



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Estudo para classificação de contingências sob o aspecto da estabilidade de tensão

Autor: Mauricio Dester
Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica

Comissão julgadora:

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto	USP/SÃO CARLOS
Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva	FEEC/UNICAMP

Campinas, 22 de Agosto de 2006.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE -
UNICAMP

D474e Dester, Mauricio
Estudo para classificação de contingências sob o aspecto
da estabilidade de tensão / Mauricio Dester. --Campinas, SP:
[s.n.], 2006.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Junior
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Colapso
(Eletricidade). I. Castro Junior, Carlos Alberto de. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Contingency ranking for voltage stability

Palavras-chave em Inglês: Contingency analysis, Contingency ranking, Voltage
stability, Performance index

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Luís Fernando Costa Alberto, Carlos Alberto Favarin Murari e
Luiz Carlos Pereira da Silva

Data da defesa: 22/08/2006

Resumo

O objetivo deste trabalho é propor um método que permita, de forma rápida e segura, estabelecer uma lista de contingências ordenada por severidade considerando a óptica da estabilidade de tensão. Em linhas gerais, o procedimento consiste em obter o estado da rede após a simulação de uma determinada contingência e calcular o índice de performance correspondente à mesma. Estes passos devem ser repetidos para todos os ramos da rede. Ao final tem-se um índice associado a cada contingência. Para a obtenção da lista ordenada por severidade, classificam-se as contingências considerando como fator de ordenação o valor do índice de performance calculado para cada uma delas. De posse desta lista, pode-se lançar mão de ferramentas que permitam uma análise mais detalhada para o grupo contingências com maior severidade e a tomada de ações no sentido de minimizar as consequências causadas por estas contingências.

Este método pode ser utilizado como suporte à operação em tempo real, pois permite a seleção das contingências mais severas, de forma rápida, para então posteriormente realizar uma análise mais detalhada das mesmas. Não há, portanto, a necessidade da análise detalhada de todas as contingências da rede, o que permite uma economia de tempo, esforço humano e computacional, recursos estes de fundamental importância considerando a operação em tempo real.

Abstract

The aim of this work is to propose a fast and reliable method to rank a list of contingencies ordered by severity under the voltage stability point of view. The basic steps of the method consist of computing the system's post-contingency state and computing the respective performance index. These steps must be repeated for contingencies associated to all system branches. So an ordered contingency list is built considering the performance index of each contingency as a merit factor. With this list it is possible to pick the most severe contingencies and submit them to conventional tools that allow a more complete analysis and appropriate decisions to avoid operating system in insecure conditions if one of the severe contingencies occurs.

It is possible to use this method as a real time tool due to its efficiency. Little computational effort is made to get the ordered contingency list and it is possible to focus the human and computational effort on the most severe contingencies. The real time operation requires efficient decision-making procedures and this method brings up the possibility of saving time since it is no longer necessary to analyze all system contingencies to find out the most severe one. It suffices to analyze the top-ranked contingencies captured by the proposed method.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, o Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior, pela oportunidade que me ofereceu de poder participar do grupo seletivo de pessoas as quais contribuem para o avanço da pesquisa e progridem intelectual e profissionalmente, principalmente em se tratando de ser aluno da FEEC-UNICAMP, instituição reconhecida internacionalmente pela competência de seu corpo docente e pela vasta contribuição científica. Também agradeço pela excelente orientação e disponibilidade que me permitiram lograr êxito ao atingir os objetivos deste trabalho.

Agradeço ao corpo docente da FEEC e em particular do DSEE (Departamento de Sistemas de Energia Elétrica) na figura dos professores Carlos Alberto de Castro Junior, Carlos Alberto Favarin Murari, Fujio Sato e Ariovaldo Verândio Garcia, os quais, pela dedicação e competência propiciam um alto nível de aprendizado e crescimento no que se refere aos aspectos profissionais e pessoais.

Agradeço também a todos os colegas discentes do DSEE e em especial a Adriana Scheffer Quintela pelo apoio no que se refere à utilização das ferramentas computacionais necessárias à evolução do trabalho e pela troca de idéias que muito enriqueceram e facilitaram o desenvolvimento da pesquisa.

Agradeço à Ivana (minha esposa) e ao Plínio (meu filho) pela paciência de finais de semana e feriados em casa e pelo silêncio mantido no lar, enquanto estudava e trabalhava no desenvolvimento da pesquisa e na redação desta dissertação.

Agradeço ao gerente de Furnas Centrais Elétricas S. A., Sr. Agenor José Henriques Giannini, pelo apoio prestado, possibilitando minha participação nas aulas necessárias ao embasamento teórico imprescindível ao desenvolvimento do trabalho.

Há muitas pessoas que de uma forma ou de outra contribuíram para a consecução deste trabalho e às quais aqui presto minha homenagem. Expresso minha sincera e profunda gratidão a todas elas.

Muito obrigado.

Sumário

Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiii
1. Introdução	1
2. Uma visão geral sobre estabilidade em sistemas de potência	5
2.1. Categorias de estabilidade	5
2.1.1. Estabilidade de Ângulo	6
2.1.1.1. Estabilidade de pequenos distúrbios	7
2.1.1.2. Estabilidade de grandes distúrbios	8
2.1.2. Estabilidade de Frequência	8
2.1.3. Estabilidade de Tensão [3, 5, 6]	9
2.1.3.1. Estabilidade de tensão de pequenos distúrbios	12
2.1.3.2. Estabilidade de tensão de grandes distúrbios	12
2.1.3.3. Estabilidade de tensão de curta duração	12
2.1.3.4. Estabilidade de tensão de longa duração	13
2.1.3.5. Prevenção do problema de instabilidade de tensão	14
3. Aspectos teóricos básicos da estabilidade de tensão	19
3.1. Aspectos teóricos básicos	19
3.2. Estudo de caso	21
4. Revisão bibliográfica	25
4.1. Métodos especiais para classificação de contingências	26
5. Desenvolvimento do método proposto	33
5.1. Motivação para desenvolvimento do trabalho	33
5.2. Índice de estabilidade de tensão (VSPI)	34
5.3. Estudo da aplicação do VSPI para a rede de 14 barras	39
5.4. Índices de Performance (PI)	40
5.4.1. Processo de seleção dos índices de performance	40
5.4.2. Índices 7 e 8 e os Fatores de Ponderação (FP)	42
5.4.3. Técnicas de captura das contingências que não convergem	43
5.4.3.1. Técnica do multiplicador ótimo de passo	43
5.4.3.2. Técnica baseada nos mismatches de potência	44
5.4.3.3. Técnica da redução no carregamento	44
5.4.4. Índices de Performance selecionados	45
5.4.5. O método de classificação	45

5.4.6. Proposta de implementação	47
6. Resultados	49
6.1. Verificação da eficácia dos Índices	49
6.1.1. Relações de potência - índices 7 e 8	49
6.1.2. Índices 1 a 6 e Fatores de Ponderação	50
6.2. Resultados da técnica de redução do carregamento	65
6.3. Avaliação dos resultados	66
6.3.1. Considerações sobre os valores de n e p	68
6.3.2. Rede de 14 barras.....	69
6.3.3. Rede de 24 barras.....	71
6.3.4. Rede de 30 barras.....	71
6.3.5. Rede de 57 barras.....	72
6.3.6. Rede de 118 barras.....	73
6.3.7. Rede de 300 barras.....	74
6.3.8. Rede de 1081 barras (Parte do Sistema Brasileiro)	76
6.3.9. Considerações gerais sobre os resultados	78
7. Conclusões	81
8. Referências bibliográficas.....	83
A. Dados da rede de 14 barras	87
B. Lista de contingências ordenadas por severidade	91
C. Gráficos das tensões nodais da rede de 14 barras	97
D. Gráficos do comportamento dos PIs.....	101
E. Taxas de captura	109

Lista de Figuras

2.1. Classificação da estabilidade em sistemas de potência	6
2.2. Fenômeno de estabilidade de tensão e tempos de resposta	13
3.1. Margem de segurança com relação à estabilidade de tensão.....	19
3.2. Impacto de contingências sobre a margem de estabilidade	20
3.3. Curva QV genérica	21
4.1. Representação das entradas e saídas da Rede Neural Artificial	29
5.1. Ramo $k-m$	35
5.2. Tensão versus carregamento na barra m	38
5.3. VSPI versus carregamento na barra m	38
5.4. VSPI' versus carregamento na barra m	39
5.5. Fluxograma do processo de classificação das contingências	46
5.6. Diagrama de blocos com os passos para implementação do modelo	47
6.1. Comparação da TC entre o cálculo dos índices utilizando FCN1 e FCN	55
6.2. Comparação do nca entre o cálculo dos índices utilizando FCN1 e FCN	55
6.3. Avaliação do efeito das combinações de uniões de índice na TC	56
6.4. Avaliação das combinações de uniões de índices no nca	56
6.5. TC das combinações de uniões de 4, 5 e 8 índices com e sem SSO	58
6.6. nca das combinações de uniões de 4, 5 e 8 índices com e sem SSO	58
6.7. TC para a rede de 14 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	59
6.8. nca para a rede de 14 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	59
6.9. TC para a rede de 24 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	60
6.10. nca para a rede de 24 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	60
6.11. TC para a rede de 30 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	61
6.12. nca para a rede de 30 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	61
6.13. TC para a rede de 57 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	61
6.14. nca para a rede de 57 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	61
6.15. TC para a rede de 118 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	63
6.16. nca para a rede de 118 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices	63
6.17. Percentuais de aumento da TC em função de valores de n	64
6.18. Percentuais de aumento do nca em função de valores de n	65
6.19. TC para as 42 contingências que não convergem da rede 300 barras	66
6.20. Fluxograma do processo de avaliação dos resultados	67
6.21. nca para as redes analisadas considerando $n=5$	78
A.1. Diagrama unifilar da rede de 14 barras e 20 ramos (IEEE).....	87
C.1. Contingência no ramo 01-02.....	97
C.2. Contingência no ramo 02-03.....	97
C.3. Contingência no ramo 05-06.....	97
C.4. Contingência no ramo 01-05.....	97
C.5. Contingência no ramo 07-09.....	98
C.6. Contingência no ramo 02-04.....	98
C.7. Contingência no ramo 04-07.....	98
C.8. Contingência no ramo 04-05.....	98
C.9. Contingência no ramo 02-05.....	98
C.10. Contingência no ramo 09-14.....	98

