAPU, 2007](#))

Considere a função $F(x)$ dada por

$$F(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^2 - 3x_2^2 + 3 \\ x_1x_2 + 6 \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

e definindo a função de homotopia como

$$H(x, t) = tF(x) + (1 - t)g(x) \quad (\text{B.5})$$

$$tF(x) + (1 - t)F(x) - F(x_0) \quad (\text{B.6})$$

$$F(x) + (t - 1)F(x) \quad (\text{B.7})$$

Então pode-se definir

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1(t) \\ \dot{x}_2(t) \end{bmatrix} = -\frac{1}{2x_1^2 + 6x_2^2} \begin{bmatrix} x_1 & 6x_2 \\ -x_2 & 2x_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 7 \end{bmatrix} = -\frac{1}{2x_1^2 + 6x_2^2} \begin{bmatrix} x_1 & 42x_2 \\ -x_2 & 14x_1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

para $x_0 = (1, 1)$. A solução real de F é $(-3; 2)$. Através de um método de continuação, ([AJJARAPU, 2007](#)) chegou à solução quando $t = 1$: $x^* = (-2, 961; 1, 978)$. Utilizando o valor de x^* , obtido por homotopia, como condição inicial do método de Newton-Raphson, o método convergiu em 1 iteração e forneceu $x^\# = (-3, 0003; 2, 0003)$.

No entanto, como apontado em ([AJJARAPU, 2007](#)), caso o algoritmo de Newton-Raphson inicia-se com a condição $x_0 = (1, 1)$, o algoritmo levaria 5 iterações para atingir a solução. Em sistemas não-lineares mais complexos, o método de Newton-Raphson pode não funcionar devido a uma condição inicial fraca.

Anexos

ANEXO A – BARRAS SELECIONADAS PARA O MONITORAMENTO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Tabela 17: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 1

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
120	105	[0,7514;0,7938]	[0,7981;0,8303]	[0,8388;0,8811]	[0,9202;0,9651]	[1,002;1,0508]
127	101	[0,7586;0,8066]	[0,8200;0,8612]	[0,8781;0,9202]	[0,9470;0,9795]	[0,995;1,0438]
144	104	[0,7812;0,8238]	[0,8308;0,8677]	[0,8725;0,9086]	[0,9395;0,9783]	[1,006;1,0548]
151	103	[0,7243;0,7683]	[0,8006;0,8420]	[0,8786;0,9102]	[0,9390;0,9830]	[1,004;1,0528]
182	108	[0,7087;0,7413]	[0,7624;0,8077]	[0,8474;0,8947]	[0,9187;0,9665]	[0,997;1,0458]
200	5	[0,7643;0,8087]	[0,8392;0,8695]	[0,9073;0,9561]	[1,0000;1,0167]	[1,024;1,0728]
202	6	[0,7891;0,8274]	[0,8276;0,8669]	[0,8746;0,9179]	[0,9479;0,9864]	[1,003;1,0518]
209	108	[0,7790;0,8128]	[0,8335;0,8737]	[0,9094;0,9457]	[0,9477;0,9962]	[1,002;1,0508]
221	3	[0,8156;0,8525]	[0,8803;0,9106]	[0,9230;0,9668]	[0,9939;1,0251]	[1,028;1,0768]
222	3	[0,7669;0,8025]	[0,8392;0,8867]	[0,8889;0,9255]	[0,9617;1,0110]	[1,015;1,0638]
224	3	[0,7308;0,7756]	[0,7845;0,8286]	[0,8481;0,8856]	[0,9156;0,9482]	[0,979;1,0278]
228	4	[0,7133;0,7557]	[0,7707;0,8148]	[0,8541;0,8982]	[0,9328;0,9779]	[0,993;1,0418]
231	7	[0,7830;0,8170]	[0,8218;0,8642]	[0,8719;0,9175]	[0,9401;0,9882]	[1,004;1,0528]
240	2	[0,7777;0,8111]	[0,8223;0,8616]	[0,8972;0,9375]	[0,9420;0,9914]	[1,009;1,0578]
241	2	[0,7790;0,8108]	[0,8448;0,8896]	[0,9153;0,9456]	[0,9594;1,0015]	[1,004;1,0528]
251	2	[0,7053;0,7475]	[0,7794;0,8209]	[0,8447;0,8939]	[0,9234;0,9622]	[0,995;1,0438]
260	2	[0,7777;0,8201]	[0,8577;0,8914]	[0,8961;0,9394]	[0,9785;1,0136]	[1,015;1,0638]
267	117	[0,7249;0,7739]	[0,7924;0,8401]	[0,8787;0,9147]	[0,9364;0,9751]	[1,003;1,0518]
275	1	[0,7413;0,7826]	[0,8135;0,8521]	[0,8782;0,9237]	[0,9366;0,9827]	[1,022;1,0708]
276	1	[0,8138;0,8492]	[0,8497;0,8844]	[0,8982;0,9445]	[0,9579;0,9904]	[1,009;1,0578]
280	1	[0,7839;0,8197]	[0,8464;0,8769]	[0,9003;0,9478]	[0,9514;0,9838]	[1,003;1,0518]
284	1	[0,7720;0,8197]	[0,8502;0,8832]	[0,8982;0,9436]	[0,9450;0,9841]	[1,015;1,0638]
291	7	[0,7810;0,8269]	[0,8453;0,8869]	[0,8872;0,9355]	[0,9415;0,9870]	[1,011;1,0598]
298	7	[0,7533;0,7990]	[0,8340;0,8789]	[0,8940;0,9247]	[0,9531;0,9980]	[1,010;1,0588]
325	3	[0,7736;0,8216]	[0,8460;0,8895]	[0,9140;0,9460]	[0,9539;0,9948]	[1,008;1,0568]
332	7	[0,7802;0,8169]	[0,8469;0,8781]	[0,9066;0,9384]	[0,9502;0,9997]	[1,023;1,0718]
342	2	[0,7797;0,8199]	[0,8503;0,8877]	[0,8949;0,9394]	[0,9567;0,9989]	[1,014;1,0628]
349	2	[0,7724;0,8047]	[0,8299;0,8626]	[0,8894;0,9300]	[0,9470;0,9899]	[1,001;1,0498]
353	2	[0,7474;0,7918]	[0,8207;0,8615]	[0,8854;0,9186]	[0,9236;0,9692]	[1,000;1,0488]
355	6	[0,7828;0,8141]	[0,8420;0,8756]	[0,8901;0,9283]	[0,9326;0,9703]	[0,997;1,0458]
394	6	[0,7963;0,8359]	[0,8500;0,8841]	[0,8845;0,9266]	[0,9379;0,9849]	[0,999;1,0478]
537	4	[0,8199;0,8593]	[0,8741;0,9157]	[0,9339;0,9717]	[0,9933;1,0314]	[1,052;1,1008]
538	7	[0,7733;0,8208]	[0,8525;0,8943]	[0,9116;0,9519]	[0,9876;1,0272]	[1,057;1,1058]
539	7	[0,8383;0,8685]	[0,8890;0,9259]	[0,9338;0,9779]	[0,9919;1,0399]	[1,070;1,1188]
560	110	[0,8173;0,8570]	[0,8678;0,9037]	[0,9074;0,9396]	[0,9784;1,0165]	[1,034;1,0828]
565	7	[0,8059;0,8403]	[0,8710;0,9069]	[0,9371;0,9826]	[0,9876;1,0299]	[1,056;1,1048]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 18: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 2

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
571	8	[0,7733;0,8164]	[0,8488;0,8973]	[0,9361;0,9826]	[1,0159;1,0598]	[1,069;1,1178]
591	7	[0,7842;0,8316]	[0,8584;0,8988]	[0,9335;0,9720]	[0,9946;1,0311]	[1,069;1,1178]
596	7	[0,8478;0,8806]	[0,8856;0,9342]	[0,9447;0,9842]	[1,0203;1,0589]	[1,078;1,1268]
599	7	[0,8283;0,8661]	[0,8710;0,9081]	[0,9364;0,9718]	[1,0067;1,0555]	[1,066;1,1148]
600	108	[0,7634;0,8091]	[0,8133;0,8447]	[0,8477;0,8948]	[0,9321;0,9790]	[1,007;1,0558]
625	102	[0,7236;0,7657]	[0,8029;0,8446]	[0,8695;0,9116]	[0,9205;0,9560]	[0,992;1,0408]
628	4	[0,7560;0,7980]	[0,8177;0,8574]	[0,8680;0,9149]	[0,9358;0,9702]	[0,995;1,0438]
632	109	[0,8144;0,8566]	[0,8609;0,8956]	[0,9039;0,9378]	[0,9419;0,9786]	[1,005;1,0538]
636	109	[0,7710;0,8014]	[0,8016;0,8348]	[0,8658;0,9106]	[0,9412;0,9844]	[1,000;1,0488]
646	103	[0,7845;0,8195]	[0,8416;0,8734]	[0,8738;0,9148]	[0,9292;0,9621]	[0,997;1,0458]
647	105	[0,7662;0,8096]	[0,8351;0,8814]	[0,8836;0,9255]	[0,9443;0,9752]	[0,993;1,0418]
668	108	[0,7626;0,8031]	[0,8279;0,8711]	[0,8835;0,9310]	[0,9369;0,9727]	[0,996;1,0448]
708	5	[0,7436;0,7835]	[0,7898;0,8324]	[0,8715;0,9182]	[0,9492;0,9981]	[1,017;1,0658]
794	108	[0,7822;0,8209]	[0,8231;0,8605]	[0,8874;0,9276]	[0,9437;0,9819]	[0,986;1,0348]
814	109	[0,7669;0,8121]	[0,8226;0,8553]	[0,8817;0,9126]	[0,9438;0,9748]	[1,012;1,0608]
911	12	[0,7945;0,8261]	[0,8591;0,9002]	[0,9259;0,9656]	[0,9894;1,0299]	[1,037;1,0858]
912	7	[0,8312;0,8616]	[0,8886;0,9225]	[0,9538;0,9928]	[1,0029;1,0354]	[1,065;1,1138]
916	7	[0,7979;0,8293]	[0,8330;0,8643]	[0,8745;0,9232]	[0,9309;0,9663]	[0,989;1,0378]
917	7	[0,7201;0,7605]	[0,7774;0,8198]	[0,8496;0,8828]	[0,9024;0,9429]	[0,977;1,0258]
936	7	[0,7117;0,7549]	[0,7572;0,7936]	[0,8120;0,8444]	[0,8798;0,9251]	[0,959;1,0078]
1001	35	[0,7415;0,7742]	[0,8006;0,8381]	[0,8524;0,9009]	[0,9376;0,9726]	[0,978;1,0268]
1021	56	[0,8142;0,8500]	[0,8564;0,8920]	[0,9115;0,9507]	[0,9550;0,9955]	[1,011;1,0598]
1052	56	[0,7605;0,8068]	[0,8274;0,8625]	[0,8693;0,9033]	[0,9321;0,9654]	[1,004;1,0528]
1091	13	[0,7847;0,8241]	[0,8291;0,8657]	[0,8927;0,9264]	[0,9372;0,9775]	[1,003;1,0518]
1092	13	[0,7833;0,8139]	[0,8369;0,8856]	[0,9230;0,9703]	[0,9835;1,0164]	[1,019;1,0678]
1151	17	[0,7234;0,7562]	[0,7894;0,8282]	[0,8547;0,8886]	[0,9022;0,9471]	[0,985;1,0338]
1152	17	[0,8190;0,8501]	[0,8575;0,9063]	[0,9216;0,9641]	[0,9686;1,0008]	[1,023;1,0718]
1156	17	[0,7268;0,7767]	[0,7968;0,8382]	[0,8589;0,9038]	[0,9317;0,9790]	[1,005;1,0538]
1164	17	[0,7559;0,7914]	[0,8237;0,8653]	[0,8859;0,9185]	[0,9248;0,9705]	[1,006;1,0548]
1172	19	[0,7707;0,8080]	[0,8199;0,8678]	[0,8767;0,9245]	[0,9388;0,9759]	[1,006;1,0548]
1174	17	[0,8098;0,8483]	[0,8766;0,9105]	[0,9126;0,9583]	[0,9643;0,9944]	[1,011;1,0598]
1179	17	[0,7785;0,8221]	[0,8299;0,8700]	[0,8819;0,9263]	[0,9506;0,9941]	[1,006;1,0548]
1180	17	[0,8211;0,8614]	[0,8688;0,8998]	[0,9031;0,9446]	[0,9610;0,9980]	[1,000;1,0488]
1182	18	[0,7942;0,8313]	[0,8396;0,8745]	[0,8898;0,9335]	[0,9503;0,9948]	[1,014;1,0628]
1197	17	[0,7095;0,7539]	[0,7858;0,8305]	[0,8508;0,8861]	[0,9251;0,9704]	[1,007;1,0558]
1203	17	[0,7515;0,7994]	[0,8059;0,8408]	[0,8703;0,9184]	[0,9471;0,9914]	[0,995;1,0438]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 19: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 3