C.11. Contingência no ramo 06-13.....	99
C.12. Contingência no ramo 07-08.....	99
C.13. Contingência no ramo 04-09.....	99
C.14. Contingência no ramo 03-04.....	99
C.15. Contingência no ramo 09-10.....	99
C.16. Contingência no ramo 13-14.....	99
C.17. Contingência no ramo 06-11.....	100
C.18. Contingência no ramo 06-12.....	100
C.19. Contingência no ramo 10-11.....	100
C.20. Contingência no ramo 12-13.....	100
D.1. Índice 1 x λ - Ramo 01-02.....	101
D.2. Índice 2 x λ - Ramo 01-02.....	101
D.3. Índice 1 x λ - Ramo 01-05.....	102
D.4. Índice 2 x λ - Ramo 01-05.....	102
D.5. Índice 1 x λ - Ramo 02-03.....	102
D.6. Índice 2 x λ - Ramo 02-03.....	102
D.7. Índice 1 x λ - Ramo 02-04.....	102
D.8. Índice 2 x λ - Ramo 02-04.....	102
D.9. Índice 1 x λ - Ramo 02-05.....	103
D.10. Índice 2 x λ - Ramo 02-05.....	103
D.11. Índice 1 x λ - Ramo 03-04.....	103
D.12. Índice 2 x λ - Ramo 03-04.....	103
D.13. Índice 1 x λ - Ramo 04-05.....	103
D.14. Índice 2 x λ - Ramo 04-05.....	103
D.15. Índice 1 x λ - Ramo 04-07.....	104
D.16. Índice 2 x λ - Ramo 04-07.....	104
D.17. Índice 1 x λ - Ramo 04-09.....	104
D.18. Índice 2 x λ - Ramo 04-09.....	104
D.19. Índice 1 x λ - Ramo 05-06.....	104
D.20. Índice 2 x λ - Ramo 05-06.....	104
D.21. Índice 1 x λ - Ramo 06-11.....	105
D.22. Índice 2 x λ - Ramo 06-11.....	105
D.23. Índice 1 x λ - Ramo 06-12.....	105
D.24. Índice 2 x λ - Ramo 06-12.....	105
D.25. Índice 1 x λ - Ramo 06-13.....	105
D.26. Índice 2 x λ - Ramo 06-13.....	105
D.27. Índice 1 x λ - Ramo 07-08.....	106
D.28. Índice 2 x λ - Ramo 07-08.....	106
D.29. Índice 1 x λ - Ramo 07-09.....	106
D.30. Índice 2 x λ - Ramo 07-09.....	106
D.31. Índice 1 x λ - Ramo 09-10.....	106
D.32. Índice 2 x λ - Ramo 09-10.....	106
D.33. Índice 1 x λ - Ramo 09-14.....	107
D.34. Índice 2 x λ - Ramo 09-14.....	107

D.35. Índice 1 x λ - Ramo 10-11	107
D.36. Índice 2 x λ - Ramo 10-11	107
D.37. Índice 1 x λ - Ramo 12-13	107
D.38. Índice 2 x λ - Ramo 12-13	107
D.39 Índice 1 x λ - Ramo 13-14	108
D.40. Índice 2 x λ - Ramo 13-14	108

Lista de Tabelas

2.1. Medidas preventivas para o problema de instabilidade de tensão.....	14
4.1. Tabela comparativa de métodos de seleção de contingências.....	31
5.1. Relações de potência e descrição de como são calculadas.....	43
6.1. Taxas de Captura das relações de potência	49
6.2. Resultados da verificação da eficácia dos índices 7 e 8 e dos FP	50
6.3. Taxa de Captura dos 6 índices em %.....	51
6.4. Taxas de Captura das possíveis uniões entre os 4 índices.....	52
6.5. TC dos índices 1 e 4 ponderados pelas relações de potência 1 e 2.....	52
6.6. TC dos PIs, FPs e uniões testadas	53
6.7. TC das uniões de índices ponderados com relações de potência como PIs	53
6.8. Taxa de captura das uniões de 3 índices.....	54
6.9. Listas N e dos PIs - rede de 14 barras.....	70
6.10. <i>nca</i> e TC - rede de 14 barras.....	70
6.11. <i>nca</i> e TC - rede de 24 barras.....	71
6.12. <i>nca</i> e TC - rede de 30 barras.....	72
6.13. <i>nca</i> e TC - rede de 57 barras.....	72
6.14. <i>nca</i> e TC - rede de 57 barras (com $p=1,5*n$)	73
6.15. <i>nca</i> e TC - rede de 118 barras.....	73
6.16. <i>nca</i> e TC - rede de 118 barras (com $p=3*n$)	74
6.17. <i>nca</i> e TC - rede de 300 barras – contingências ineficazes	74
6.18. <i>nca</i> e TC - rede de 300 barras (com $p=3*n$) – contingências ineficazes.....	75
6.19. <i>nca</i> e TC - rede de 300 barras (com $p=3*n$)	75
6.20. <i>nca</i> e TC – rede de 1081 barras	76
6.21. <i>nca</i> e TC - rede de 1081 barras (com $p=3*n$)	77
A.1. dados das barras da rede de 14 barras.....	88
A.2. dados dos ramos da rede de 14 barras	88
A.3. Valores obtidos dos PI para cada ramo da rede de 14 barras	89
A.4. Contingências da rede de 14 barras ordenadas pela MET	90
B.1. Rede 14 barras - contingências ordenadas pela MET	91
B.2. Rede 24 barras - contingências ordenadas MET.....	92
B.3. Rede 30 barras - contingências ordenadas pela MET	92
B.4. Rede 57 barras - contingências ordenadas pela MET	93
B.5. Rede 118 barras - contingências ordenadas pela MET (90 mais severas).....	94
B.6. Rede 300 barras - contingências ordenadas pela MET (90 mais severas).....	95
B.7. Rede 1081 barras - contingências ordenadas MET (90 mais severas).....	96
E.1. Taxas de captura para a rede de 14 barras ($p = n$)	109
E.2. Taxas de captura para a rede de 24 barras ($p = n$)	110
E.3. Taxas de captura para a rede de 30 barras ($p = n$)	110
E.4. Taxas de captura para a rede de 57 barras ($p = n$)	111
E.5. Taxas de captura para a rede de 57 barras ($p = 1,5 * n$)	112
E.6. Taxas de captura para a rede de 118 barras (n variando de 1 a 90, $p = n$).....	113
E.7. Taxas de captura para a rede de 118 barras (n variando de 1 a 90, $p = 3*n$).....	114
E.8. Taxas de captura para a rede de 300 barras (n variando de 1 a 90, $p = n$).....	115
E.9. Taxas de captura para a rede de 300 barras (n variando de 1 a 90, $p = 3 * n$).....	116

E.10. Taxas de captura para a rede de 1081 barras (n variando de 1 a 90, $p = n$).....	117
E.11. Taxas de captura para a rede de 1081 barras (n variando de 1 a 90, $p = 3 * n$)....	118

Capítulo 1

Introdução

A estabilidade dos sistemas de potência vem ganhando importância e apresenta-se como um aspecto fundamental a ser considerado no planejamento e na operação dos sistemas de potência. Os sistemas de potência vêm apresentando rápido crescimento no que diz respeito às interconexões, crescimento da demanda, usos de novas tecnologias e novos modelos de controle. Os processos industriais têm passado por ondas de modernização e reestruturação que introduziram vários fatores os quais aumentaram as possíveis fontes de perturbações no sistema de potência levando a uma menor robustez e menor previsibilidade [1]. A reestruturação ocorrida no setor de energia elétrica, em muitos casos, levou à filosofia de minimizar investimentos e custos e maximizar a utilização dos equipamentos. Pesquisas e trabalhos têm sido realizados em relação a este assunto [2] corroborando a importância e a necessidade de levar este viés, se assim puder ser chamado, em consideração quando se realiza estudos e desenvolvimento de pesquisa relacionados ao setor de energia elétrica.

Em função destes fatores, vem se tornando cada vez mais relevante a consideração dos aspectos da estabilidade na segurança dos sistemas de potência. Conhecer e aplicar conhecimentos relacionados à estabilidade nos estudos de planejamento e operação dos sistemas de potência torna-se condição indispensável para um bom desempenho nestas funções [3].

A estabilidade de um sistema de potência é a capacidade que um sistema possui de resistir a distúrbios minimizando a queda da qualidade do serviço de fornecimento de energia. Como exemplos destes distúrbios podemos citar: curtos-circuitos, contingências em equipamentos da rede, entrada ou saída repentina ou lenta de carga, chaveamentos em linhas de transmissão (religamentos, inserção/baipasse de capacitores série). Um planejamento adequado, seja de médio, curto ou curtíssimo prazo (tempo real), permite que o sistema permaneça dentro dos limites de operação em regime mesmo após ter sofrido algum distúrbio [4].