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
1211	17	[0,7871;0,8213]	[0,8297;0,8632]	[0,8700;0,9038]	[0,9370;0,9858]	[0,999;1,0478]
1213	17	[0,7442;0,7856]	[0,8148;0,8470]	[0,8758;0,9161]	[0,9548;0,9849]	[1,009;1,0578]
1291	21	[0,8281;0,8686]	[0,9017;0,9502]	[0,9658;1,0013]	[1,0114;1,0424]	[1,049;1,0978]
1295	21	[0,7580;0,7927]	[0,8303;0,8738]	[0,9078;0,9511]	[0,9798;1,0213]	[1,041;1,0898]
1297	21	[0,8296;0,8614]	[0,8760;0,9149]	[0,9244;0,9667]	[0,9877;1,0267]	[1,027;1,0758]
1299	21	[0,8216;0,8659]	[0,8674;0,9114]	[0,9270;0,9741]	[0,9977;1,0319]	[1,040;1,0888]
1300	21	[0,7954;0,8369]	[0,8656;0,9083]	[0,9093;0,9589]	[0,9801;1,0200]	[1,045;1,0938]
1306	21	[0,8554;0,8890]	[0,8911;0,9310]	[0,9450;0,9791]	[0,9879;1,0301]	[1,031;1,0798]
1317	21	[0,8026;0,8430]	[0,8494;0,8888]	[0,9121;0,9588]	[0,9603;0,9952]	[1,031;1,0798]
1344	21	[0,7682;0,8171]	[0,8349;0,8714]	[0,8892;0,9201]	[0,9569;0,9953]	[1,002;1,0508]
1365	22	[0,7748;0,8185]	[0,8475;0,8803]	[0,9143;0,9536]	[0,9704;1,0132]	[1,031;1,0798]
1384	21	[0,7713;0,8033]	[0,8107;0,8567]	[0,8719;0,9046]	[0,9348;0,9663]	[0,994;1,0428]
1391	21	[0,7661;0,7985]	[0,8211;0,8708]	[0,9020;0,9387]	[0,9551;0,9923]	[1,000;1,0488]
1403	22	[0,7469;0,7878]	[0,8269;0,8629]	[0,8712;0,9100]	[0,9452;0,9812]	[1,010;1,0588]
1404	22	[0,7854;0,8179]	[0,8344;0,8742]	[0,8820;0,9266]	[0,9662;1,0066]	[1,010;1,0588]
1405	22	[0,7726;0,8129]	[0,8340;0,8680]	[0,8954;0,9314]	[0,9510;0,9844]	[1,008;1,0568]
1418	22	[0,7987;0,8353]	[0,8540;0,8981]	[0,9005;0,9382]	[0,9726;1,0092]	[1,012;1,0608]
1421	23	[0,7351;0,7766]	[0,7916;0,8284]	[0,8392;0,8877]	[0,9233;0,9538]	[0,986;1,0348]
1454	23	[0,7349;0,7830]	[0,8082;0,8560]	[0,8808;0,9142]	[0,9389;0,9865]	[1,008;1,0568]
1485	24	[0,8083;0,8453]	[0,8735;0,9046]	[0,9405;0,9834]	[1,0217;1,0657]	[1,067;1,1158]
1500	24	[0,8121;0,8583]	[0,8855;0,9179]	[0,9294;0,9668]	[0,9768;1,0142]	[1,023;1,0718]
1509	24	[0,7701;0,8146]	[0,8417;0,8888]	[0,9279;0,9618]	[0,9947;1,0394]	[1,065;1,1138]
1512	24	[0,8445;0,8829]	[0,9144;0,9523]	[0,9569;0,9878]	[1,0062;1,0454]	[1,065;1,1138]
1525	24	[0,7988;0,8487]	[0,8751;0,9227]	[0,9281;0,9752]	[1,0006;1,0386]	[1,069;1,1178]
1547	25	[0,7073;0,7543]	[0,7927;0,8310]	[0,8665;0,9025]	[0,9254;0,9745]	[1,006;1,0548]
1552	25	[0,7588;0,8023]	[0,8351;0,8727]	[0,8873;0,9306]	[0,9559;0,9999]	[1,002;1,0508]
1566	25	[0,7532;0,8002]	[0,8337;0,8674]	[0,9031;0,9361]	[0,9714;1,0029]	[1,026;1,0748]
1587	25	[0,7243;0,7693]	[0,8044;0,8429]	[0,8704;0,9015]	[0,9310;0,9769]	[1,000;1,0488]
1615	26	[0,7365;0,7737]	[0,7819;0,8156]	[0,8418;0,8821]	[0,9190;0,9597]	[0,994;1,0428]
1618	26	[0,7913;0,8328]	[0,8518;0,8929]	[0,9057;0,9425]	[0,9717;1,0067]	[1,010;1,0588]
1623	24	[0,8284;0,8603]	[0,8655;0,9027]	[0,9033;0,9452]	[0,9493;0,9969]	[0,998;1,0468]
1626	24	[0,7363;0,7795]	[0,7866;0,8237]	[0,8616;0,9028]	[0,9387;0,9774]	[1,014;1,0628]
1630	24	[0,7775;0,8185]	[0,8337;0,8637]	[0,8840;0,9311]	[0,9427;0,9800]	[1,000;1,0488]
1636	26	[0,6982;0,7471]	[0,7650;0,8035]	[0,8111;0,8420]	[0,8818;0,9303]	[0,968;1,0168]
1647	26	[0,8058;0,8361]	[0,8381;0,8699]	[0,9041;0,9366]	[0,9674;1,0103]	[1,033;1,0818]
1667	27	[0,7231;0,7720]	[0,7811;0,8200]	[0,8322;0,8739]	[0,9135;0,9584]	[0,993;1,0418]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 20: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 4

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
1673	27	[0,7480;0,7893]	[0,8109;0,8460]	[0,8489;0,8988]	[0,9310;0,9736]	[1,007;1,0558]
1680	27	[0,8032;0,8469]	[0,8546;0,9034]	[0,9052;0,9437]	[0,9835;1,0160]	[1,027;1,0758]
1715	28	[0,7959;0,8277]	[0,8318;0,8694]	[0,8840;0,9185]	[0,9481;0,9840]	[1,001;1,0498]
1716	29	[0,7793;0,8221]	[0,8413;0,8909]	[0,9030;0,9454]	[0,9612;1,0002]	[1,016;1,0648]
1733	28	[0,7637;0,8083]	[0,8328;0,8662]	[0,8716;0,9023]	[0,9207;0,9611]	[0,984;1,0328]
1739	28	[0,7678;0,8111]	[0,8240;0,8591]	[0,8688;0,9025]	[0,9328;0,9821]	[0,996;1,0448]
1744	28	[0,8009;0,8459]	[0,8646;0,9010]	[0,9017;0,9408]	[0,9578;0,9935]	[1,011;1,0598]
1783	29	[0,7541;0,8029]	[0,8315;0,8695]	[0,8949;0,9293]	[0,9514;0,9977]	[1,030;1,0788]
1817	30	[0,7602;0,8077]	[0,8212;0,8658]	[0,8828;0,9284]	[0,9547;0,9903]	[1,025;1,0738]
1822	30	[0,7851;0,8260]	[0,8344;0,8674]	[0,8715;0,9042]	[0,9388;0,9703]	[0,982;1,0308]
1824	30	[0,7227;0,7542]	[0,7564;0,8004]	[0,8385;0,8869]	[0,9097;0,9534]	[0,985;1,0338]
1832	30	[0,7705;0,8122]	[0,8137;0,8470]	[0,8714;0,9091]	[0,9412;0,9859]	[1,007;1,0558]
1873	31	[0,8381;0,8708]	[0,8839;0,9167]	[0,9195;0,9565]	[0,9805;1,0249]	[1,035;1,0838]
1874	31	[0,7360;0,7852]	[0,8063;0,8366]	[0,8703;0,9048]	[0,9367;0,9819]	[1,014;1,0628]
1876	31	[0,7710;0,8038]	[0,8255;0,8615]	[0,8938;0,9243]	[0,9349;0,9771]	[1,003;1,0518]
1886	31	[0,7491;0,7848]	[0,8234;0,8694]	[0,9016;0,9466]	[0,9502;0,9911]	[1,022;1,0708]
1921	73	[0,7179;0,7504]	[0,7657;0,8025]	[0,8263;0,8708]	[0,9050;0,9435]	[0,968;1,0168]
1945	69	[0,8084;0,8447]	[0,8495;0,8898]	[0,9047;0,9374]	[0,9571;0,9887]	[0,997;1,0458]
1951	70	[0,7071;0,7514]	[0,7532;0,7993]	[0,8264;0,8644]	[0,9021;0,9457]	[0,984;1,0328]
1953	70	[0,8219;0,8627]	[0,8796;0,9098]	[0,9112;0,9532]	[0,9814;1,0153]	[1,028;1,0768]
1972	70	[0,6954;0,7402]	[0,7412;0,7888]	[0,8273;0,8719]	[0,9093;0,9547]	[0,980;1,0288]
1979	70	[0,8090;0,8404]	[0,8526;0,8926]	[0,9239;0,9731]	[1,0098;1,0405]	[1,041;1,0898]
1983	70	[0,7880;0,8337]	[0,8521;0,8870]	[0,9146;0,9485]	[0,9569;1,0033]	[1,021;1,0698]
1986	70	[0,7699;0,8046]	[0,8317;0,8797]	[0,9111;0,9413]	[0,9518;0,9997]	[1,005;1,0538]
1989	70	[0,8380;0,8750]	[0,8825;0,9295]	[0,9521;1,0001]	[1,0007;1,0359]	[1,043;1,0918]
1995	70	[0,7774;0,8082]	[0,8264;0,8622]	[0,8651;0,9009]	[0,9370;0,9800]	[1,002;1,0508]
2002	70	[0,7714;0,8209]	[0,8469;0,8969]	[0,9206;0,9541]	[0,9675;1,0080]	[1,040;1,0888]
2003	70	[0,6762;0,7103]	[0,7363;0,7764]	[0,8086;0,8548]	[0,8874;0,9208]	[0,924;0,9728]
2008	71	[0,8002;0,8311]	[0,8488;0,8793]	[0,8929;0,9392]	[0,9731;1,0213]	[1,037;1,0858]
2010	71	[0,8070;0,8494]	[0,8604;0,8959]	[0,9071;0,9469]	[0,9640;1,0116]	[1,029;1,0778]
2020	71	[0,7618;0,7969]	[0,8258;0,8666]	[0,8830;0,9175]	[0,9189;0,9672]	[0,971;1,0198]
2021	71	[0,7604;0,8042]	[0,8307;0,8705]	[0,8955;0,9372]	[0,9407;0,9844]	[0,998;1,0468]
2074	36	[0,7412;0,7764]	[0,8152;0,8588]	[0,8839;0,9157]	[0,9540;0,9866]	[1,018;1,0668]
2085	59	[0,7627;0,8124]	[0,8288;0,8602]	[0,8706;0,9033]	[0,9128;0,9594]	[0,972;1,0208]
2086	59	[0,7028;0,7528]	[0,7740;0,8179]	[0,8558;0,8962]	[0,8973;0,9347]	[0,959;1,0078]
2091	33	[0,7375;0,7677]	[0,7952;0,8311]	[0,8530;0,8916]	[0,9316;0,9792]	[1,017;1,0658]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 21: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 5