A instabilidade em um sistema de potência pode se manifestar de diversas formas. A perda de sincronismo é um destes aspectos. O sincronismo de um gerador ou de um conjunto de geradores em uma rede, depende diretamente da relação dinâmica do ângulo do rotor destes geradores e do ângulo de potência do ponto de conexão dos mesmos. A resposta de um gerador a oscilações na rede, por sua vez, depende das características físicas destes geradores e de seus sistemas de controle, ou seja características mecânicas e eletromagnéticas. As características da rede dependem da topologia da mesma e das características dos controles da rede (FACTS - Flexible Alternating Current Transmission System, compensadores síncronos e estáticos, LTCs de atuação automática, mecanismos

automáticos de inserção e retirada de bancos de capacitores e reatores, esquemas de controle de emergência). A estabilidade de ângulo, assim chamada, depende então de características dos geradores e de características da rede. A instabilidade também pode ocorrer sem a perda de sincronismo, ou seja, pelo colapso de tensão. Para que o sistema de potência permaneça estável é necessário que o módulo das tensões nodais apresente-se acima de um valor crítico abaixo do qual torna-se infactível a manutenção da estabilidade [5].

É evidente a não linearidade e a complexidade do fenômeno da instabilidade em sistemas de potência. Extensa pesquisa tem sido realizada no sentido de obter soluções que permitam o estudo deste fenômeno com o objetivo de possibilitar o desenvolvimento de ferramentas para análise, planejamento e operação dos sistemas de potência. Muitos recursos têm sido investidos em pesquisas com o objetivo de obter técnicas e ferramentas que permitam quantificar a margem de estabilidade de tensão (MET) em uma rede. O problema da identificação da severidade de contingências sob o ponto de vista da MET foi tratado em vários trabalhos que podem ser encontrados na literatura [], alguns deles serão discutidos neste trabalho. O desenvolvimento de ferramentas que possibilitem agilidade aliada à precisão, pode contribuir para trazer à operação em tempo real ganhos significativos em termos de ferramental de apoio. Neste contexto estão os Índices de Performance (PI – do inglês “Performance Index”). Muitos deles permitem, através de uma lista classificada por severidade, uma análise rápida e segura das contingências que possam levar uma rede ao colapso de tensão ou a valores de margem de estabilidade proibitivos e desta forma, possibilitando a tomada de ações preventivas rápidas, em tempo real, pelo próprio operador [4].

Este trabalho aborda o aspecto da estabilidade de tensão, mais especificamente o desenvolvimento de um método, baseado em PIs, que permita a tomada de ações preventivas no sentido de manter a estabilidade de tensão em níveis aceitáveis, evitando desligamentos indesejáveis de áreas, regiões ou até mesmo de praticamente toda uma rede (blecautes). Buscamos abordar o problema de classificar corretamente as contingências do ponto de vista de seus impactos sobre a MET. A questão crucial consiste em estabelecer o efeito de contingências sobre a margem de estabilidade, e posteriormente classificá-las de acordo com esse efeito. Um método a ser proposto, para resolver esse problema, deve ser eficiente do ponto de vista de tempo computacional e praticidade, pois pode ser utilizado em várias etapas do processo de análise de sistemas de potência, desde o planejamento até a operação em tempo real. Estas são as características almejadas no desenvolvimento do método proposto neste trabalho apresentado.

A dissertação está organizada da seguinte forma: no capítulo 2 é apresentada uma visão geral sobre estabilidade em sistemas de potência tanto sob o aspecto da estabilidade de tensão como também da estabilidade de ângulo. Há um foco maior na estabilidade de tensão por se tratar do assunto mais estritamente relacionado ao desenvolvimento do trabalho. No capítulo 3 faz-se um aprofundamento no que se refere à estabilidade de tensão com o estudo de um caso. No capítulo 4 discute-se trabalhos anteriores e as metodologias utilizadas em relação ao tema classificação de contingências sob o aspecto da estabilidade de tensão. No capítulo 5 apresenta-se o embasamento teórico para o desenvolvimento dos Índices de Performance (PI) assim como a motivação para este trabalho. São estudadas

diversas possibilidades de PI e são selecionados aqueles que irão compor o grupo de PIs final. No capítulo 6 estão os resultados obtidos com a aplicação dos Índices de Performance selecionados às redes teste, assim como discussões sobre estes resultados. No capítulo 7 constam as conclusões do trabalho e no capítulo 8 as referências bibliográficas.

Com o objetivo de fornecer referência e facilitar outros trabalhos, colocamos nos apêndices dados e resultados mais detalhados, fruto deste trabalho de pesquisa. No apêndice A estão os dados completos sobre a rede de 14 barras. No apêndice B constam as listas de contingências ordenadas pela suportabilidade de aumento de carga na rede para estado pós-contingência para as demais redes. No apêndice C são apresentados os gráficos das tensões nodais para o máximo carregamento no estado pós-contingência da rede de 14 barras. No apêndice D estão as curvas referentes aos *VSPI* (índices que serão discutidos no transcorrer da dissertação) as quais foram obtidas para cada ramo da rede de 14 barras. No apêndice E constam listas com valores das taxas de captura (valores que representam a eficácia dos índices) para as redes avaliadas neste trabalho.

Com o intuito de divulgar o trabalho, durante o desenvolvimento da pesquisa, o artigo a seguir identificado foi elaborado e logrou publicação no respectivo fórum.

M. Dester, C. A. Castro, “Multi-criteria contingency ranking for voltage stability”, X SEPOPE - SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, May 2006.

Capítulo 2

Uma visão geral sobre estabilidade em sistemas de potência [3, 5]

A estabilidade em um sistema de potência depende de diversos fatores (geração, carga, topologia, controles, sistemas de proteção) cujas dinâmicas têm alto nível de complexidade. Uma rede pode apresentar um dinamismo elevado, normalmente relacionado ao seu porte, no que se refere ao comportamento destes fatores. O dinamismo citado é função de alterações que podem vir a ocorrer nesta rede tais como: topologia, características da carga (montante e dinâmica desta), despacho de geração, indisponibilidade de controles, proteções, esquemas de controle de emergência (ECE) e esquemas de controle de segurança (ECS). Uma rede, a exemplo do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, onde existem milhares de ramos e sistemas de proteção, centenas de geradores e sistemas de controles, dezenas de ECE, pode mudar sua dinâmica a cada hora, ou talvez a cada minuto. Devido a esta complexidade, uma divisão do problema é requerida e a categorização da instabilidade vem ao encontro desta necessidade de forma a facilitar a compreensão do problema. Pode-se classificá-la considerando os seguintes aspectos:

- A natureza física da instabilidade;
- O tamanho do distúrbio; e
- O tempo demandado para se atingir a instabilidade.

A figura 2.1 permite uma visão geral da classificação proposta identificando as categorias e subcategorias. A seguir será apresentada uma descrição mais detalhada sobre estabilidade de ângulo, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão.

2.1. Categorias de estabilidade

É importante frisar que a distinção entre estabilidade de ângulo e estabilidade de tensão não é baseada na possibilidade de um fraco acoplamento entre as variações de potência ativa (ângulo) e potência reativa (magnitude de tensão). Na verdade, o acoplamento é forte para determinadas condições onde a rede estiver carregada e neste caso, tanto estabilidade de ângulo como estabilidade de tensão são afetadas pelos fluxos de potência ativa e reativa. A distinção é baseada no conjunto de forças de oposição causadoras da instabilidade, que são diferentes para cada uma destas abordagens. A seguir serão discutidas as categorias de estabilidade.

2.1.1. Estabilidade de Ângulo

Pode-se definir a Estabilidade de Ângulo como a capacidade do conjunto das máquinas síncronas (MS), em uma determinada rede, permanecerem em sincronismo após a ocorrência de um distúrbio nesta rede. Esta capacidade depende do fator de manutenção do equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético de cada MS. A característica deste fator é fortemente influenciada pela forma como a potência de uma MS varia em função da variação do ângulo do rotor desta máquina. Depende também do estado da rede antes da ocorrência do distúrbio.

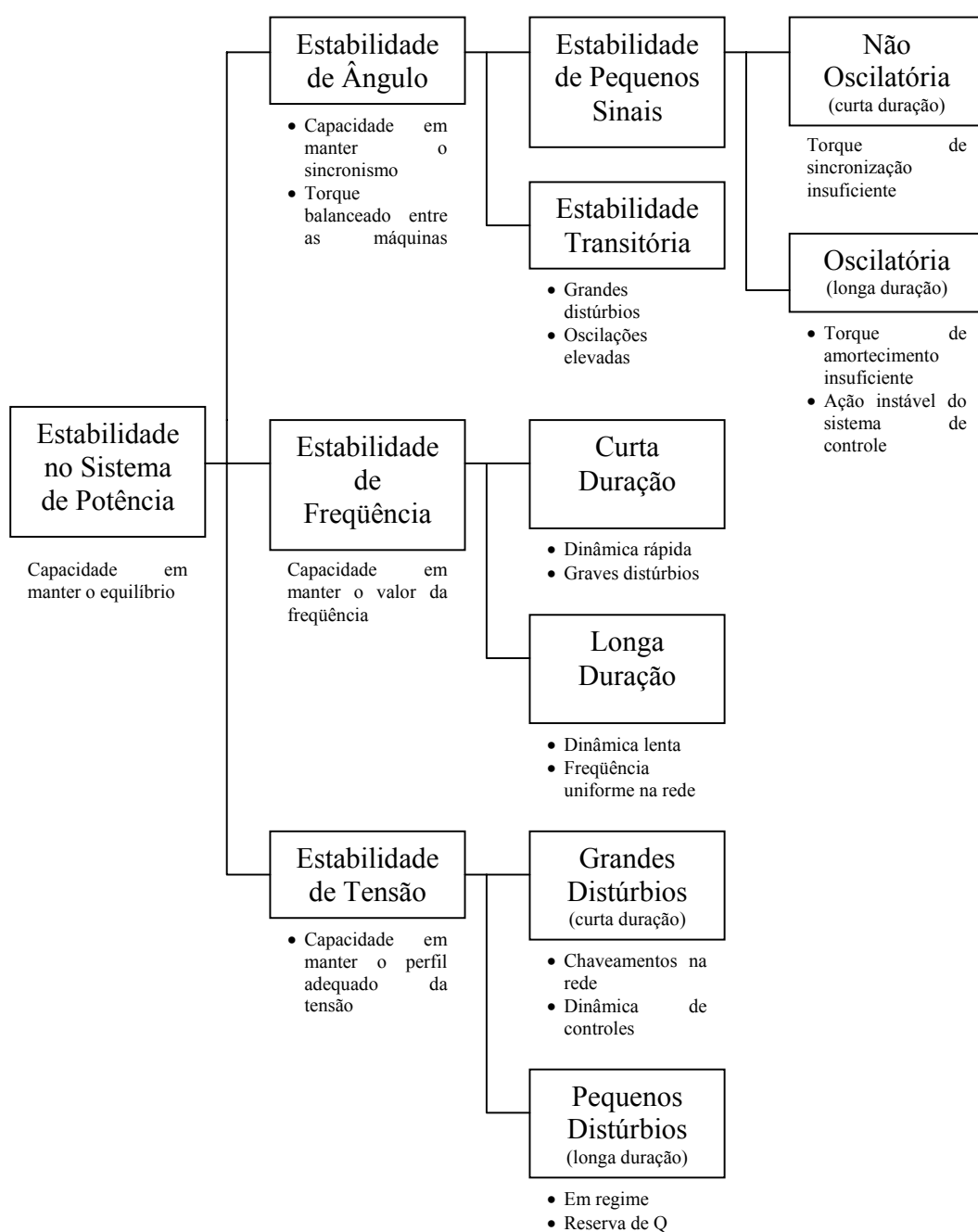


Figura 2.1: Classificação da estabilidade em sistemas de potência

Em condições normais de operação, ou seja, em regime, há um equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético de cada MS e a velocidade destas permanece praticamente constante. Se uma MS ou um conjunto de MS tem sua velocidade aumentada, temporariamente, em relação às outras MS do sistema, o ângulo do rotor destas MS ou grupo de MS estará em avanço em relação às demais e ocorre uma transferência de energia da MS ou grupo de MS com menor velocidade para as outras com maior velocidade. Isto faz com que o equilíbrio seja restaurado, pois as MS com menor velocidade terão sua velocidade aumentada, ganhando energia cinética, com a transferência da potência acima citada.

A transferência de potência citada depende de diversas variáveis cujo comportamento caracteriza-se pela não linearidade. Devido à dinâmica das MS, o fenômeno pode apresentar uma oscilação, pois a transferência de energia pode não compensar precisamente a diferença entre o torque mecânico e o torque eletromagnético. Se o sistema não conseguir absorver esta diferença de energia, a oscilação causará instabilidade. Pode-se dividir, para facilitar a análise, o problema da perda da estabilidade de ângulo em dois fatores: insuficiência de torque de sincronização resultando em uma instabilidade não oscilatória ou não periódica e insuficiência de amortecimento resultando em uma instabilidade oscilatória. Ainda com o objetivo de tornar a análise facilitada, divide-se o problema da estabilidade de ângulo em duas sub-categorias: estabilidade de pequenos distúrbios e estabilidade de grandes distúrbios.

2.1.1.1. Estabilidade de pequenos distúrbios

A estabilidade de pequenos distúrbios aborda o problema da estabilidade de ângulo considerando pequenas perturbações no sistema. Envolve pequenas excursões do ângulo do rotor e com isto pode-se linearizar as equações utilizadas no modelo, facilitando a análise. A instabilidade pode ocorrer devido a duas causas: insuficiência de torque de sincronização resultando em uma maior abertura angular do ângulo do rotor levando a uma instabilidade não oscilatória ou não periódica, ou insuficiência de amortecimento resultando em uma instabilidade oscilatória ou de amplitude crescente. Nos sistemas de potência atuais, a instabilidade de pequenos distúrbios é comumente causada por insuficiência de torque de amortecimento. A estabilidade de pequenos distúrbios pode ter característica local ou global em relação ao sistema de potência em questão. Considerando a característica local, a instabilidade está associada a quão forte o sistema de potência é em relação à MS ou grupo de MS ao qual está conectado e ao controle de excitação das MS em questão. Para problemas de âmbito global, o problema ocorre em função da interação entre muitas MS espalhadas por todo o sistema. Envolve os chamados modos de oscilação entre áreas e caracteriza-se pela forma como ocorrem as oscilações entre um grupo de MS localizado em uma determinada área do sistema e outro grupo de MS de outra área. A estabilidade de pequenos distúrbios global tem abordagem muito mais complexa do que a local e a característica da carga associada a cada área é fator relevante na análise do problema.

2.1.1.2. Estabilidade de grandes distúrbios

A estabilidade de grandes distúrbios aborda o problema da estabilidade de ângulo considerando grandes perturbações no sistema como, por exemplo, um curto circuito em uma linha de transmissão. Como envolve grandes excursões do ângulo do rotor não é possível linearizar as equações utilizadas na análise o que torna o trabalho mais complexo. A estabilidade de grandes distúrbios apresenta-se como separação angular não periódica devido ao torque de sincronização insuficiente, manifestando uma oscilação mono-modo. Entretanto, nos grandes sistemas de potência atuais, ocorre não somente um modo de oscilação, mas uma combinação de oscilações lentas (característica de instabilidade inter-áreas) com oscilações rápidas (característica de instabilidade local) resultando em oscilações multi-modo o que eleva a complexidade do problema e traz complicações ainda maiores para análise e solução do problema.

2.1.2. Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é a capacidade que um sistema de potência possui em manter a frequência de regime após severos problemas que resultem em significativos desbalanços entre geração e carga. Esta capacidade depende da manutenção do equilíbrio entre o sistema de geração e a carga com um mínimo de perda de carga. Este aspecto da instabilidade pode se apresentar como oscilações sustentadas na frequência fundamental levando ao desligamento automático de geradores ou cortes de carga, como, por exemplo, pela atuação no SIN brasileiro, do ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga. Este esquema atua tendo como parâmetros de entrada o valor da frequência associado a taxas de variação desta e como saída, a informação dos montantes de carga previamente estabelecidos a serem cortados, permitindo que o sistema possa retornar ao equilíbrio após uma perturbação.

Problemas graves em um sistema de potência geralmente resultam em grandes variações de frequência, de fluxo de potência, das tensões nodais e de outras variáveis do sistema. Muitas vezes o sistema, por atuação dos esquemas de proteção, tais como os ECE ou ECS, são divididos em ilhas após a ocorrência de severas perturbações. Neste caso, a estabilidade depende da capacidade de manutenção do equilíbrio entre carga e geração de cada ilha, com um mínimo de perda de carga. Um bom projeto, utilizando ECE e ECS deve construir as ilhas, após perturbações, de forma que o citado equilíbrio seja possível de ser alcançado sempre procurando considerar as condições mais desfavoráveis possíveis.

Em geral, anormalidades na estabilidade da frequência ocorrem devido a respostas inadequadas de equipamentos ou a problemas na coordenação de sistemas de controle e sistemas de proteção ou ainda em função de insuficiência de reserva de geração. A instabilidade de frequência pode ser um fenômeno de curta duração ou de longa duração. Como exemplos de fenômenos de curta duração podemos citar casos onde haja insuficiência de geração para atendimento da respectiva carga associada à existência de um esquema de alívio de carga não eficiente. Neste caso, a frequência irá sofrer uma queda rápida e um blecaute muito provavelmente ocorrerá em poucos segundos. Como exemplo

de fenômenos de longa duração temos a instabilidade de frequência causada pelo controle de sobre-velocidade de turbinas de usinas termo-elétricas (a gás, nucleares, ou outra fonte térmica). Neste caso, a janela de tempo vai de alguns segundos até a ordem de minutos.

Durante as variações de frequência a magnitude das tensões pode variar significativamente especialmente na condição onde ocorreu a formação de ilhas por atuação de esquemas especiais. As variações das tensões podem ser ainda maiores que as próprias variações de frequência piorando as condições de equilíbrio entre carga e geração, pois podem causar o desligamento automático de geradores pela proteção de perda de excitação.

2.1.3. Estabilidade de Tensão [3, 5, 6]

Pode-se definir a Estabilidade de Tensão como a capacidade do sistema de potência em manter as tensões nodais de todas as barras em valores de regime aceitáveis para a operação normal do sistema após a ocorrência de um distúrbio. Esta capacidade depende principalmente da manutenção do equilíbrio entre geração e demanda no sistema em questão. A instabilidade pode apresentar-se na forma de uma progressiva queda ou elevação de tensão em algumas barras. As possíveis causas da instabilidade de tensão são: rejeição de carga em uma determinada área do sistema, desligamentos automáticos de elementos do sistema de potência (linhas de transmissão, geradores, transformadores, compensadores síncronos ou estáticos, equipamentos de um sistema HVDC, bancos de capacitores, reatores, FACTS). Estas ocorrências podem levar o sistema a desligamentos em cascata que podem resultar em uma instabilidade de tensão. A queda progressiva nas tensões pode também estar associada à instabilidade de ângulo. Por exemplo, se entre duas áreas interconectadas os geradores estiverem com abertura angular de aproximadamente 180° e as tensões nas barras próximas ao centro elétrico entre estas áreas, o sistema sofrerá quedas drásticas nas magnitudes de tensão seguidas de elevações abruptas. Normalmente os sistemas de proteção atuam e eliminam tal problema pela desconexão destas áreas. No entanto, caso isto não ocorra, a instabilidade de tensão está caracterizada e pode levar a consequências mais sérias tais como o Colapso de Tensão.