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
2094	33	[0,7496;0,7932]	[0,8097;0,8572]	[0,8840;0,9220]	[0,9475;0,9926]	[1,008;1,0568]
2096	33	[0,7671;0,8147]	[0,8269;0,8739]	[0,9008;0,9392]	[0,9473;0,9854]	[1,010;1,0588]
2104	33	[0,7316;0,7697]	[0,8020;0,8459]	[0,8617;0,8951]	[0,9334;0,9791]	[0,994;1,0428]
2147	33	[0,7362;0,7735]	[0,8061;0,8536]	[0,8827;0,9309]	[0,9596; 1,002]	[1,026;1,0748]
2193	39	[0,7781;0,8089]	[0,8369;0,8673]	[0,8712;0,9165]	[0,9444;0,9756]	[0,999;1,0478]
2218	40	[0,7199;0,7609]	[0,7858;0,8330]	[0,8379;0,8819]	[0,9064; 0,938]	[0,971;1,0198]
2219	40	[0,6953;0,7392]	[0,7621;0,7972]	[0,8367;0,8762]	[0,8978;0,9356]	[0,971;1,0198]
2222	40	[0,7510;0,7910]	[0,8051;0,8491]	[0,8681;0,9108]	[0,9386;0,9768]	[0,982;1,0308]
2225	40	[0,7265;0,7691]	[0,7999;0,8451]	[0,8716;0,9153]	[0,9285;0,9655]	[1,002;1,0508]
2230	40	[0,7624;0,8104]	[0,8456;0,8805]	[0,9103;0,9445]	[0,9632;1,0039]	[1,005;1,0538]
2243	40	[0,7446;0,7771]	[0,7989;0,8358]	[0,8574;0,9063]	[0,9206;0,9615]	[0,992;1,0408]
2247	40	[0,7090;0,7575]	[0,7944;0,8281]	[0,8666;0,9103]	[0,9346;0,9834]	[1,008;1,0568]
2258	40	[0,7392;0,7726]	[0,8117;0,8428]	[0,8722;0,9080]	[0,9247;0,9746]	[1,004;1,0528]
2261	40	[0,7779;0,8269]	[0,8578;0,8880]	[0,9246;0,9705]	[0,9838;1,0184]	[1,020;1,0688]
2265	40	[0,8152;0,8482]	[0,8621;0,8932]	[0,9069;0,9431]	[0,9476;0,9863]	[0,987;1,0358]
2268	40	[0,7137;0,7500]	[0,7881;0,8314]	[0,8711;0,9027]	[0,9088;0,9485]	[0,987;1,0358]
2277	44	[0,7053;0,7523]	[0,7867;0,8313]	[0,8380;0,8790]	[0,9183;0,9662]	[0,987;1,0358]
2288	40	[0,7656;0,8080]	[0,8262;0,8740]	[0,8915;0,9330]	[0,9373;0,9756]	[0,987;1,0358]
2291	40	[0,7746;0,8098]	[0,8350;0,8782]	[0,9076;0,9550]	[0,9666;0,9974]	[1,016;1,0648]
2303	40	[0,7154;0,7623]	[0,7674;0,8173]	[0,8510;0,8958]	[0,9277;0,9761]	[1,007;1,0558]
2304	40	[0,7721;0,8059]	[0,8288;0,8632]	[0,8857;0,9251]	[0,9362;0,9769]	[1,007;1,0558]
2329	41	[0,7703;0,8021]	[0,8301;0,8763]	[0,9032;0,9381]	[0,9486;0,9907]	[1,000;1,0488]
2333	41	[0,7380;0,7691]	[0,7899;0,8246]	[0,8546;0,9010]	[0,9120;0,9488]	[0,988;1,0368]
2337	41	[0,7198;0,7610]	[0,7893;0,8265]	[0,8542;0,8994]	[0,9134;0,9613]	[0,998;1,0468]
2346	40	[0,7249;0,7620]	[0,8018;0,8427]	[0,8780;0,9243]	[0,9517;0,9963]	[1,009;1,0578]
2348	40	[0,7865;0,8217]	[0,8250;0,8584]	[0,8762;0,9194]	[0,9491;0,9865]	[1,003;1,0518]
2358	41	[0,7880;0,8190]	[0,8412;0,8875]	[0,9165;0,9650]	[0,9714;1,0046]	[1,028;1,0768]
2359	41	[0,7783;0,8102]	[0,8456;0,8949]	[0,9141;0,9520]	[0,9615;0,9927]	[1,011;1,0598]
2360	41	[0,7851;0,8189]	[0,8533;0,8878]	[0,9187;0,9603]	[0,9782;1,0148]	[1,029;1,0778]
2367	41	[0,7568;0,7926]	[0,8141;0,8531]	[0,8707;0,9204]	[0,9370;0,9788]	[1,007;1,0558]
2368	41	[0,7391;0,7831]	[0,7887;0,8372]	[0,8629;0,9004]	[0,9192;0,9621]	[0,985;1,0338]
2371	41	[0,7968;0,8373]	[0,8387;0,8829]	[0,8936;0,9251]	[0,9422;0,9863]	[0,996;1,0448]
2379	41	[0,7799;0,8153]	[0,8539;0,8977]	[0,9069;0,9557]	[0,9905;1,0253]	[1,027;1,0758]
2385	41	[0,7680;0,8094]	[0,8134;0,8442]	[0,8581;0,9022]	[0,9132;0,9541]	[0,975;1,0238]
2392	41	[0,7735;0,8133]	[0,8213;0,8686]	[0,8866;0,9332]	[0,9462;0,9899]	[1,012;1,0608]
2435	42	[0,7778;0,8239]	[0,8527;0,8877]	[0,9150;0,9490]	[0,9733;1,0077]	[1,015;1,0638]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 22: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 6

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
2437	42	[0,7450;0,7934]	[0,8233;0,8577]	[0,8764;0,9084]	[0,9414;0,9874]	[1,004;1,0528]
2449	42	[0,7575;0,8018]	[0,8266;0,8609]	[0,8892;0,9265]	[0,9584;1,0061]	[1,011;1,0598]
2454	42	[0,7452;0,7926]	[0,8108;0,8583]	[0,8819;0,9130]	[0,9509;0,9826]	[0,998;1,0468]
2455	42	[0,7152;0,7567]	[0,7828;0,8322]	[0,8592;0,8987]	[0,9357;0,9676]	[0,977;1,0258]
2460	42	[0,7742;0,8072]	[0,8399;0,8880]	[0,8954;0,9447]	[0,9452;0,9871]	[0,995;1,0438]
2464	42	[0,7490;0,7800]	[0,8121;0,8463]	[0,8481;0,8892]	[0,9277;0,9763]	[1,001;1,0498]
2465	42	[0,7892;0,8339]	[0,8587;0,8919]	[0,9103;0,9550]	[0,9604;0,9945]	[1,007;1,0558]
2471	42	[0,8068;0,8370]	[0,8386;0,8833]	[0,8860;0,9223]	[0,9510;0,9940]	[1,021;1,0698]
2492	42	[0,7590;0,8018]	[0,8087;0,8543]	[0,8548;0,9001]	[0,9306;0,9792]	[1,006;1,0548]
2494	42	[0,7272;0,7598]	[0,7969;0,8298]	[0,8630;0,9112]	[0,9436;0,9916]	[1,006;1,0548]
2495	42	[0,7433;0,7906]	[0,8106;0,8596]	[0,8678;0,9091]	[0,9450;0,9946]	[0,996;1,0448]
2499	42	[0,7221;0,7539]	[0,7871;0,8273]	[0,8446;0,8910]	[0,9185;0,9557]	[0,991;1,0398]
2502	42	[0,7288;0,7676]	[0,7898;0,8261]	[0,8489;0,8906]	[0,9117;0,9571]	[0,994;1,0428]
2506	42	[0,7647;0,8144]	[0,8265;0,8686]	[0,8814;0,9264]	[0,9475;0,9808]	[0,982;1,0308]
2549	42	[0,7974;0,8300]	[0,8623;0,9020]	[0,9122;0,9550]	[0,9622;1,0030]	[1,008;1,0568]
2556	42	[0,8113;0,8555]	[0,8765;0,9107]	[0,9142;0,9482]	[0,9565;0,9898]	[1,027;1,0758]
2565	44	[0,7420;0,7815]	[0,8140;0,8589]	[0,8780;0,9162]	[0,9517;0,9890]	[0,994;1,0428]
2566	44	[0,7775;0,8178]	[0,8384;0,8685]	[0,8815;0,9240]	[0,9501;0,9829]	[1,013;1,0618]
2570	44	[0,7360;0,7820]	[0,8013;0,8419]	[0,8678;0,9167]	[0,9450;0,9901]	[0,991;1,0398]
2583	44	[0,7722;0,8181]	[0,8511;0,8981]	[0,9233;0,9595]	[0,9622;0,9966]	[1,005;1,0538]
2584	44	[0,7057;0,7526]	[0,7878;0,8314]	[0,8681;0,8988]	[0,9368;0,9816]	[1,000;1,0488]
2587	40	[0,7560;0,7981]	[0,8328;0,8630]	[0,8834;0,9142]	[0,9479;0,9889]	[0,996;1,0448]
2603	44	[0,7564;0,8059]	[0,8156;0,8594]	[0,8725;0,9150]	[0,9421;0,9741]	[0,997;1,0458]
2611	45	[0,7636;0,7975]	[0,8318;0,8714]	[0,8964;0,9320]	[0,9678;1,0123]	[1,030;1,0788]
2628	45	[0,7339;0,7701]	[0,8074;0,8478]	[0,8582;0,9002]	[0,9273;0,9636]	[0,998;1,0468]
2630	45	[0,8139;0,8521]	[0,8612;0,8929]	[0,9111;0,9596]	[0,9793;1,0140]	[1,029;1,0778]
2635	49	[0,7852;0,8309]	[0,8417;0,8729]	[0,9058;0,9402]	[0,9628;0,9958]	[1,012;1,0608]
2642	47	[0,8125;0,8432]	[0,8534;0,8941]	[0,9247;0,9599]	[0,9634;0,9958]	[1,013;1,0618]
2660	49	[0,7765;0,8261]	[0,8517;0,8857]	[0,9141;0,9546]	[0,9724;1,0127]	[1,013;1,0618]
2661	49	[0,7103;0,7466]	[0,7855;0,8332]	[0,8717;0,9196]	[0,9513;0,9853]	[0,998;1,0468]
2684	54	[0,7443;0,7897]	[0,8170;0,8540]	[0,8784;0,9245]	[0,9315;0,9689]	[1,005;1,0538]
2700	46	[0,7308;0,7710]	[0,8048;0,8377]	[0,8752;0,9141]	[0,9475;0,9829]	[0,990;1,0388]
2701	46	[0,7573;0,7936]	[0,8194;0,8513]	[0,8702;0,9168]	[0,9314;0,9744]	[1,014;1,0628]
2703	46	[0,7639;0,7955]	[0,8058;0,8552]	[0,8878;0,9310]	[0,9417;0,9791]	[1,004;1,0528]
2762	47	[0,7222;0,7543]	[0,7827;0,8238]	[0,8633;0,9043]	[0,9315;0,9656]	[1,001;1,0498]
2778	48	[0,8358;0,8721]	[0,8780;0,9276]	[0,9335;0,9691]	[0,9844;1,0209]	[1,033;1,0818]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 23: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 7

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
2803	48	[0,7812;0,8211]	[0,8392;0,8876]	[0,9008;0,9384]	[0,9618;1,0023]	[1,025;1,0738]
2904	50	[0,7400;0,7847]	[0,8180;0,8607]	[0,8735;0,9165]	[0,9514;0,9834]	[1,017;1,0658]
2913	50	[0,7757;0,8136]	[0,8482;0,8825]	[0,9178;0,9612]	[0,9756;1,0241]	[1,026;1,0748]
2922	47	[0,7930;0,8341]	[0,8344;0,8833]	[0,9046;0,9502]	[0,9720;1,0081]	[1,014;1,0628]
2929	50	[0,8193;0,8589]	[0,8695;0,9093]	[0,9155;0,9633]	[0,9693;1,0050]	[1,011;1,0598]
2939	50	[0,7453;0,7827]	[0,8100;0,8411]	[0,8544;0,8877]	[0,9157;0,9649]	[0,996;1,0448]
3014	37	[0,8267;0,8653]	[0,8658;0,8991]	[0,9130;0,9440]	[0,9753;1,0054]	[1,035;1,0838]
3040	52	[0,7688;0,8180]	[0,8334;0,8766]	[0,8844;0,9268]	[0,9316;0,9677]	[0,993;1,0418]
3089	53	[0,7233;0,7631]	[0,8013;0,8481]	[0,8535;0,9001]	[0,9070;0,9544]	[0,975;1,0238]
3091	53	[0,7414;0,7859]	[0,8203;0,8571]	[0,8856;0,9197]	[0,9564;0,9868]	[1,006;1,0548]
3092	53	[0,7583;0,7919]	[0,8245;0,8575]	[0,8942;0,9243]	[0,9437;0,9775]	[1,004;1,0528]
3135	54	[0,8001;0,8313]	[0,8376;0,8811]	[0,8982;0,9288]	[0,9653;1,0004]	[1,008;1,0568]
3141	54	[0,6933;0,7410]	[0,7757;0,8189]	[0,8507;0,8964]	[0,9176;0,9505]	[0,990;1,0388]
3151	54	[0,7823;0,8190]	[0,8337;0,8648]	[0,8749;0,9134]	[0,9444;0,9747]	[1,014;1,0628]
3171	54	[0,8003;0,8408]	[0,8668;0,9110]	[0,9208;0,9620]	[0,9655;0,9986]	[1,017;1,0658]
3174	54	[0,7837;0,8251]	[0,8339;0,8732]	[0,8794;0,9177]	[0,9347;0,9832]	[1,011;1,0598]
3182	55	[0,7266;0,7693]	[0,8077;0,8409]	[0,8556;0,8944]	[0,9341;0,9724]	[1,002;1,0508]
3184	55	[0,7689;0,8025]	[0,8257;0,8581]	[0,8664;0,9080]	[0,9254;0,9738]	[1,001;1,0498]
3204	55	[0,8274;0,8633]	[0,8695;0,9139]	[0,9272;0,9723]	[0,9773;1,0106]	[1,019;1,0678]
3215	52	[0,7522;0,7921]	[0,8006;0,8499]	[0,8533;0,8882]	[0,9208;0,9589]	[0,994;1,0428]
3260	20	[0,8271;0,8586]	[0,8801;0,9242]	[0,9376;0,9688]	[0,9699;1,0121]	[1,019;1,0678]
3276	20	[0,7873;0,8310]	[0,8606;0,9046]	[0,9104;0,9603]	[0,9690;1,0028]	[1,013;1,0618]
3288	20	[0,8008;0,8405]	[0,8633;0,9010]	[0,9110;0,9459]	[0,9774;1,0265]	[1,041;1,0898]
3300	20	[0,8105;0,8458]	[0,8699;0,9095]	[0,9274;0,9593]	[0,9715;1,0102]	[1,027;1,0758]
3349	58	[0,7614;0,8113]	[0,8508;0,8897]	[0,8933;0,9392]	[0,9423;0,9775]	[0,996;1,0448]
3354	58	[0,7350;0,7724]	[0,8067;0,8466]	[0,8732;0,9207]	[0,9319;0,9780]	[0,996;1,0448]
3381	38	[0,7170;0,7667]	[0,7910;0,8286]	[0,8530;0,9023]	[0,9359;0,9720]	[1,003;1,0518]
3444	74	[0,7327;0,7820]	[0,8173;0,8587]	[0,8866;0,9249]	[0,9332;0,9797]	[1,013;1,0618]
3475	74	[0,7631;0,8081]	[0,8205;0,8522]	[0,8601;0,9055]	[0,9318;0,9801]	[1,013;1,0618]
3487	74	[0,7425;0,7840]	[0,7864;0,8262]	[0,8599;0,9088]	[0,9321;0,9773]	[1,000;1,0488]
3563	74	[0,7633;0,7989]	[0,8202;0,8603]	[0,8828;0,9253]	[0,9415;0,9912]	[1,023;1,0718]
3581	62	[0,8124;0,8530]	[0,8615;0,8924]	[0,9095;0,9436]	[0,9448;0,9763]	[1,007;1,0558]
3582	62	[0,7315;0,7680]	[0,7895;0,8294]	[0,8519;0,8855]	[0,9195;0,9678]	[1,000;1,0488]
3583	62	[0,7193;0,7663]	[0,8057;0,8358]	[0,8660;0,9147]	[0,9482;0,9813]	[1,017;1,0658]
3643	65	[0,7467;0,7960]	[0,8187;0,8632]	[0,8716;0,9101]	[0,9428;0,9857]	[0,998;1,0468]
3644	65	[0,7444;0,7878]	[0,8130;0,8580]	[0,8646;0,9108]	[0,9265; 0,972]	[0,998;1,0468]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 24: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 8