O termo Colapso de Tensão é comumente utilizado e caracteriza-se por uma sequência de eventos acompanhados de instabilidade de tensão que levam o sistema de potência a um blecaute ou a tensões muito baixas em uma barra ou em um conjunto de barras de forma que o atendimento à carga fica extremamente prejudicado. O fenômeno da instabilidade de tensão está intrinsecamente relacionado ao esgotamento do suprimento de potência reativa e caracteriza-se por uma fase inicial onde ocorre queda gradual da tensão seguida por uma segunda fase na qual sucede uma rápida aceleração nesta queda, levando irremediavelmente ao colapso. A fase inicial é relativamente lenta e tipicamente leva entre 1 e 10 minutos, tempo suficiente para ação dos operadores de forma a prevenir que o sistema entre na segunda fase [4] que é rápida e praticamente nada se pode fazer a menos de atuações automáticas de dispositivos.

A operação do sistema de forma estável pode até se manter em tensões muito baixas após atuação de sistemas automáticos de regulação como LTC, compensadores síncronos e

estáticos, geradores, chaveamento de bancos de capacitores e reatores. Pode ocorrer também algum corte de carga, no entanto, a regulação de tensão no sentido de levar o perfil de tensão a valores normais não é conseguida. O consumo de potência da carga remanescente tende a se normalizar através da atuação de reguladores de tensão da rede de distribuição através, por exemplo, da adequação automática do escorregamento em máquinas não síncronas e LTC locais. Esta auto-adaptação da rede de distribuição, no entanto, irá requerer maior suprimento de potência reativa pela rede de transmissão. A rede de transmissão encontrando-se já com um perfil de tensão deteriorado, sofrendo a requisição do suprimento de potência reativa leva a uma ainda maior deterioração das tensões. O ciclo vicioso destas ocorrências resulta no colapso de tensão na rede de transmissão. O fator preponderante no fenômeno da instabilidade de tensão é a queda do perfil da tensão causada pelo fluxo de potência ativa e reativa pelas reatâncias da rede de transmissão. Pode-se dizer que este é o limitante de capacidade de transmissão de uma rede em relação à manutenção dos níveis de tensão aceitáveis. A estabilidade de tensão estará comprometida quando um distúrbio levar a demanda de potência reativa acima da capacidade de fornecimento pela rede.

Ocorrem intensas interações, intencionais ou não, entre os LTC automáticos, carga e limites das fontes de potência reativa (geradores, compensadores síncronos e compensadores estáticos). Na ocorrência de um distúrbio onde a interação destes elementos não seja satisfatória no que diz respeito em trazer o sistema a um ponto de operação estável poderá também levar à instabilidade e até mesmo colapso de tensão [7].

Os limites dos equipamentos de suprimento de potência reativa ou até mesmo das linhas de transmissão e transformadores podem ser fator importante e ocasionar instabilidade ou colapso de tensão uma vez que durante um distúrbio onde haja queda no perfil de tensão a rede necessitará de um suprimento maior de potência reativa. Caso os limites destes equipamentos sejam atingidos o suprimento da demanda de potência reativa estará comprometido o que levará o sistema ao colapso de tensão [7].

A forma mais comum de instabilidade de tensão está associada com a queda de tensão, no entanto, podem ocorrer casos em que haja instabilidade de tensão e surjam sobre-tensões. Há um exemplo citado em [8]. Para que ocorra este fenômeno entretanto, há que haver algumas condições pré-existentes na rede ou em parte dela: as linhas de transmissão devem estar operando abaixo do SIL (Surge Impedance Loading) e os compensadores ou geradores deverão estar limitados quanto à sub-excitação, ou seja limitados em relação à absorção de potência reativa. Estas condições levam o sistema de potência a não ter capacidade de suprir baixas demandas, ou seja, a operar abaixo de determinados limites de transmissão de potência. Ocorrendo distúrbios que exijam uma maior absorção de potência reativa na rede de transmissão, devido às sobre-tensões, poderá também ocorrer a instabilidade de tensão.

Problemas de estabilidade de tensão podem acontecer nos terminais de sistemas HVDC back-to-back ou constituídos de longas linhas de transmissão. O fenômeno pode surgir em terminais retificadores ou inversores ligados à sistemas AC com baixa capacidade de suprimento de potência reativa ou seja sistemas AC fracos. O fenômeno está associado ao comportamento de absorção de potência reativa dos conversores. O consumo de

potência reativa dos conversores e fornecimento/consumo de potência ativa é determinado pelo ângulo de disparo dos mesmos, ou seja, do sistema de controle do sistema HVDC. Desta forma na ocorrência de um distúrbio no sistema de potência AC onde o controle do sistema HVDC atue e venha a solicitar um suprimento de potência reativa que o sistema de potência AC a este conectado não tenha capacidade de suprir, um problema de instabilidade de tensão pode surgir. Cabe ressaltar que a atuação do controle do sistema HVDC tem resposta rápida e o problema de instabilidade de tensão associado tem também característica semelhante, ou seja, com janela de tempo de poucos segundos ou até mesmo menor do que um segundo. Há o caso em que o problema instabilidade de tensão pode estar relacionado com a atuação do LTC dos transformadores ligados aos conversores do sistema HVDC e neste caso o fenômeno apresenta característica mais lenta devido à característica típica dos LTC de, em geral, possuírem tempo de resposta elevado, considerando o aspecto da instabilidade de tensão.

A instabilidade de tensão também pode estar associada a sobre-tensões causadas por auto-excitação em máquinas síncronas. Este problema pode surgir em sistemas envolvendo transmissão em extra-alta tensão em corrente alternada com linhas longas ou em sistemas com subestações conversoras em corrente contínua com filtros de harmônicos passivos no lado de corrente alternada. Tais configurações poderão levar as máquinas síncronas (geradores e os compensadores síncronos) à auto-excitação durante rejeições de carga. Durante o processo de auto-excitação, o perfil da tensão terminal da máquina é caracterizado pelo crescimento rápido imediatamente após a rejeição, seguido de um crescimento mais lento. A situação de auto-excitação apresenta risco de danos para a máquina e também para os disjuntores associados às linhas de transmissão, aos bancos de capacitores e filtros de harmônicos. Se nenhuma medida de proteção for adotada possivelmente estes disjuntores serão danificados quando da abertura na condição de tensão elevada [9]. Como exemplo podemos citar a parte da usina de Itaipu que gera em 60 Hz, atualmente representando 50% da potência total da usina. Itaipu é uma usina hidrelétrica binacional. É constituída de 18 geradores com potência nominal de 700 MVA cada um, sendo que 9 em 60 Hz e 9 em 50 Hz. Há a previsão de entrada de operação no primeiro semestre de 2006 de mais uma unidade geradora de 50 Hz. Há ainda a previsão de mais uma unidade geradora de 60 Hz no entanto sem data definida. Ao final, a potência nominal total desta usina será de 14.000 MVA. A parte em 60 Hz é brasileira e a parte em 50 Hz é paraguaia. O transporte da energia gerada em 60 Hz é realizado por 3 circuitos em CA na tensão de 765 kV denominado tronco de 765 kV. Este tronco tem um comprimento total de aproximadamente 900 km e é seccionado em três segmentos com duas estações seccionadoras. Estes segmentos possuem compensação série e reatores de linha. Em carga leve e mínima as linhas deste tronco operam muito abaixo de seu SIL representando, apesar dos reatores de linha, uma carga capacitiva elevada. Assim, em função disto, muitas configurações topológicas não são permitidas pois os estudos indicam possibilidade de auto-excitação nas unidades geradoras de Itaipu caso determinados distúrbios ocorram e haja rejeição de carga. Outros exemplos de situações onde pode ocorrer auto-excitação são bancos de capacitores ligados eletricamente próximos a máquinas síncronas. A exemplo disto temos a estação de Tijuco Preto (Furnas) onde há um compensador síncrono de $-200/+300$ Mvar e 10 bancos de capacitores de 200 Mvar cada. Outro exemplo é a estação de inversora de Ibiúna (Furnas) onde têm-se compensadores síncronos, bancos de capacitores e filtros AC de harmônicos. O problema da auto-excitação decorre da

combinação da componente capacitiva da carga e da reatância indutiva do sistema de excitação da máquina síncrona.

Uma vez que os fenômenos de instabilidade de tensão podem ter causa devido a pequenas perturbações ou a grandes perturbações e podem durar deste um segundo até vários minutos pode-se classificar a estabilidade de tensão em sub-categorias: estabilidade de tensão de pequenos distúrbios, estabilidade de tensão de grandes distúrbios, estabilidade de tensão de curta duração e estabilidade de tensão de longa duração. Vale salientar que esta divisão tem finalidade didática e que o fenômeno pode, e com frequência, apresentar-se como a composição de duas, três ou até mesmo todas as classificações propostas.

2.1.3.1. Estabilidade de tensão de pequenos distúrbios

A estabilidade de tensão de pequenos distúrbios refere-se à capacidade do sistema de potência de manter o perfil de tensão em regime após pequenas perturbações tais como alterações normais na carga e geração. Esta capacidade depende do estado da rede, da característica da carga e dos sistemas de controle e das interações entre estes elementos. Há a possibilidade de linearização do problema, o que implica na simplificação da análise, uma vez estabelecidas as hipóteses de simplificação de forma correta.

2.1.3.2. Estabilidade de tensão de grandes distúrbios

A estabilidade de tensão de grandes distúrbios refere-se à capacidade do sistema de potência de manter o perfil de tensão em regime após ocorrências severas tais como: faltas em linhas de transmissão e outros equipamentos, perda de geração ou perda de circuitos. A junção das características do sistema e da carga e a interação entre controles e sistemas de proteção têm forte influência na manutenção da estabilidade de tensão. Para lograr êxito nos estudos referentes ao fenômeno da instabilidade de tensão deve-se considerar o comportamento dinâmico destes elementos, que é extremamente não linear, além do aspecto da interação entre tais elementos. O estudo deve contemplar uma janela de tempo que vai de um segundo até dez ou mais minutos para que englobe os fenômenos rápidos (atuação dos controles do sistema HVDC, por exemplo) até os fenômenos mais lentos (atuação dos LTC por exemplo).

2.1.3.3. Estabilidade de tensão de curta duração

A estabilidade de tensão de curta duração relaciona-se à dinâmica de elementos de atuação rápida como motores de indução, controles implementados eletronicamente (FACTS ou controle de sistemas HVDC, por exemplo). A janela de tempo para estudo neste caso vai desde um até alguns segundos e envolve a resolução de um sistema de equações diferenciais. Alguns aspectos devem ser contemplados na modelagem destes estudos tal como a representação mais perfeita possível da carga e a consideração de curto circuitos próximos à carga.

2.1.3.4. Estabilidade de tensão de longa duração

A estabilidade de tensão de longa duração tem relação com a dinâmica de elementos de atuação lenta como LTC, cargas controladas termostaticamente e máquinas síncronas. A janela de tempo a ser estudada neste caso estende-se até a ordem de minutos. O problema comumente depende mais da saída de equipamentos do que da severidade do distúrbio inicial. A instabilidade é gerada pela perda de equilíbrio considerando tempos da ordem de minutos, portanto um fenômeno de longa duração (por exemplo, a elevação de carga quando da passagem de um período de carga para outro, ou seja, carga leve para carga média ou carga média para carga pesada).

Para muitos casos a análise estática pode ser utilizada neste caso para estimar a margem de estabilidade identificando pontos críticos que podem levar a perda da estabilidade. Quando o tempo é fator preponderante, métodos complementares que considerem o domínio do tempo devem ser utilizados. Na figura 2.2 estão apresentados os principais eventos ocorridos durante um problema de estabilidade de tensão considerando fenômenos de curta e longa duração em uma escala de tempo que vai de 0,1 s até 10.000 s [10].

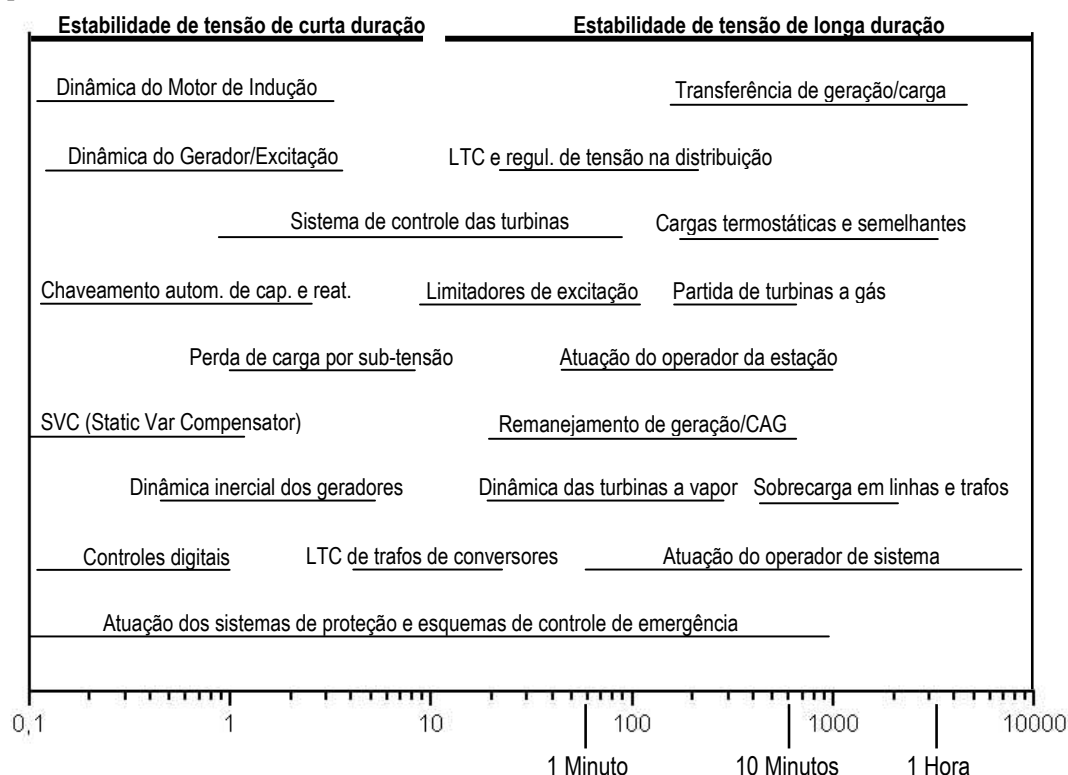


Figura 2.2: Fenômeno de estabilidade de tensão e tempos de resposta

2.1.3.5. Prevenção do problema de instabilidade de tensão

Para prevenir o problema da instabilidade de tensão pode-se adotar estratégias e ações no sentido de preveni-lo ou corrigi-lo. As ações podem ser tomadas em diversos estágios desde o planejamento até a operação em tempo real. Divide-se o planejamento de sistemas de energia em quatro etapas, ou estágios, com o objetivo de melhor entender todo o processo, a saber: Planejamento do Sistema de Potência, Projeto dos Sistemas de Proteção, Planejamento da Operação e Operação em Tempo Real. A Tabela 2.1 apresenta as possíveis ações considerando os diversos estágios relacionados ao planejamento e operações dos sistemas de potência [11]. Diversas ações podem ser tomadas em quaisquer dos estágios, no entanto ações no estágio D dependem diretamente de providências tomadas nos estágios anteriores. Pode-se dizer que há uma certa hierarquia entre os estágios sendo que ações em um determinado nível dependem fortemente do que foi planejado e implementado nos níveis anteriores.

Tabela 2.1: Medidas preventivas para o problema de instabilidade de tensão

Estágio	Ação a ser tomada
A. Planejamento do sistema de potência	1.1. Reforço no sistema de transmissão 1.2. Compensação série 1.3. Compensação shunt (SVC ou tradicional) 1.4. Construção de usinas geradoras
B. Projeto dos sistemas de proteção	2.1. Chaveamento de compensação reativa 2.2. Modulação de sistemas HVDC 2.3. LTC com atuação automática 2.4. Esquemas de corte de carga
C. Planejamento da operação	3.1. Avaliação da margem de estabilidade de tensão 3.2. Elaboração de procedimentos operativos
D. Operação em tempo real	4.1. Manutenção do perfil de tensão adequado 4.2. Manutenção de reservas de potência reativa 4.3. Remanejamento de geração 4.4. Partida de unidades geradoras em usinas termo-elétricas 4.5. Avaliação da margem de estabilidade de tensão

A. Planejamento do sistema de potência

No estágio do planejamento do sistema de potência é possível realizar os estudos prevendo sempre a possibilidade da instabilidade de tensão e planejar reforços no sistema de transmissão, sendo este um ponto crítico como discutido em outra parte de trabalho, no fenômeno da instabilidade de tensão. Os reforços devem ser realizados baseando o planejamento no crescimento da demanda e também na possibilidade de contingências que possam levar à instabilidade de tensão. Neste ponto a compensação série estática e a compensação paralela estática, ou seja, com possibilidade de variação automática da potência da compensação, tem papel fundamental. Na ocorrência de contingências, o sistema de controle destes elementos pode ser projetado para atuar no sentido de minimizar

os fatores que possam levar a instabilidade de tensão, para a compensação série diminuindo a distância elétrica entre geração e carga e para compensação paralela suprimindo a demanda de potência reativa. Em relação à construção de usinas, fator relevante é considerar no planejamento a possibilidade de construí-las o mais próximo possível dos centros consumidores, o que para o caso das hidrelétricas apresenta-se como possibilidade bastante remota devido ao quase esgotamento dos potenciais hidráulicos mais próximos aos grandes centros consumidores.

B. Projeto dos sistemas de proteção

Em relação ao projeto de sistemas de proteção, salienta-se que ações tomadas de forma automática e o mais rapidamente possível, no início do processo de instabilidade podem evitar que o sistema chegue ao colapso. Neste sentido podemos citar chaveamento de compensação reativa com a retirada de reatores e inserção de capacitores de forma automática. A modulação de sistemas HVDC também tem efeito significativo pois pode-se além de variar a potência ativa também variar a potência reativa de uma estação conversora, esta com resposta extremamente rápida se comparada com a resposta das máquinas síncronas (geradores e compensadores). Os LTCs de atuação automática possuem resposta mais lenta, no entanto, podem trazer benefícios na fase onde a tensão tem decaimento lento corrigindo as magnitudes e fluxos de potência reativa podendo evitar o colapso. Os esquemas de corte de carga devem ser a última alternativa, no entanto, não devem ser relegados pois é preferível perder parte da carga do que toda ela frente a um colapso de tensão que em muitos casos vem seguido de um blecaute. Muitas destas ações podem ser automatizadas através de ECS (Esquemas de Controle de Segurança) e ECE (Esquemas de Controle de Emergência) e é nesta fase do planejamento que devem ser projetados.

C. Planejamento da operação

No planejamento da operação a margem de estabilidade de tensão deve ser o norte. A retirada de elementos do sistema, principalmente para atender manutenção, deve ser criteriosamente realizada baseando as decisões em resultados obtidos com a análise detalhada dos impactos que o impedimento dos equipamentos pode provocar na margem de estabilidade. Deve-se ainda considerar que durante as manutenções há a possibilidade da ocorrência de contingências que podem levar a instabilidade de tensão. A complexidade dos sistemas de transmissão atuais torna este trabalho extremamente difícil devido às inúmeras combinações de contingências que podem ocorrer tornando praticamente impossível prever e conseqüentemente prevenir todas as contingências que possam levar à instabilidade. Normalmente ao planejar a retirada de um equipamento do sistema para manutenção leva-se em consideração o que se denomina de condição n-1, ou seja, com determinado equipamento em manutenção o sistema deve suportar qualquer contingência sem que haja problemas de instabilidade, seja de tensão ou de ângulo. Os procedimentos operativos devem ser elaborados nesta fase podendo até ser complementados no estágio seguinte. No entanto é no estágio de planejamento da operação que, através de modelagem bem desenvolvida e aplicada, pode-se determinar, através dos procedimentos operativos, as

ações a serem tomadas pelos operadores, em tempo real, para manutenção dos níveis de segurança. Podem também ser estudadas situações mais evidentes de perturbações contemplando nos procedimentos ações preventivas ou corretivas a serem tomadas pelos operadores para que a instabilidade e o colapso de tensão sejam evitados. O cuidado especial é que os procedimentos devem ser claros e objetivos permitindo uma interpretação rápida, pois muitas vezes as situações assim o exigem, evitando o surgimento de dúvidas as quais podem provocar atrasos na tomada de ações em tempo real e comprometer a atuação dos operadores.