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
3645	65	[0,7415;0,7873]	[0,8072;0,8551]	[0,8821;0,9285]	[0,9422;0,9731]	[0,998;1,0468]
3646	65	[0,7924;0,8258]	[0,8349;0,8726]	[0,8949;0,9323]	[0,9419;0,9884]	[0,998;1,0468]
3647	65	[0,7500;0,7834]	[0,7941;0,8329]	[0,8577;0,8932]	[0,9282;0,9602]	[0,998;1,0468]
3648	65	[0,7463;0,7914]	[0,8198;0,8648]	[0,8693;0,9085]	[0,9301;0,9746]	[0,998;1,0468]
3649	65	[0,7252;0,7658]	[0,7995;0,8412]	[0,8811;0,9217]	[0,9250;0,9717]	[0,998;1,0468]
3650	65	[0,7701;0,8081]	[0,8266;0,8641]	[0,8858;0,9354]	[0,9396;0,9846]	[0,998;1,0468]
3655	65	[0,8158;0,8523]	[0,8525;0,9003]	[0,9045;0,9526]	[0,9666;1,0058]	[1,017;1,0658]
3656	65	[0,7049;0,7473]	[0,7563;0,7965]	[0,8265;0,8730]	[0,9026;0,9514]	[0,955;1,0038]
3657	65	[0,8225;0,8606]	[0,8694;0,9082]	[0,9186;0,9523]	[0,9609;0,9982]	[1,015;1,0638]
3658	65	[0,7151;0,7458]	[0,7580;0,7968]	[0,8330;0,8776]	[0,8809;0,9200]	[0,954;1,0028]
3659	65	[0,8263;0,8622]	[0,8710;0,9018]	[0,9054;0,9503]	[0,9605;1,0058]	[1,015;1,0638]
3696	65	[0,8176;0,8590]	[0,8704;0,9199]	[0,9380;0,9708]	[1,0024;1,0330]	[1,057;1,1058]
3699	65	[0,6518;0,6989]	[0,7295;0,7629]	[0,7964;0,8337]	[0,8713;0,9177]	[0,956;1,0048]
3720	63	[0,7922;0,8260]	[0,8470;0,8805]	[0,9170;0,9668]	[0,9968;1,0411]	[1,073;1,1218]
3749	63	[0,7605;0,8036]	[0,8236;0,8607]	[0,8802;0,9218]	[0,9507;0,9995]	[1,032;1,0808]
3760	63	[0,8004;0,8351]	[0,8450;0,8794]	[0,8813;0,9245]	[0,9325;0,9765]	[1,004;1,0528]
3770	63	[0,7275;0,7696]	[0,7859;0,8291]	[0,8608;0,9050]	[0,9237;0,9720]	[1,006;1,0548]
3780	63	[0,7571;0,7877]	[0,7960;0,8400]	[0,8775;0,9107]	[0,9224;0,9637]	[1,003;1,0518]
3786	63	[0,7996;0,8495]	[0,8550;0,9038]	[0,9179;0,9480]	[0,9531;0,9954]	[1,029;1,0778]
3831	63	[0,7752;0,8218]	[0,8559;0,9054]	[0,9272;0,9631]	[0,9741;1,0044]	[1,017;1,0658]
3877	64	[0,8061;0,8464]	[0,8608;0,8929]	[0,9299;0,9609]	[0,9684;0,9990]	[1,031;1,0798]
3947	64	[0,8065;0,8445]	[0,8516;0,8930]	[0,8990;0,9341]	[0,9614;0,9924]	[0,998;1,0468]
3954	64	[0,8153;0,8508]	[0,8744;0,9219]	[0,9281;0,9582]	[0,9966;1,0355]	[1,038;1,0868]
4005	51	[0,8086;0,8466]	[0,8572;0,8959]	[0,9035;0,9498]	[0,9646;0,9961]	[1,009;1,0578]
4008	51	[0,7594;0,7931]	[0,8052;0,8393]	[0,8765;0,9177]	[0,9540;0,9887]	[1,000;1,0488]
4020	51	[0,7448;0,7757]	[0,7877;0,8304]	[0,8351;0,8819]	[0,9107;0,9556]	[0,986;1,0348]
4058	68	[0,7458;0,7904]	[0,8231;0,8653]	[0,8811;0,9211]	[0,9380;0,9868]	[1,016;1,0648]
4061	68	[0,7894;0,8392]	[0,8459;0,8849]	[0,9072;0,9487]	[0,9580;0,9886]	[1,016;1,0648]
4067	68	[0,7370;0,7865]	[0,8115;0,8524]	[0,8770;0,9232]	[0,9493;0,9836]	[1,017;1,0658]
4089	68	[0,7525;0,7850]	[0,8149;0,8555]	[0,8609;0,8970]	[0,9215;0,9663]	[0,998;1,0468]
4122	68	[0,7874;0,8223]	[0,8368;0,8824]	[0,8943;0,9295]	[0,9339;0,9704]	[1,005;1,0538]
4135	68	[0,7418;0,7794]	[0,8074;0,8459]	[0,8697;0,9156]	[0,9487;0,9795]	[1,005;1,0538]
4156	68	[0,7904;0,8227]	[0,8320;0,8713]	[0,9005;0,9451]	[0,9808;1,0135]	[1,023;1,0718]
4163	68	[0,7602;0,7933]	[0,8243;0,8677]	[0,9006;0,9486]	[0,9740;1,0158]	[1,023;1,0718]
4185	68	[0,7719;0,8019]	[0,8084;0,8427]	[0,8625;0,8940]	[0,9141;0,9613]	[1,000;1,0488]
4215	68	[0,8016;0,8376]	[0,8449;0,8761]	[0,8847;0,9230]	[0,9425;0,9888]	[1,002;1,0508]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 25: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 9

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
4236	68	[0,7731;0,8111]	[0,8147;0,8578]	[0,8687;0,9184]	[0,9460;0,9927]	[1,001;1,0498]
4267	68	[0,7620;0,8117]	[0,8333;0,8750]	[0,8921;0,9271]	[0,9572;1,0025]	[1,004;1,0528]
4285	80	[0,8197;0,8678]	[0,8875;0,9303]	[0,9316;0,9658]	[0,9814;1,0264]	[1,061;1,1098]
4287	80	[0,8358;0,8761]	[0,8764;0,9083]	[0,9447;0,9783]	[0,9959;1,0320]	[1,062;1,1108]
4290	80	[0,7727;0,8030]	[0,8186;0,8579]	[0,8951;0,9282]	[0,9659;1,0120]	[1,014;1,0628]
4291	80	[0,8296;0,8665]	[0,8938;0,9343]	[0,9376;0,9731]	[0,9752;1,0174]	[1,053;1,1018]
4300	80	[0,8136;0,8469]	[0,8501;0,8863]	[0,9189;0,9662]	[0,9990;1,0425]	[1,066;1,1148]
4302	80	[0,8087;0,8512]	[0,8573;0,8991]	[0,9382;0,9739]	[1,0023;1,0421]	[1,062;1,1108]
4322	80	[0,8575;0,9001]	[0,9104;0,9462]	[0,9613;0,9946]	[1,0006;1,0397]	[1,050;1,0988]
4325	63	[0,8094;0,8479]	[0,8647;0,9011]	[0,9071;0,9377]	[0,9380;0,9838]	[1,016;1,0648]
4332	81	[0,8059;0,8458]	[0,8669;0,9041]	[0,9375;0,9765]	[0,9938;1,0389]	[1,049;1,0978]
4335	81	[0,7157;0,7528]	[0,7896;0,8351]	[0,8540;0,8983]	[0,9263;0,9700]	[1,007;1,0558]
4382	68	[0,7379;0,7842]	[0,8014;0,8316]	[0,8691;0,9033]	[0,9424;0,9807]	[1,019;1,0678]
4390	82	[0,7548;0,7910]	[0,8281;0,8589]	[0,8716;0,9171]	[0,9513;0,9952]	[1,017;1,0658]
4401	82	[0,8325;0,8626]	[0,8815;0,9166]	[0,9323;0,9730]	[0,9735;1,0223]	[1,024;1,0728]
4403	82	[0,7604;0,8009]	[0,8151;0,8581]	[0,8823;0,9221]	[0,9337;0,9721]	[1,001;1,0498]
4404	82	[0,7596;0,8095]	[0,8260;0,8700]	[0,8803;0,9302]	[0,9354;0,9727]	[1,003;1,0518]
4437	60	[0,7520;0,7861]	[0,8070;0,8435]	[0,8459;0,8845]	[0,9125;0,9551]	[0,989;1,0378]
4449	60	[0,7277;0,7761]	[0,8133;0,8494]	[0,8572;0,9005]	[0,9290;0,9737]	[0,974;1,0228]
4481	81	[0,7501;0,7965]	[0,8091;0,8544]	[0,8731;0,9082]	[0,9450;0,9890]	[1,007;1,0558]
4493	81	[0,7456;0,7830]	[0,7972;0,8297]	[0,8422;0,8883]	[0,9129;0,9470]	[0,950;0,9988]
4532	60	[0,7197;0,7611]	[0,8006;0,8314]	[0,8475;0,8911]	[0,9014;0,9402]	[0,962;1,0108]
4582	75	[0,8580;0,8940]	[0,8944;0,9315]	[0,9418;0,9722]	[1,0055;1,0465]	[1,058;1,1068]
4586	75	[0,7979;0,8440]	[0,8593;0,8951]	[0,9254;0,9697]	[0,9974;1,0363]	[1,054;1,1028]
4598	63	[0,8011;0,8321]	[0,8698;0,9180]	[0,9407;0,9722]	[1,0049;1,0415]	[1,062;1,1108]
4601	32	[0,7701;0,8073]	[0,8091;0,8545]	[0,8551;0,8978]	[0,9119;0,9583]	[0,984;1,0328]
4613	32	[0,7565;0,7999]	[0,8133;0,8538]	[0,8591;0,9076]	[0,9333;0,9792]	[1,005;1,0538]
4615	32	[0,7166;0,7645]	[0,7861;0,8312]	[0,8592;0,8976]	[0,9228;0,9642]	[1,004;1,0528]
4617	32	[0,7936;0,8259]	[0,8652;0,9083]	[0,9111;0,9458]	[0,9618;1,0005]	[1,007;1,0558]
4619	32	[0,7576;0,8029]	[0,8426;0,8764]	[0,8893;0,9287]	[0,9419;0,9855]	[1,007;1,0558]
4621	32	[0,7759;0,8180]	[0,8307;0,8738]	[0,8898;0,9268]	[0,9302;0,9782]	[1,008;1,0568]
4623	32	[0,7536;0,8029]	[0,8328;0,8709]	[0,8995;0,9317]	[0,9363;0,9816]	[1,007;1,0558]
5005	65	[0,8006;0,8495]	[0,8614;0,8965]	[0,9330;0,9663]	[0,9777;1,0242]	[1,049;1,0978]
5006	65	[0,8133;0,8491]	[0,8700;0,9133]	[0,9326;0,9691]	[0,9768;1,0261]	[1,063;1,1118]
5201	77	[0,8156;0,8482]	[0,8791;0,9184]	[0,9491;0,9846]	[1,0003;1,0488]	[1,070;1,1188]
6082	88	[0,8168;0,8503]	[0,8580;0,8965]	[0,9207;0,9527]	[0,9632;1,0094]	[1,015;1,0638]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 26: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 10

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
6091	88	[0,7567;0,8050]	[0,8282;0,8614]	[0,8728;0,9069]	[0,9437;0,9816]	[0,997;1,0458]
6096	88	[0,7482;0,7835]	[0,7914;0,8344]	[0,8623;0,8972]	[0,9258;0,9738]	[0,998;1,0468]
6100	88	[0,7544;0,8020]	[0,8413;0,8865]	[0,9041;0,9471]	[0,9483;0,9948]	[1,028;1,0768]
6110	88	[0,7266;0,7653]	[0,7985;0,8337]	[0,8541;0,8903]	[0,9274;0,9725]	[0,983;1,0318]
6121	88	[0,8003;0,8344]	[0,8472;0,8841]	[0,9080;0,9546]	[0,9637;0,9965]	[1,006;1,0548]
6137	88	[0,7846;0,8147]	[0,8165;0,8637]	[0,8945;0,9367]	[0,9690;1,0093]	[1,023;1,0718]
6142	88	[0,7554;0,7869]	[0,8160;0,8521]	[0,8628;0,9124]	[0,9505;0,9835]	[1,012;1,0608]
6160	88	[0,7868;0,8303]	[0,8471;0,8843]	[0,8856;0,9207]	[0,9356;0,9809]	[1,016;1,0648]
6165	88	[0,7559;0,7865]	[0,8008;0,8463]	[0,8501;0,8985]	[0,9193;0,9565]	[0,959;1,0078]
6212	88	[0,7834;0,8144]	[0,8297;0,8764]	[0,9087;0,9414]	[0,9664;1,0104]	[1,027;1,0758]
6245	88	[0,8271;0,8754]	[0,8856;0,9290]	[0,9294;0,9692]	[0,9924;1,0370]	[1,041;1,0898]
6278	88	[0,7752;0,8221]	[0,8305;0,8777]	[0,9104;0,9404]	[0,9765;1,0219]	[1,027;1,0758]
6314	89	[0,7646;0,7963]	[0,8078;0,8559]	[0,8758;0,9209]	[0,9279;0,9734]	[0,998;1,0468]
6339	89	[0,7520;0,7997]	[0,8182;0,8674]	[0,9038;0,9427]	[0,9452;0,9901]	[1,017;1,0658]
6363	89	[0,7633;0,8010]	[0,8136;0,8511]	[0,8775;0,9263]	[0,9394;0,9840]	[0,989;1,0378]
6386	89	[0,7276;0,7745]	[0,8067;0,8396]	[0,8787;0,9202]	[0,9284;0,9616]	[0,987;1,0358]
6391	89	[0,7545;0,7918]	[0,8140;0,8536]	[0,8634;0,9134]	[0,9477;0,9812]	[1,003;1,0518]
6442	89	[0,8030;0,8388]	[0,8556;0,8919]	[0,9081;0,9454]	[0,9634;0,9987]	[1,022;1,0708]
6478	89	[0,8056;0,8403]	[0,8407;0,8724]	[0,8829;0,9274]	[0,9375;0,9848]	[0,987;1,0358]
6489	89	[0,8159;0,8509]	[0,8703;0,9041]	[0,9227;0,9679]	[0,9797;1,0150]	[1,050;1,0988]
6490	89	[0,7879;0,8286]	[0,8545;0,8996]	[0,9258;0,9625]	[0,9860;1,0208]	[1,032;1,0808]
6545	89	[0,8045;0,8379]	[0,8545;0,8991]	[0,9300;0,9656]	[0,9875;1,0247]	[1,064;1,1128]
6574	89	[0,7280;0,7764]	[0,8156;0,8631]	[0,8744;0,9156]	[0,9541;0,9874]	[0,997;1,0458]
6576	89	[0,7604;0,7961]	[0,8283;0,8661]	[0,8833;0,9300]	[0,9315;0,9690]	[0,990;1,0388]
6594	89	[0,7934;0,8395]	[0,8489;0,8938]	[0,9165;0,9624]	[0,9822;1,0284]	[1,034;1,0828]
6615	91	[0,7478;0,7877]	[0,8165;0,8499]	[0,8715;0,9183]	[0,9299;0,9695]	[1,009;1,0578]
6616	91	[0,7834;0,8235]	[0,8376;0,8762]	[0,8832;0,9179]	[0,9459;0,9825]	[0,991;1,0398]
6619	91	[0,7677;0,8018]	[0,8352;0,8832]	[0,9203;0,9618]	[0,9623;1,0108]	[1,022;1,0708]
6624	91	[0,8266;0,8614]	[0,8946;0,9442]	[0,9474;0,9800]	[0,9813;1,0145]	[1,018;1,0668]
6625	91	[0,7922;0,8294]	[0,8357;0,8814]	[0,8884;0,9322]	[0,9657;1,0070]	[1,027;1,0758]
6627	91	[0,7900;0,8303]	[0,8496;0,8845]	[0,9063;0,9375]	[0,9528;0,9918]	[1,025;1,0738]
6651	91	[0,7793;0,8196]	[0,8205;0,8624]	[0,8732;0,9089]	[0,9265;0,9707]	[1,004;1,0528]
6723	91	[0,7684;0,8003]	[0,8052;0,8514]	[0,8708;0,9054]	[0,9407;0,9890]	[1,004;1,0528]
6763	91	[0,7708;0,8036]	[0,8237;0,8716]	[0,8862;0,9298]	[0,9581;0,9905]	[1,007;1,0558]
6809	92	[0,7855;0,8314]	[0,8553;0,8977]	[0,9024;0,9334]	[0,9399;0,9722]	[0,998;1,0468]
6812	92	[0,7278;0,7760]	[0,7952;0,8407]	[0,8546;0,9026]	[0,9287;0,9649]	[0,982;1,0308]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 27: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 11

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
6822	92	[0,7257;0,7698]	[0,8033;0,8463]	[0,8707;0,9109]	[0,9399;0,9752]	[0,996;1,0448]
6828	92	[0,7535;0,7974]	[0,8161;0,8606]	[0,8751;0,9063]	[0,9218;0,9557]	[0,989;1,0378]
6860	92	[0,8064;0,8367]	[0,8452;0,8920]	[0,8992;0,9452]	[0,9552;1,0041]	[1,009;1,0578]
6863	91	[0,7504;0,7852]	[0,8226;0,8710]	[0,8781;0,9175]	[0,9421;0,9845]	[1,009;1,0578]
6864	92	[0,7847;0,8195]	[0,8243;0,8624]	[0,8666;0,9129]	[0,9378;0,9871]	[0,989;1,0378]
6866	92	[0,8031;0,8357]	[0,8473;0,8902]	[0,9017;0,9415]	[0,9458;0,9824]	[0,999;1,0478]
6868	91	[0,7610;0,8096]	[0,8209;0,8554]	[0,8676;0,9082]	[0,9296;0,9745]	[1,001;1,0498]
6869	92	[0,7648;0,7959]	[0,8084;0,8536]	[0,8878;0,9199]	[0,9299;0,9782]	[0,989;1,0378]
6870	91	[0,7687;0,8009]	[0,8231;0,8724]	[0,8844;0,9245]	[0,9416;0,9753]	[1,008;1,0568]
6893	92	[0,7744;0,8155]	[0,8546;0,8985]	[0,9031;0,9402]	[0,9517;0,9820]	[1,015;1,0638]
6894	91	[0,7727;0,8141]	[0,8497;0,8845]	[0,9237;0,9700]	[0,9862;1,0177]	[1,024;1,0728]
6954	92	[0,7613;0,8010]	[0,8123;0,8519]	[0,8710;0,9094]	[0,9123;0,9552]	[0,970;1,0188]
6965	91	[0,7588;0,8000]	[0,8127;0,8536]	[0,8749;0,9242]	[0,9620;0,9960]	[1,017;1,0658]
6987	92	[0,7539;0,7962]	[0,8349;0,8802]	[0,8974;0,9319]	[0,9510;0,9900]	[1,008;1,0568]
6990	92	[0,7687;0,8121]	[0,8254;0,8648]	[0,8945;0,9398]	[0,9512;0,9881]	[0,995;1,0438]
6991	92	[0,7985;0,8358]	[0,8569;0,8904]	[0,9015;0,9373]	[0,9434;0,9765]	[1,001;1,0498]
7011	91	[0,7541;0,7849]	[0,8090;0,8550]	[0,8748;0,9238]	[0,9530;0,9877]	[1,013;1,0618]
7014	92	[0,7766;0,8192]	[0,8343;0,8758]	[0,8921;0,9314]	[0,9391;0,9715]	[1,003;1,0518]
7020	91	[0,7786;0,8264]	[0,8392;0,8854]	[0,9189;0,9645]	[0,9828;1,0202]	[1,028;1,0768]
7028	91	[0,7381;0,7689]	[0,8013;0,8445]	[0,8464;0,8926]	[0,9218;0,9715]	[1,005;1,0538]
7042	98	[0,7642;0,8123]	[0,8296;0,8641]	[0,8821;0,9240]	[0,9554;0,9894]	[1,003;1,0518]
7054	92	[0,7463;0,7798]	[0,8006;0,8352]	[0,8382;0,8792]	[0,9133;0,9626]	[1,001;1,0498]
7055	91	[0,7865;0,8290]	[0,8398;0,8730]	[0,8820;0,9139]	[0,9266;0,9709]	[1,008;1,0568]
7059	92	[0,7450;0,7806]	[0,8175;0,8620]	[0,8828;0,9306]	[0,9477;0,9972]	[1,005;1,0538]
7061	92	[0,7412;0,7789]	[0,8186;0,8533]	[0,8689;0,9112]	[0,9443;0,9822]	[0,983;1,0318]
7071	92	[0,7444;0,7858]	[0,8184;0,8501]	[0,8583;0,8942]	[0,9171;0,9625]	[0,993;1,0418]
7073	92	[0,8071;0,8433]	[0,8724;0,9097]	[0,9239;0,9547]	[0,9569;0,9899]	[1,002;1,0508]
7074	92	[0,7570;0,7923]	[0,8132;0,8455]	[0,8665;0,9050]	[0,9398;0,9747]	[0,990;1,0388]
7080	92	[0,7581;0,7931]	[0,8314;0,8781]	[0,8891;0,9260]	[0,9534;0,9846]	[0,998;1,0468]
7081	91	[0,7732;0,8220]	[0,8273;0,8641]	[0,8943;0,9439]	[0,9584;0,9924]	[1,009;1,0578]
7093	92	[0,7288;0,7741]	[0,7827;0,8232]	[0,8396;0,8815]	[0,9206;0,9659]	[1,001;1,0498]
7116	92	[0,7644;0,8102]	[0,8349;0,8728]	[0,8870;0,9245]	[0,9600;0,9923]	[1,007;1,0558]
7119	92	[0,7246;0,7649]	[0,7779;0,8273]	[0,8625;0,9086]	[0,9246;0,9740]	[1,002;1,0508]
7126	91	[0,7880;0,8211]	[0,8323;0,8719]	[0,8728;0,9201]	[0,9477;0,9907]	[1,003;1,0518]
7169	92	[0,7582;0,7987]	[0,8241;0,8587]	[0,8956; 0,944]	[0,9807;1,0175]	[1,023;1,0718]
7188	91	[0,7708;0,8016]	[0,8346;0,8688]	[0,8926;0,9405]	[0,9555;0,9976]	[1,016;1,0648]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 28: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 12

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
7207	91	[0,7533;0,7960]	[0,8202;0,8582]	[0,8866;0,9359]	[0,9646;1,0007]	[1,005;1,0538]
7235	91	[0,7942;0,8396]	[0,8502;0,8965]	[0,8967;0,9364]	[0,9470;0,9783]	[1,014;1,0628]
7307	95	[0,7664;0,8158]	[0,8324;0,8738]	[0,8819;0,9311]	[0,9523;1,0015]	[1,010;1,0588]
7365	83	[0,7866;0,8184]	[0,8407;0,8831]	[0,8837;0,9139]	[0,9534;0,9965]	[1,010;1,0588]
7366	83	[0,7383;0,7758]	[0,7987;0,8336]	[0,8565;0,8960]	[0,9010;0,9504]	[0,986;1,0348]
7371	83	[0,7830;0,8321]	[0,8603;0,8914]	[0,9082;0,9485]	[0,9712;1,0064]	[1,026;1,0748]
7438	83	[0,7995;0,8353]	[0,8620;0,8931]	[0,9271;0,9620]	[0,9721;1,0081]	[1,011;1,0598]
7440	83	[0,7552;0,8014]	[0,8242;0,8724]	[0,8911;0,9290]	[0,9680;1,0033]	[1,027;1,0758]
7493	83	[0,7996;0,8330]	[0,8410;0,8832]	[0,8957;0,9290]	[0,9304;0,9701]	[1,006;1,0548]
7577	83	[0,8044;0,8513]	[0,8757;0,9067]	[0,9258;0,9670]	[0,9916;1,0294]	[1,034;1,0828]
7578	83	[0,7958;0,8298]	[0,8593;0,9014]	[0,9099;0,9485]	[0,9762;1,0209]	[1,038;1,0868]
7582	83	[0,7541;0,8013]	[0,8412;0,8766]	[0,9071;0,9471]	[0,9825;1,0232]	[1,030;1,0788]
7583	83	[0,7763;0,8138]	[0,8502;0,8899]	[0,9191;0,9686]	[0,9740;1,0148]	[1,025;1,0738]
7585	83	[0,7950;0,8250]	[0,8491;0,8866]	[0,9127;0,9438]	[0,9685;1,0141]	[1,044;1,0928]
7588	83	[0,7976;0,8299]	[0,8445;0,8890]	[0,9151;0,9611]	[0,9619;0,9937]	[1,027;1,0758]
7600	83	[0,7986;0,8328]	[0,8387;0,8832]	[0,9214;0,9634]	[0,9929;1,0263]	[1,032;1,0808]
7711	93	[0,7347;0,7772]	[0,7819;0,8204]	[0,8515;0,9004]	[0,9179;0,9623]	[0,981;1,0298]
7718	94	[0,7700;0,8078]	[0,8119;0,8572]	[0,8717;0,9152]	[0,9345;0,9798]	[1,012;1,0608]
7722	93	[0,7864;0,8257]	[0,8359;0,8717]	[0,8982;0,9431]	[0,9716;1,0032]	[1,023;1,0718]
7725	94	[0,7699;0,8028]	[0,8285;0,8612]	[0,8839;0,9257]	[0,9269;0,9747]	[0,985;1,0338]
7734	94	[0,7800;0,8149]	[0,8261;0,8650]	[0,8817;0,9218]	[0,9567;1,0020]	[1,039;1,0878]
7735	94	[0,8021;0,8390]	[0,8718;0,9145]	[0,9364;0,9729]	[0,9792;1,0156]	[1,029;1,0778]
7736	93	[0,7639;0,8015]	[0,8392;0,8779]	[0,9018;0,9504]	[0,9508;0,9946]	[1,011;1,0598]
7738	94	[0,7967;0,8319]	[0,8391;0,8697]	[0,8925;0,9260]	[0,9593;1,0003]	[1,014;1,0628]
7739	94	[0,7432;0,7831]	[0,8162;0,8579]	[0,8873;0,9319]	[0,9647;1,0105]	[1,023;1,0718]
7740	94	[0,7831;0,8189]	[0,8281;0,8699]	[0,8936;0,9409]	[0,9524;0,9844]	[1,018;1,0668]
7742	94	[0,7781;0,8117]	[0,8410;0,8898]	[0,8994;0,9389]	[0,9598;1,0092]	[1,029;1,0778]
7743	94	[0,7834;0,8159]	[0,8419;0,8820]	[0,9115;0,9452]	[0,9522;1,0012]	[1,003;1,0518]
7748	93	[0,7408;0,7782]	[0,8154;0,8551]	[0,8894;0,9225]	[0,9473;0,9857]	[1,017;1,0658]
7752	93	[0,7344;0,7844]	[0,8221;0,8533]	[0,8827;0,9310]	[0,9468;0,9843]	[0,997;1,0458]
7754	90	[0,8129;0,8581]	[0,8785;0,9087]	[0,9214;0,9600]	[0,9618;1,0118]	[1,013;1,0618]
7755	90	[0,7745;0,8125]	[0,8436;0,8755]	[0,8997;0,9496]	[0,9561;0,9923]	[1,000;1,0488]
7760	93	[0,8103;0,8465]	[0,8638;0,8995]	[0,9180;0,9481]	[0,9510;1,0007]	[1,023;1,0718]
7763	94	[0,7332;0,7733]	[0,8073;0,8540]	[0,8835;0,9209]	[0,9503;0,9885]	[1,007;1,0558]
7782	94	[0,7557;0,7947]	[0,7978;0,8376]	[0,8666;0,9039]	[0,9406;0,9818]	[1,007;1,0558]
7795	94	[0,7500;0,7990]	[0,8388;0,8737]	[0,8738;0,9098]	[0,9490;0,9907]	[1,022;1,0708]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 29: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 13