D. Operação em tempo real

Em se tratando da operação em tempo real, verifica-se a importância de realização de estudos de análise de sensibilidade com especial atenção pois baseados nestes é que são elaborados os procedimentos operativos os quais os operadores usarão como norte para manter o perfil de tensão adequado e a reserva de potência reativa. Estes estudos são elaborados tendo a vista as variações nas características do sistema (período de carga, equipamentos impedidos para manutenção, indisponibilidades de sistemas de controle ou proteção). É uma tarefa crítica que requer experiência por parte da equipe de engenheiros e técnicos uma vez que o dinamismo e grande número de variáveis envolvidas podem levar a situações de configuração da rede não previstas nos estudos e tampouco nos procedimentos operativos. Neste caso um trabalho da equipe de tempo real em conjunto com as pessoas envolvidas na elaboração de procedimentos e estudos pode levar a uma solução satisfatória e é especialmente nesta situação que a experiência é fator determinante na busca da superação do problema. O despacho de geração é outro fator de importância, pois além de ser uma variável por si só que influencia diretamente na estabilidade de tensão, está relacionado com a disponibilidade de reserva de potência reativa uma vez que a disponibilidade de geração de potência reativa de uma unidade geradora depende da potência ativa gerada por este gerador respeitando os limites impostos pela curva de capacidade do gerador. A partida de unidades geradoras em usinas termo-elétricas é uma medida, na maioria dos casos, preventiva e de efeito importante, pois permite uma maior flexibilidade no que se refere ao despacho de geração permitindo maior proximidade e um remanejamento otimizado. Em consequência ter-se-á também uma maior flexibilidade no aspecto reserva de potência reativa possibilitando uma alocação desta reserva em pontos eletricamente melhor posicionados no sistema de potência. A avaliação da margem de estabilidade de tensão em tempo real apresenta relevância indiscutível. Somente é possível determinar o nível de segurança de um sistema caso o mesmo seja avaliado de forma periódica devido às alterações frequentes que as variáveis sofrem com o decorrer do tempo. A avaliação periódica da margem de estabilidade permite uma visão real do ponto de operação possibilitando a equipe de tempo real a tomada de ações preventivas no sentido de levar o sistema a um ponto seguro dentro do que pode ser conseguido em função das disponibilidades atuais. Estas referem-se à reserva de potência reativa, à configuração topológica do sistema e à condição dos esquemas de proteção envolvidos, principalmente os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECS). Neste aspecto a existência de uma ferramenta que possibilite, aos operadores, uma análise rápida do nível de segurança da rede especialmente no aspecto da estabilidade de

tensão, vai ao encontro do que se deseja no que se refere à operação em tempo real e avaliação da margem de estabilidade.

Em [12] menciona-se que ainda hoje há uma carência de ferramentas computacionais que permitam a análise da rede com vistas a detectar antecipadamente o risco da ocorrência de situações de instabilidade de tensão.

Capítulo 3

Aspectos básicos da estabilidade de tensão [5, 10, 11]

3.1. Aspectos teóricos básicos

Pode-se abordar o problema da estabilidade de tensão sob a óptica de alguns modelos teóricos. A curva PV é um dos mais utilizados. Através da curva PV pode-se visualizar o comportamento da tensão em função do carregamento da rede (potência ativa). A parte da curva correspondente à operação estável é aquela onde as tensões são superiores à tensão correspondente ao chamado “nariz” da curva que é o ponto de máximo carregamento suportado pela rede.

A figura 3.1 mostra de forma simplificada a idéia de margem de segurança com relação à estabilidade de tensão através de uma curva PV.

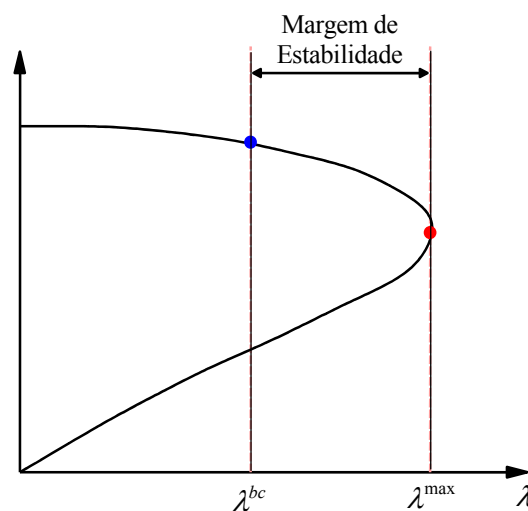


Figura 3.1: Margem de segurança com relação à estabilidade de tensão.

O valor λ^{bc} corresponde ao carregamento em condições normais de operação (caso base) e $\lambda^{\max}$ corresponde ao carregamento máximo teórico suportado pela rede em estudo. A diferença entre os dois carregamentos corresponde à margem de segurança com relação à estabilidade de tensão, ou simplesmente margem de estabilidade de tensão (MET). À medida que aumentamos o carregamento da rede (λ) nos aproximamos do ponto de máximo carregamento ($\lambda^{\max}$). De outro ponto de vista contingências da rede podem

diminuir a MET trazendo o ponto de máximo carregamento para mais perto do ponto de operação ou dizendo de outra forma: a ocorrência de contingências resulta em alterações na MET, causando sua diminuição conforme ilustra a figura 3.2.

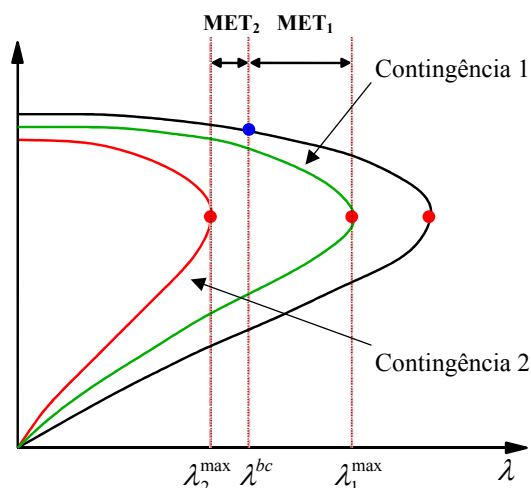


Figura 3.2: Impacto de contingências sobre a margem de estabilidade.

A contingência 1 resulta em uma diminuição da MET em relação ao caso base. Nota-se que a nova margem de estabilidade de tensão pós-contingência, chamada de MET_1 , é menor que a MET original para o caso pré-contingência pois o ponto de máximo carregamento da rede para esta situação ($\lambda_1^{\max}$) está mais próximo do ponto de operação da rede (λ^{bc}). A contingência 2 apresenta um impacto ainda maior. Nota-se que o ponto de operação da rede (λ^{bc}) apresenta um carregamento maior que o máximo carregamento suportado pela rede para o caso pós-contingência ($\lambda_2^{\max}$), ou seja, se a contingência 2 vier a ocorrer a operação da rede não será possível, já que o carregamento máximo pós-contingência ($\lambda_2^{\max}$) é menor que o carregamento para o caso base ($\lambda_1^{\max}$).

Um outro modelo através do qual pode-se abordar o problema da estabilidade de tensão é o da curva QV. Nesta, de forma análoga à curva PV, há o relacionamento entre a tensão e a potência reativa. Na figura 3.3 temos uma curva QV típica. A parte da curva QV relativa à operação estável da rede é aquela à direita do ponto de mínimo e onde as tensões são maiores que a tensão correspondente a este ponto de mínimo. A parte à esquerda do ponto de mínimo é a região instável de operação da rede.

A Teoria das Bifurcações estuda o fenômeno da estabilidade de tensão com base na perda do ponto de operação seja pelo súbito desaparecimento do mesmo (bifurcação do tipo “sela nó”) ou pelo surgimento de oscilações crescentes que levam o sistema ao colapso (bifurcação do tipo Hopf).

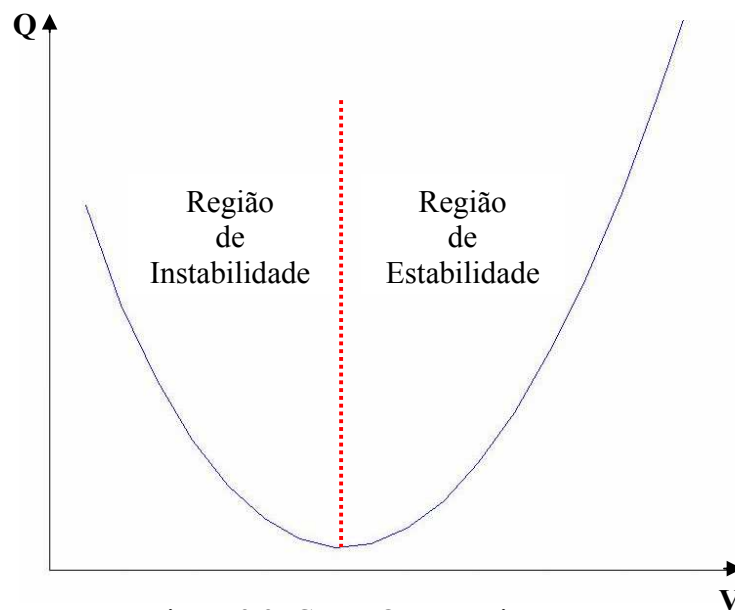


Figura 3.3: Curva QV genérica.