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
7802	94	[0,7570;0,8003]	[0,8296;0,8658]	[0,8975;0,9279]	[0,9535;0,9887]	[1,023;1,0718]
7809	94	[0,7542;0,8014]	[0,8388;0,8713]	[0,9077; 0,939]	[0,9578;0,9969]	[1,021;1,0698]
7820	94	[0,7997;0,8416]	[0,8799;0,9194]	[0,9322;0,9654]	[0,9793;1,0162]	[1,027;1,0758]
7921	94	[0,7673;0,8123]	[0,8138;0,8500]	[0,8834;0,9182]	[0,9527;1,0025]	[1,019;1,0678]
8012	87	[0,8009;0,8319]	[0,8592;0,8958]	[0,9163;0,9489]	[0,9541;0,9995]	[1,013;1,0618]
8016	87	[0,7588;0,7966]	[0,8253;0,8622]	[0,8825;0,9164]	[0,9502;0,9837]	[1,002;1,0508]
8059	87	[0,7973;0,8319]	[0,8607;0,8938]	[0,9192;0,9543]	[0,9711; 1,005]	[1,010;1,0588]
8102	87	[0,7266;0,7751]	[0,7862;0,8284]	[0,8497;0,8936]	[0,9247;0,9583]	[0,995;1,0438]
8104	87	[0,6855;0,7335]	[0,7652;0,8138]	[0,8344;0,8765]	[0,9089;0,9439]	[0,979;1,0278]
8134	87	[0,7975;0,8297]	[0,8337;0,8797]	[0,9007;0,9331]	[0,9439;0,9913]	[1,020;1,0688]
8139	87	[0,7668;0,8139]	[0,8175;0,8636]	[0,8922;0,9252]	[0,9611;1,0021]	[1,022;1,0708]
8292	87	[0,7621;0,7945]	[0,8338;0,8776]	[0,9135;0,9524]	[0,9638;0,9975]	[1,009;1,0578]
8321	87	[0,7623;0,8067]	[0,8155;0,8568]	[0,8600;0,9016]	[0,9409;0,9785]	[0,996;1,0448]
8403	86	[0,7563;0,8052]	[0,8268;0,8585]	[0,8973;0,9344]	[0,9715;1,0180]	[1,025;1,0738]
8461	86	[0,7550;0,8010]	[0,8262;0,8633]	[0,8682;0,9139]	[0,9478;0,9796]	[0,999;1,0478]
8529	86	[0,7878;0,8313]	[0,8448;0,8898]	[0,9066;0,9439]	[0,9621;1,0000]	[1,028;1,0768]
8535	86	[0,7552;0,7954]	[0,8313;0,8726]	[0,8962;0,9349]	[0,9688;1,0036]	[1,019;1,0678]
8561	86	[0,7888;0,8296]	[0,8452;0,8792]	[0,8804;0,9141]	[0,9375;0,9853]	[1,006;1,0548]
8591	86	[0,7579;0,7995]	[0,8331;0,8714]	[0,8918;0,9295]	[0,9487;0,9854]	[1,017;1,0658]
8598	86	[0,7725;0,8082]	[0,8226;0,8648]	[0,8887;0,9329]	[0,9702;1,0156]	[1,024;1,0728]
8691	86	[0,7368;0,7746]	[0,7970;0,8283]	[0,8544;0,8872]	[0,9195;0,9667]	[0,996;1,0448]
8713	97	[0,7368;0,7741]	[0,7966;0,8362]	[0,8743;0,9211]	[0,9373;0,9859]	[1,015;1,0638]
8771	97	[0,7679;0,8098]	[0,8340;0,8820]	[0,8965;0,9338]	[0,9576;0,9997]	[1,008;1,0568]
8952	96	[0,7346;0,7667]	[0,8064;0,8463]	[0,8739;0,9133]	[0,9360;0,9835]	[1,022;1,0708]
9002	84	[0,7376;0,7711]	[0,7935;0,8407]	[0,8511;0,8973]	[0,9353;0,9674]	[1,002;1,0508]
9020	84	[0,7819;0,8143]	[0,8437;0,8917]	[0,9228;0,9565]	[0,9709;1,0136]	[1,014;1,0628]
9060	94	[0,7556;0,7922]	[0,8031;0,8525]	[0,8678;0,9029]	[0,9258;0,9757]	[1,007;1,0558]
9110	84	[0,8105;0,8519]	[0,8744;0,9089]	[0,9334;0,9651]	[0,9724;1,0157]	[1,021;1,0698]
9111	85	[0,7545;0,7955]	[0,8269;0,8714]	[0,8810;0,9111]	[0,9508;0,9896]	[1,021;1,0698]
9120	84	[0,7555;0,7863]	[0,7872;0,8329]	[0,8539;0,9026]	[0,9423;0,9831]	[1,019;1,0678]
9140	84	[0,8183;0,8531]	[0,8698;0,9009]	[0,9218;0,9595]	[0,9729;1,0143]	[1,022;1,0708]
9194	85	[0,8498;0,8825]	[0,8934;0,9298]	[0,9378;0,9850]	[0,9857;1,0256]	[1,033;1,0818]
9209	84	[0,8055;0,8500]	[0,8515;0,8873]	[0,8884;0,9371]	[0,9666;0,9998]	[1,001;1,0498]
9212	85	[0,7479;0,7864]	[0,8189;0,8605]	[0,8948;0,9322]	[0,9550;0,9851]	[1,002;1,0508]
9218	85	[0,7100;0,7510]	[0,7827;0,8204]	[0,8520;0,8952]	[0,9324;0,9793]	[1,008;1,0568]
9220	85	[0,7719;0,8123]	[0,8440;0,8796]	[0,8877;0,9274]	[0,9281;0,9648]	[1,004;1,0528]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 30: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 14

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
9233	84	[0,7573;0,7901]	[0,8255;0,8610]	[0,8958;0,9321]	[0,9568;0,9884]	[1,015;1,0638]
9270	85	[0,7842;0,8276]	[0,8538;0,8924]	[0,9153;0,9529]	[0,9564;0,9980]	[1,029;1,0778]
9286	84	[0,7595;0,8023]	[0,8312;0,8781]	[0,8855;0,9286]	[0,9598;0,9946]	[1,011;1,0598]
9356	85	[0,8279;0,8625]	[0,8783;0,9133]	[0,9167;0,9481]	[0,9613;0,9992]	[1,021;1,0698]
9371	85	[0,7344;0,7744]	[0,7849;0,8321]	[0,8606;0,9061]	[0,9273;0,9665]	[1,002;1,0508]
9400	85	[0,7347;0,7803]	[0,8136;0,8575]	[0,8708;0,9168]	[0,9508;0,9825]	[1,002;1,0508]
9470	85	[0,7743;0,8052]	[0,8416;0,8719]	[0,9095;0,9432]	[0,9574;0,9957]	[1,024;1,0728]
9506	78	[0,7163;0,7634]	[0,7936;0,8371]	[0,8574;0,9070]	[0,9358;0,9850]	[1,025;1,0738]
9510	78	[0,7812;0,8119]	[0,8120;0,8421]	[0,8770;0,9237]	[0,9273;0,9736]	[1,012;1,0608]
9520	78	[0,7894;0,8227]	[0,8521;0,8835]	[0,9024;0,9391]	[0,9452;0,9943]	[1,029;1,0778]
9530	78	[0,7534;0,7950]	[0,8261;0,8690]	[0,8895;0,9301]	[0,9590;0,9905]	[1,014;1,0628]
9534	78	[0,8378;0,8758]	[0,8858;0,9172]	[0,9219;0,9554]	[0,9719;1,0054]	[1,016;1,0648]
9535	78	[0,7034;0,7415]	[0,7804;0,8217]	[0,8595;0,9071]	[0,9461;0,9858]	[1,019;1,0678]
9537	78	[0,7266;0,7731]	[0,8074;0,8567]	[0,8947;0,9272]	[0,9652;1,0058]	[1,013;1,0618]
9538	78	[0,8041;0,8428]	[0,8763;0,9149]	[0,9275;0,9629]	[0,9815;1,0146]	[1,040;1,0888]
9639	78	[0,7729;0,8145]	[0,8463;0,8794]	[0,9073;0,9449]	[0,9842;1,0157]	[1,017;1,0658]
9640	78	[0,7215;0,7610]	[0,7952;0,8434]	[0,8616;0,9077]	[0,9284;0,9702]	[1,001;1,0498]
9657	78	[0,7565;0,7975]	[0,8040;0,8496]	[0,8818;0,9119]	[0,9422;0,9729]	[1,008;1,0568]
9658	78	[0,7830;0,8327]	[0,8510;0,8915]	[0,9035;0,9502]	[0,9730;1,0062]	[1,009;1,0578]
9769	12	[0,7978;0,8392]	[0,8539;0,8851]	[0,8907;0,9250]	[0,9444;0,9765]	[0,998;1,0468]
9775	12	[0,7752;0,8070]	[0,8196;0,8519]	[0,8812;0,9169]	[0,9246;0,9692]	[1,004;1,0528]
9782	12	[0,7655;0,8029]	[0,8267;0,8705]	[0,8738;0,9144]	[0,9452;0,9801]	[0,999;1,0478]
9786	12	[0,7048;0,7398]	[0,7654;0,8112]	[0,8149;0,8540]	[0,8797;0,9236]	[0,951;0,9998]
9788	12	[0,7008;0,7370]	[0,7750;0,8102]	[0,8499;0,8999]	[0,9095;0,9437]	[0,973;1,0218]
9792	12	[0,7714;0,8101]	[0,8144;0,8455]	[0,8816;0,9299]	[0,9510;0,9865]	[1,011;1,0598]
9798	12	[0,7206;0,7662]	[0,7780;0,8233]	[0,8579;0,8938]	[0,9258;0,9664]	[1,005;1,0538]
9799	12	[0,8132;0,8459]	[0,8650;0,9061]	[0,9069;0,9463]	[0,9593;0,9905]	[0,997;1,0458]
9905	12	[0,7213;0,7655]	[0,7988;0,8371]	[0,8731;0,9139]	[0,9487;0,9840]	[1,013;1,0618]
10008	10	[0,8697;0,9165]	[0,9524;0,9938]	[0,9949;1,0414]	[1,0473;1,0800]	[1,082;1,1308]
10010	10	[0,8320;0,8711]	[0,8761;0,9066]	[0,9268;0,9685]	[0,9704;1,0124]	[1,046;1,0948]
10018	10	[0,7666;0,7999]	[0,8230;0,8619]	[0,8887;0,9215]	[0,9600;0,9966]	[1,033;1,0818]
10026	114	[0,7920;0,8324]	[0,8578;0,9033]	[0,9092;0,9402]	[0,9423;0,9877]	[1,016;1,0648]
10033	114	[0,7719;0,8068]	[0,8345;0,8839]	[0,9090;0,9434]	[0,9527;0,9847]	[1,009;1,0578]
10052	114	[0,7681;0,8047]	[0,8297;0,8665]	[0,8685;0,9083]	[0,9187;0,9661]	[0,987;1,0358]
10053	114	[0,7661;0,8003]	[0,8250;0,8721]	[0,8883;0,9238]	[0,9525;0,9900]	[1,000;1,0488]
10063	114	[0,7583;0,8024]	[0,8158;0,8460]	[0,8719;0,9114]	[0,9276;0,9718]	[0,984;1,0328]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 31: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 15

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
10110	10	[0,8036;0,8353]	[0,8727;0,9149]	[0,9459;0,9773]	[0,9797;1,0136]	[1,015;1,0638]
10313	113	[0,7745;0,8135]	[0,8527;0,8911]	[0,9194;0,9607]	[0,9627;1,0000]	[1,001;1,0498]
10370	113	[0,7448;0,7768]	[0,7804;0,8265]	[0,8626;0,8963]	[0,9177;0,9509]	[0,990;1,0388]
10401	113	[0,7660;0,7980]	[0,8266;0,8623]	[0,8850;0,9326]	[0,9443;0,9941]	[1,001;1,0498]
10402	113	[0,7435;0,7784]	[0,8158;0,8583]	[0,8953;0,9343]	[0,9380;0,9765]	[1,004;1,0528]
10420	113	[0,7359;0,7782]	[0,8078;0,8407]	[0,8636;0,9069]	[0,9356;0,9746]	[0,994;1,0428]
10440	113	[0,7731;0,8086]	[0,8299;0,8790]	[0,9060;0,9371]	[0,9449;0,9852]	[0,998;1,0468]
10505	113	[0,7783;0,8224]	[0,8271;0,8656]	[0,8765;0,9171]	[0,9295;0,9671]	[1,003;1,0518]
10530	113	[0,7338;0,7706]	[0,7903;0,8293]	[0,8604;0,8978]	[0,9179;0,9584]	[0,993;1,0418]
11225	3	[0,8025;0,8400]	[0,8502;0,8857]	[0,9040;0,9357]	[0,9504;0,9889]	[0,993;1,0418]
11306	108	[0,7273;0,7726]	[0,7896;0,8209]	[0,8305;0,8762]	[0,9149;0,9601]	[0,971;1,0198]
12318	4	[0,8287;0,8782]	[0,9032;0,9374]	[0,9523;0,9889]	[0,9962;1,0322]	[1,057;1,1058]
13015	110	[0,7269;0,7766]	[0,8061;0,8512]	[0,8781;0,9178]	[0,9248;0,9732]	[0,998;1,0468]
13102	7	[0,7290;0,7685]	[0,7790;0,8197]	[0,8532;0,9004]	[0,9391;0,9837]	[1,012;1,0608]
13103	7	[0,8286;0,8761]	[0,8767;0,9080]	[0,9265;0,9655]	[0,9772;1,0073]	[1,045;1,0938]
14302	7	[0,8220;0,8577]	[0,8723;0,9128]	[0,9341;0,9701]	[0,9717;1,0021]	[1,012;1,0608]
17504	106	[0,6820;0,7296]	[0,7530;0,8006]	[0,8373;0,8755]	[0,9006;0,9485]	[0,982;1,0308]
19072	109	[0,7812;0,8175]	[0,8196;0,8683]	[0,8721;0,9123]	[0,9307;0,9691]	[0,998;1,0468]
19074	109	[0,7503;0,7986]	[0,8143;0,8525]	[0,8775;0,9099]	[0,9414;0,9775]	[0,991;1,0398]
19117	109	[0,7197;0,7660]	[0,7844;0,8318]	[0,8697;0,9179]	[0,9363;0,9837]	[1,000;1,0488]
19120	109	[0,7927;0,8334]	[0,8548;0,8895]	[0,8944;0,9358]	[0,9367;0,9710]	[1,003;1,0518]
19123	109	[0,7551;0,7877]	[0,8044;0,8500]	[0,8590;0,9065]	[0,9451;0,9765]	[1,001;1,0498]
19126	109	[0,7877;0,8315]	[0,8688;0,9092]	[0,9101;0,9420]	[0,9427;0,9742]	[0,994;1,0428]
19505	110	[0,7742;0,8199]	[0,8250;0,8628]	[0,9006;0,9350]	[0,9402;0,9878]	[1,025;1,0738]
19515	110	[0,7969;0,8315]	[0,8372;0,8789]	[0,8908;0,9344]	[0,9501;0,9976]	[1,030;1,0788]
19524	112	[0,7642;0,8097]	[0,8484;0,8788]	[0,9125;0,9434]	[0,9629;0,9956]	[1,002;1,0508]
19545	110	[0,7751;0,8140]	[0,8506;0,9001]	[0,9100;0,9432]	[0,9607;1,0106]	[1,035;1,0838]
19566	110	[0,7407;0,7736]	[0,8042;0,8504]	[0,8896;0,9338]	[0,9471;0,9959]	[1,007;1,0558]
19589	110	[0,7202;0,7543]	[0,7757;0,8158]	[0,8454;0,8915]	[0,9275;0,9635]	[0,973;1,0218]
19761	110	[0,7356;0,7752]	[0,8029;0,8434]	[0,8725;0,9128]	[0,9310;0,9803]	[1,000;1,0488]
21034	117	[0,7508;0,7981]	[0,8033;0,8487]	[0,8874;0,9369]	[0,9560;1,0022]	[1,005;1,0538]
22802	13	[0,7642;0,8066]	[0,8405;0,8719]	[0,9046;0,9491]	[0,9538;1,0028]	[1,014;1,0628]
22807	13	[0,7255;0,7596]	[0,7598;0,7918]	[0,8290;0,8704]	[0,9097;0,9564]	[0,980;1,0288]
22813	13	[0,7429;0,7779]	[0,8015;0,8348]	[0,8684;0,9041]	[0,9404;0,9769]	[0,997;1,0458]
22814	13	[0,7421;0,7905]	[0,8245;0,8595]	[0,8663;0,9095]	[0,9454;0,9825]	[1,007;1,0558]
22818	13	[0,7368;0,7771]	[0,8049;0,8511]	[0,8560;0,8965]	[0,9314;0,9644]	[0,994;1,0428]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 32: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 16

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
22824	13	[0,7779;0,8271]	[0,8531;0,8958]	[0,9098;0,9484]	[0,9519;0,9883]	[1,003;1,0518]
22835	13	[0,7562;0,7976]	[0,8287;0,8739]	[0,8901;0,9363]	[0,9707;1,0112]	[1,026;1,0748]
22883	13	[0,6960;0,7440]	[0,7830;0,8265]	[0,8478;0,8823]	[0,9103;0,9566]	[0,978;1,0268]
23336	14	[0,8320;0,8642]	[0,8738;0,9068]	[0,9071;0,9405]	[0,9582;0,9903]	[1,024;1,0728]
25702	22	[0,7807;0,8130]	[0,8271;0,8684]	[0,9043;0,9513]	[0,9552;0,9916]	[1,009;1,0578]
26465	24	[0,7898;0,8278]	[0,8518;0,8908]	[0,9215;0,9678]	[0,9995;1,0404]	[1,058;1,1068]
26510	24	[0,7881;0,8264]	[0,8626;0,8983]	[0,9342;0,9764]	[0,9919;1,0409]	[1,053;1,1018]
26915	26	[0,7088;0,7510]	[0,7887;0,8382]	[0,8408;0,8726]	[0,9080;0,9578]	[0,996;1,0448]
28508	69	[0,8336;0,8719]	[0,8731;0,9032]	[0,9052;0,9466]	[0,9687;1,0131]	[1,024;1,0728]
30649	42	[0,7325;0,7773]	[0,8115;0,8551]	[0,8797;0,9224]	[0,9400;0,9845]	[1,023;1,0718]
30651	44	[0,7381;0,7792]	[0,8009;0,8355]	[0,8574;0,9022]	[0,9210;0,9525]	[0,989;1,0378]
30667	44	[0,7401;0,7844]	[0,7949;0,8362]	[0,8373;0,8693]	[0,9006;0,9312]	[0,968;1,0168]
30695	44	[0,7675;0,8093]	[0,8121;0,8539]	[0,8741;0,9226]	[0,9421;0,9788]	[0,984;1,0328]
30709	44	[0,7866;0,8360]	[0,8402;0,8790]	[0,8940;0,9426]	[0,9547;0,9946]	[1,003;1,0518]
30873	43	[0,7590;0,8012]	[0,8112;0,8572]	[0,8870;0,9266]	[0,9511;1,0001]	[1,009;1,0578]
30885	43	[0,7068;0,7523]	[0,7891;0,8295]	[0,8503;0,8909]	[0,9228;0,9625]	[0,996;1,0448]
30886	43	[0,7349;0,7817]	[0,8143;0,8554]	[0,8734;0,9182]	[0,9369;0,9802]	[1,006;1,0548]
30889	43	[0,7815;0,8260]	[0,8366;0,8763]	[0,9053;0,9469]	[0,9628;0,9952]	[1,003;1,0518]
30890	43	[0,7402;0,7901]	[0,7961;0,8432]	[0,8543;0,8987]	[0,9220;0,9719]	[1,008;1,0568]
30921	43	[0,7463;0,7772]	[0,8132;0,8578]	[0,8597;0,8992]	[0,9068;0,9478]	[0,968;1,0168]
30926	43	[0,7222;0,7716]	[0,8007;0,8326]	[0,8396;0,8835]	[0,9180;0,9624]	[0,971;1,0198]
30929	44	[0,7496;0,7829]	[0,8081;0,8508]	[0,8790;0,9265]	[0,9574;0,9901]	[0,998;1,0468]
30934	44	[0,7155;0,7614]	[0,7993;0,8489]	[0,8714;0,9030]	[0,9363;0,9786]	[0,990;1,0388]
30935	44	[0,7773;0,8185]	[0,8198;0,8518]	[0,8884;0,9303]	[0,9444;0,9831]	[0,986;1,0348]
30953	47	[0,7925;0,8336]	[0,8380;0,8715]	[0,8941;0,9338]	[0,9345;0,9784]	[1,009;1,0578]
33006	52	[0,7802;0,8130]	[0,8156;0,8598]	[0,8701;0,9125]	[0,9517;0,9942]	[0,997;1,0458]
33044	52	[0,7746;0,8094]	[0,8351;0,8802]	[0,8879;0,9298]	[0,9476;0,9830]	[0,997;1,0458]
33045	52	[0,7945;0,8348]	[0,8442;0,8883]	[0,9167;0,9545]	[0,9631;1,0077]	[1,009;1,0578]
33046	52	[0,7455;0,7801]	[0,7894;0,8198]	[0,8530;0,8942]	[0,9244;0,9735]	[0,997;1,0458]
35008	74	[0,7336;0,7699]	[0,8060;0,8393]	[0,8722;0,9136]	[0,9479;0,9880]	[1,002;1,0508]
35018	74	[0,7910;0,8322]	[0,8418;0,8806]	[0,8825;0,9170]	[0,9412;0,9743]	[1,009;1,0578]
35032	74	[0,7567;0,7960]	[0,8250;0,8687]	[0,8991;0,9450]	[0,9484;0,9952]	[1,003;1,0518]
35042	74	[0,7891;0,8318]	[0,8623;0,9079]	[0,9191;0,9542]	[0,9858;1,0203]	[1,026;1,0748]
35050	74	[0,7774;0,8155]	[0,8207;0,8631]	[0,8888;0,9208]	[0,9600;1,0010]	[1,003;1,0518]
35061	74	[0,7433;0,7911]	[0,8240;0,8669]	[0,8976;0,9409]	[0,9684;1,0083]	[1,012;1,0608]
38853	80	[0,7554;0,8041]	[0,8055;0,8555]	[0,8884;0,9217]	[0,9569;0,9934]	[1,020;1,0688]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 33: Barras Seleccionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 17

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
39850	80	[0,7854;0,8224]	[0,8226;0,8587]	[0,8667;0,9063]	[0,9430;0,9739]	[0,997;1,0458]
40332	81	[0,7975;0,8409]	[0,8455;0,8932]	[0,9003;0,9409]	[0,9533;0,9936]	[1,004;1,0528]
40347	81	[0,7203;0,7574]	[0,7867;0,8349]	[0,8716;0,9017]	[0,9330;0,9797]	[1,006;1,0548]
40371	82	[0,7785;0,8156]	[0,8245;0,8613]	[0,8922;0,9403]	[0,9457;0,9876]	[1,006;1,0548]
40400	82	[0,7809;0,8261]	[0,8447;0,8919]	[0,9037;0,9509]	[0,9627;0,9996]	[1,015;1,0638]
40615	82	[0,8036;0,8517]	[0,8535;0,8861]	[0,9101;0,9472]	[0,9559;1,0017]	[1,030;1,0788]
40617	82	[0,7606;0,8036]	[0,8407;0,8836]	[0,9085;0,9453]	[0,9543;0,9911]	[1,030;1,0788]
40657	60	[0,7810;0,8145]	[0,8166;0,8573]	[0,8634;0,9075]	[0,9280;0,9611]	[0,997;1,0458]
41152	116	[0,8538;0,8855]	[0,8963;0,9429]	[0,9602;1,0044]	[1,0050;1,0470]	[1,071;1,1198]
42544	79	[0,7284;0,7654]	[0,8046;0,8402]	[0,8714;0,9044]	[0,9304;0,9710]	[0,997;1,0458]
42558	79	[0,7160;0,7590]	[0,7726;0,8218]	[0,8542;0,9027]	[0,9253;0,9693]	[0,980;1,0288]
42566	79	[0,7746;0,8050]	[0,8250;0,8729]	[0,8916;0,9322]	[0,9451;0,9836]	[1,007;1,0558]
46948	93	[0,7658;0,8074]	[0,8346;0,8801]	[0,8809;0,9187]	[0,9562;0,9917]	[1,019;1,0678]
50211	97	[0,7748;0,8186]	[0,8304;0,8692]	[0,8747;0,9139]	[0,9410;0,9798]	[1,007;1,0558]
50212	97	[0,7607;0,7926]	[0,8200;0,8607]	[0,8892;0,9367]	[0,9437;0,9790]	[1,004;1,0528]
50213	97	[0,7457;0,7886]	[0,7940;0,8413]	[0,8754;0,9224]	[0,9579;1,0027]	[1,005;1,0538]
50214	97	[0,7746;0,8206]	[0,8421;0,8892]	[0,9098;0,9516]	[0,9633;1,0030]	[1,021;1,0698]
50216	97	[0,7358;0,7732]	[0,7906;0,8327]	[0,8687;0,9013]	[0,9325;0,9659]	[1,000;1,0488]
50220	97	[0,7971;0,8415]	[0,8717;0,9212]	[0,9275;0,9733]	[0,9816;1,0127]	[1,019;1,0678]
51065	97	[0,7475;0,7797]	[0,8188;0,8495]	[0,8551;0,8941]	[0,9308;0,9741]	[0,996;1,0448]
51508	85	[0,7831;0,8158]	[0,8481;0,8882]	[0,9182;0,9651]	[0,9886;1,0211]	[1,022;1,0708]
52205	115	[0,7747;0,8144]	[0,8399;0,8861]	[0,9257;0,9656]	[1,0013;1,0400]	[1,063;1,1118]
55206	118	[0,7398;0,7834]	[0,7979;0,8317]	[0,8613;0,9011]	[0,9219;0,9697]	[0,978;1,0268]
55218	118	[0,7096;0,7588]	[0,7884;0,8239]	[0,8506;0,8911]	[0,9187;0,9570]	[0,979;1,0278]
55412	118	[0,7743;0,8117]	[0,8405;0,8725]	[0,8813;0,9196]	[0,9287;0,9685]	[0,995;1,0438]
55421	118	[0,7231;0,7676]	[0,7815;0,8116]	[0,8358;0,8776]	[0,9050;0,9392]	[0,972;1,0208]
55443	118	[0,7170;0,7533]	[0,7898;0,8370]	[0,8394;0,8846]	[0,9063;0,9445]	[0,974;1,0228]
55471	119	[0,7621;0,7977]	[0,8063;0,8559]	[0,8868;0,9203]	[0,9308;0,9634]	[0,974;1,0228]
55775	118	[0,7588;0,7888]	[0,8011;0,8365]	[0,8640;0,8963]	[0,8996;0,9388]	[0,973;1,0218]
55783	118	[0,6885;0,7355]	[0,7670;0,8071]	[0,8262;0,8658]	[0,8888;0,9377]	[0,976;1,0248]
55789	118	[0,7419;0,7835]	[0,8016;0,8380]	[0,8554;0,8980]	[0,9229;0,9675]	[0,975;1,0238]
55797	118	[0,7630;0,8002]	[0,8262;0,8571]	[0,8601;0,9003]	[0,9158;0,9594]	[0,978;1,0268]
56054	118	[0,6933;0,7422]	[0,7753;0,8131]	[0,8392;0,8852]	[0,9190;0,9515]	[0,978;1,0268]
56060	118	[0,7325;0,7655]	[0,7763;0,8116]	[0,8275;0,8698]	[0,9002;0,9400]	[0,974;1,0228]
56066	118	[0,7626;0,8035]	[0,8054;0,8531]	[0,8553;0,8953]	[0,9346;0,9746]	[1,009;1,0578]
56068	118	[0,7793;0,8109]	[0,8402;0,8757]	[0,8810;0,9119]	[0,9321;0,9654]	[0,989;1,0378]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 34: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 18

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
56070	118	[0,7243;0,7569]	[0,7852;0,8243]	[0,8411;0,8823]	[0,9132;0,9539]	[0,984;1,0328]
56257	118	[0,7740;0,8060]	[0,8101;0,8425]	[0,8714;0,9031]	[0,9271;0,9689]	[0,979;1,0278]
56275	118	[0,7425;0,7875]	[0,7902;0,8360]	[0,8407;0,8890]	[0,9213;0,9588]	[0,996;1,0448]
56285	118	[0,7047;0,7456]	[0,7841;0,8322]	[0,8453;0,8757]	[0,9051;0,9417]	[0,970;1,0188]
56297	119	[0,7445;0,7935]	[0,8024;0,8487]	[0,8559;0,8944]	[0,9242;0,9727]	[0,973;1,0218]
56302	119	[0,6964;0,7452]	[0,7573;0,8026]	[0,8408;0,8824]	[0,9126;0,9560]	[0,974;1,0228]
56454	118	[0,7584;0,7994]	[0,8344;0,8731]	[0,9004;0,9344]	[0,9534;0,9908]	[0,998;1,0468]
56455	118	[0,7063;0,7502]	[0,7705;0,8149]	[0,8390;0,8834]	[0,9214;0,9699]	[0,988;1,0368]
56461	118	[0,6748;0,7240]	[0,7489;0,7960]	[0,8290;0,8746]	[0,9132;0,9515]	[0,974;1,0228]
56465	118	[0,7607;0,7981]	[0,8312;0,8674]	[0,9039;0,9445]	[0,9547;1,0004]	[1,002;1,0508]
56550	118	[0,7134;0,7542]	[0,7882;0,8362]	[0,8624;0,9068]	[0,9235;0,9623]	[0,990;1,0388]
56555	118	[0,7420;0,7831]	[0,7942;0,8365]	[0,8577;0,9030]	[0,9314;0,9730]	[0,980;1,0288]
56562	118	[0,7495;0,7906]	[0,8089;0,8451]	[0,8728;0,9042]	[0,9144;0,9502]	[0,974;1,0228]
56574	118	[0,6982;0,7482]	[0,7848;0,8223]	[0,8398;0,8893]	[0,9058;0,9431]	[0,974;1,0228]
56593	118	[0,7515;0,7860]	[0,7959;0,8324]	[0,8707;0,9133]	[0,9145;0,9580]	[0,990;1,0388]
56606	118	[0,7291;0,7631]	[0,7769;0,8214]	[0,8404;0,8856]	[0,9044;0,9416]	[0,973;1,0218]
56622	118	[0,7427;0,7875]	[0,8080;0,8448]	[0,8479;0,8896]	[0,9180;0,9655]	[0,976;1,0248]
56625	118	[0,7666;0,8050]	[0,8267;0,8571]	[0,8760;0,9220]	[0,9381;0,9788]	[0,989;1,0378]
56657	118	[0,7445;0,7884]	[0,8149;0,8609]	[0,8783;0,9204]	[0,9272;0,9676]	[0,979;1,0278]
56691	118	[0,7472;0,7834]	[0,7836;0,8318]	[0,8609;0,8951]	[0,9294;0,9605]	[0,972;1,0208]
56720	118	[0,7361;0,7810]	[0,8056;0,8541]	[0,8603;0,8957]	[0,9059;0,9405]	[0,972;1,0208]
57480	118	[0,6927;0,7359]	[0,7623;0,8017]	[0,8400;0,8857]	[0,9204;0,9520]	[0,980;1,0288]
57700	118	[0,7743;0,8129]	[0,8213;0,8582]	[0,8670;0,9081]	[0,9284;0,9681]	[0,990;1,0388]
57863	118	[0,8034;0,8396]	[0,8453;0,8830]	[0,8876;0,9274]	[0,9484;0,9928]	[1,000;1,0488]
58007	118	[0,6810;0,7283]	[0,7630;0,7985]	[0,8375;0,8776]	[0,9003;0,9343]	[0,973;1,0218]
58027	118	[0,7296;0,7770]	[0,7986;0,8319]	[0,8585;0,9078]	[0,9310;0,9632]	[0,973;1,0218]
58160	118	[0,7259;0,7571]	[0,7951;0,8258]	[0,8631;0,9127]	[0,9164;0,9626]	[0,976;1,0248]
58169	119	[0,7221;0,7592]	[0,7785;0,8121]	[0,8398;0,8890]	[0,9174;0,9476]	[0,984;1,0328]
58207	118	[0,7175;0,7487]	[0,7560;0,7918]	[0,8255;0,8737]	[0,9075;0,9566]	[0,973;1,0218]
58216	118	[0,7529;0,7862]	[0,7874;0,8363]	[0,8589;0,9049]	[0,9334;0,9689]	[0,973;1,0218]
58226	118	[0,7218;0,7605]	[0,7757;0,8186]	[0,8519;0,8981]	[0,9069;0,9449]	[0,973;1,0218]
58233	118	[0,7183;0,7539]	[0,7935;0,8325]	[0,8447;0,8944]	[0,8999;0,9497]	[0,974;1,0228]
58249	118	[0,7350;0,7654]	[0,7989;0,8301]	[0,8531;0,8835]	[0,9086;0,9518]	[0,978;1,0268]
58272	118	[0,7141;0,7515]	[0,7765;0,8264]	[0,8398;0,8820]	[0,9073;0,9524]	[0,971;1,0198]
58603	118	[0,7206;0,7655]	[0,7860;0,8350]	[0,8469;0,8794]	[0,9117;0,9523]	[0,972;1,0208]
58624	118	[0,7251;0,7649]	[0,7951;0,8303]	[0,8532;0,8960]	[0,9084;0,9402]	[0,975;1,0238]

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 35: Barras Selecionadas para o Monitoramento da Margem de Estabilidade do Sistema Interligado Nacional - Parte 19

Barra	Área	L_1 (p.u.)	L_2 (p.u.)	L_3 (p.u.)	L_4 (p.u.)	L_5 (p.u.)
58631	119	[0,7397;0,7879]	[0,8211;0,8705]	[0,8725;0,9176]	[0,9256;0,9676]	[0,973;1,0218]
58806	118	[0,7526;0,7847]	[0,8109;0,8527]	[0,8733;0,9066]	[0,9186;0,9497]	[0,976;1,0248]
58824	118	[0,7270;0,7584]	[0,7800;0,8121]	[0,8281;0,8709]	[0,9015;0,9434]	[0,973;1,0218]
58832	118	[0,7195;0,7600]	[0,7893;0,8314]	[0,8418;0,8906]	[0,9142;0,9557]	[0,978;1,0268]
59035	118	[0,7307;0,7611]	[0,7914;0,8278]	[0,8363;0,8716]	[0,8976;0,9411]	[0,973;1,0218]
59041	118	[0,7479;0,7789]	[0,7894;0,8207]	[0,8590;0,8915]	[0,9046;0,9348]	[0,974;1,0228]
59057	118	[0,7345;0,7778]	[0,8036;0,8532]	[0,8583;0,9031]	[0,9427;0,9729]	[0,973;1,0218]
59076	118	[0,6964;0,7339]	[0,7702;0,8027]	[0,8366;0,8832]	[0,9084;0,9545]	[0,973;1,0218]
59083	118	[0,7313;0,7724]	[0,8053;0,8469]	[0,8581;0,9007]	[0,9070;0,9532]	[0,975;1,0238]
59160	118	[0,7519;0,7917]	[0,8019;0,8456]	[0,8626;0,8932]	[0,9112;0,9588]	[0,972;1,0208]
59316	118	[0,7280;0,7705]	[0,7981;0,8391]	[0,8617;0,9057]	[0,9063;0,9492]	[0,979;1,0278]
59352	118	[0,6865;0,7321]	[0,7703;0,8128]	[0,8363;0,8770]	[0,8941;0,9437]	[0,974;1,0228]
59358	118	[0,7282;0,7655]	[0,7996;0,8332]	[0,8475;0,8948]	[0,9124;0,9425]	[0,974;1,0228]
59389	118	[0,7939;0,8276]	[0,8284;0,8597]	[0,8788;0,9213]	[0,9305;0,9716]	[0,975;1,0238]
59398	118	[0,7751;0,8160]	[0,8372;0,8815]	[0,9043;0,9381]	[0,9394;0,9710]	[0,975;1,0238]
59400	118	[0,7230;0,7584]	[0,7611;0,7988]	[0,8371;0,8722]	[0,9035;0,9348]	[0,970;1,0188]
59411	118	[0,7130;0,7476]	[0,7605;0,8054]	[0,8452;0,8947]	[0,9321;0,9661]	[0,974;1,0228]
59420	119	[0,7343;0,7785]	[0,7825;0,8126]	[0,8325;0,8664]	[0,9055;0,9531]	[0,978;1,0268]
59421	119	[0,7621;0,8050]	[0,8334;0,8673]	[0,8734;0,9224]	[0,9479;0,9781]	[1,004;1,0528]
59504	118	[0,7261;0,7725]	[0,7801;0,8167]	[0,8378;0,8867]	[0,9028;0,9363]	[0,974;1,0228]
60009	120	[0,8169;0,8483]	[0,8656;0,8978]	[0,8995;0,9326]	[0,9393;0,9807]	[0,982;1,0308]
60015	120	[0,7685;0,7995]	[0,8220;0,8676]	[0,8792;0,9164]	[0,9475;0,9833]	[0,999;1,0478]

Fonte: Elaborada pelo autor.