Os colapsos de tensão chamados monotônicos, ou seja, nos quais ocorrem variações contínuas em um único sentido, estão associados à bifurcação denominada sela-nó e os colapsos de tensão oscilatórios estão associados à bifurcação denominada Hopf.

A análise da função de energia oferece uma visão geométrica do fenômeno de colapso de tensão. Para entender o fenômeno sob esta óptica é útil utilizar a imagem de uma esfera em um vale rolando para um outro vale passando por uma montanha. O fator que impulsiona a esfera é a ocorrência de uma perturbação no sistema. O colapso de tensão corresponde a uma montanha tão baixa que uma pequena perturbação na esfera localizada em um dos vales é suficiente para impulsioná-la sobre a montanha e atingir o outro vale. A altura desta montanha está associada à energia potencial que pode ser usada como um índice de proximidade do colapso de tensão. Este índice é calculado através de uma função de energia associada ao modelo utilizado para análise de estabilidade [6].

3.2. Estudo de caso

O objetivo deste estudo foi verificar e analisar as conseqüências causadas na rede de 14 barras [13] quando da ocorrência de contingências. Alguns fatores (magnitude da tensão, ângulo da tensão, barra com menor tensão) podem apresentar correlações entre a contingência e sua severidade em relação à estabilidade de tensão são candidatas a serem utilizadas na composição dos Índices de Performance utilizados neste trabalho, sejam como fatores de ponderação ou mesmo como Índices propriamente ditos. Além disto é realizada uma análise das conseqüências de algumas contingências as quais apresentam-se mais críticas sob o aspecto da estabilidade de tensão com apresentação de constatações e conclusões.

3.2.1. Máximo carregamento para o estado pós-contingência

O procedimento para este estudo foi simular a contingência e elevar o carregamento da rede, em passos de 0,1% (em relação ao carregamento do caso base) e com fator de potência constante, até que ocorra a divergência no FC. O estado da rede no passo imediatamente anterior à divergência, ou seja, um passo atrás do ponto de máximo carregamento para esta topologia, foi então armazenado e os gráficos apresentados no apêndice C mostram as magnitudes das tensões nodais para este estado. Os gráficos constantes nas figuras C.1 a C.20 representam o módulo da tensão no eixo das ordenadas e o número da barra no eixo das abscissas. Através destes gráficos é possível realizar uma análise do comportamento das magnitudes das tensões nas barras PQ para o estado pós-contingência.

Foram feitas as seguintes constatações

- a. A contingência no ramo 01-02 (a mais severa) leva a um perfil de tensão das barras, maior que muitas outras contingências menos severas. Nota-se que o ramo 01-02 apresenta admitância muito maior que o ramo 01-05 (outro ramo que liga a barra 1 às outras barras da rede). A contingência do ramo 01-05 é bastante menos severa. A rede suporta a perda do ramo 01-02 somente para carregamentos abaixo dos 98 % do carregamento nominal. A contingência do ramo 01-05 é suportada pela rede para carregamentos de até 140%.
- b. Uma contingência interessante é a perda do ramo 07-08. A barra 8 é uma barra PV, fictícia, mas que presta-se bem para uma observação importante: a perda de suprimento de potência reativa (-6 a +24 Mvar), pois a saída deste ramo implica no ilhamento da barra 8 e leva a um perfil de tensão muito baixo na rede em geral, mais pronunciadamente baixo nas barras PQ mais distantes eletricamente das fontes de potência reativa. Outra observação interessante é que a tensão na barra 8 está elevada se comparada ao restante da rede. Isto explica-se pelo fato desta ser uma barra PV com sua tensão controlada.
- c. Nota-se que a barra 14 apresenta a menor magnitude de tensão na maioria das contingências. Isto deve-se às admitâncias dos ramos 09-14 e 13-14 que são relativamente baixas e ao suporte de reativos situar-se eletricamente distante. Apesar da carga desta barra ser menor que algumas outras, nota-se que as barras com carga maior (2, 3, 4 e 9) ou contam com suporte de potência reativa na própria barra ou estão próximas eletricamente de uma fonte de potência reativa.
- d. Fato semelhante ao exposto no item anterior pode-se observar para a barra 13. A diferença está no fato do ramo 06-13 conectar diretamente a barra 13 a uma fonte de potência reativa. A admitância do ramo 06-13 é muito menor do que a associação das admitâncias dos ramos 09-14, 07-09 e 07-08 que é a ligação da barra 14 a uma fonte de potência reativa. Uma outra possível ligação seria através do ramo 13-14 e 06-13 (admitância menor que somente o ramo 06-13) o que ainda leva a uma vantagem da barra 13 em relação à barra 14 no que se refere à suporte de reativo.

Por isto as magnitudes de tensão da barra 13 para os casos pós-contingência apresentam-se, via de regra, acima da barra 14.

- e. A contingência no ramo 05-06 leva a tensões bastante baixas nas barras diretamente dependentes do suprimento de potência reativa através desta barra, ou seja, nas barras 12 e 13. Isto por que este ramo é o que mais aproxima eletricamente as barras 12 e 13 das barras de geração e suporte de reativos. Poder-se-ia dizer que a própria barra 6 possui geração de potência reativa, no entanto insuficiente para manter o perfil de tensão em limites adequados.
- f. A perda do ramo 06-11 provoca a tensão mais baixa na barra 11 devido a barra 11 ser uma barra de carga e o fato de uma das alimentações para esta barra ser o próprio ramo 06-11. Com a saída deste ramo resta somente alimentação para a carga da barra 11 através do ramo 10-11.
- g. A perda do ramo 09-10 leva a tensão muito baixa na barra 10. O motivo é que distancia-se eletricamente o suporte de reativo que era proporcionado por este ramo à barra 10, o qual passa a ser suprido agora através dos ramos 06-11 e 09-11.
- h. A contingência que provoca a tensão mais baixa na barra 14 é a perda do ramo 09-14 pois este liga esta barra à uma fonte supridora de reativo (barra 8) através da associação dos ramos 07-09 e 07-08.
- i. A barra 3 é uma barra crítica pois apesar de possuir geração própria de potência reativa é a que possui a maior carga da rede (ativa e reativa). Assim a perda de quaisquer dos ramos conectados a esta barra leva a tensões bastante baixas nesta barra.
- j. Uma constatação geral que chamou a atenção na análise é que a perda de ramos importantes do ponto de vista de suprimento a uma determinada barra levam invariavelmente a tensões muito baixas nesta barra. Nesta rede é o caso do ramo 02-03 que ocasiona um tensão muito baixa na barra 3, apesar desta barra ser uma barra PV. A perda do ramo 05-06 que leva a tensão baixa na barra 6. Fato semelhante ocorre para a perda dos ramos 07-09, 06-13, 03-04, 09-10, 06-11 e 10-11.
- k. Outra constatação geral é que as contingências que distanciam eletricamente as fontes geradoras de potência reativa da rede em geral são mais severas que as contingências dos ramos diretamente ligados às barras de carga. Desta forma, a priori, um reforço nesta rede seria mais eficiente se colocado mais próximo das fontes de potência reativa do que mais próximo da carga.

3.2.2. Comentários

O problema da estabilidade de tensão apresenta-se bastante complexo mesmo que análise seja realizada sobre uma rede bastante simples como é o caso da rede em questão (14 barras). Há influências diversas tais como: número de ramos conectados à barra, admitância destes ramos, capacidade de suporte de potência reativa, distância elétrica das fontes de potência reativa. Há uma outra variável que não foi considerada neste estudo mas que, mesmo podendo trazer benefícios para a estabilidade de tensão, leva a um nível de complexidade maior, que é a comutação automática de LTCs e o controle automático de FACTs. Por fim há ainda as relações que as variáveis apresentam entre si. Vale salientar que para uma rede de grande porte esta análise torna-se ainda mais difícil devido ao número de fatores influentes aumentar em número e em complexidade.

Capítulo 4

Revisão bibliográfica

Os métodos mais comuns para estimar a proximidade do ponto de colapso de tensão são baseados no mínimo valor singular, método do ponto de colapso, fluxo de carga da continuação e método da otimização [4].

O mínimo valor singular da matriz Jacobiana, utilizada no cálculo de fluxo de carga, tem sido proposto como um dos métodos para quantificar a proximidade do ponto de operação do ponto de colapso de tensão. O método é de fácil implementação pois baseia-se na análise de sistemas lineares. A decomposição do valor singular é aplicada nas equações de fluxo de carga linearizadas para analisar a estabilidade dos sistemas de potência. A análise estuda a influência que pequenas variações nas injeções de potência ativa e reativa tem no módulo e ângulo das tensões nodais. Esta metodologia é uma linearização do ponto de operação pois na verdade o problema de estabilidade de tensão tem característica não linear [4].

O método do ponto de colapso é um método direto que calcula o ponto de colapso de tensão, a demanda de potência e o estado da rede sem calcular soluções intermediárias de fluxo de carga. Este método é baseado na teoria das bifurcações e nas singularidades da matriz Jacobiana. Na teoria das bifurcações a demanda de potência é usada como um parâmetro que varia em pequenos e suaves degraus. O ponto de colapso é encontrado quando varia-se este parâmetro em uma determinada direção [4].

A proposta do fluxo de carga da continuação (FCC) é encontrar soluções continuadas de fluxo de carga para um dado cenário de carga e geração. Através dele é possível traçar a curva PV em sua totalidade. O FCC encontra o caminho da solução de um conjunto de equações de fluxo de carga reformuladas de forma a conter o chamado parâmetro da continuação. O método baseia-se na técnica da predição/correção [4].

Um outro método para obtenção do ponto de colapso de tensão é método da otimização. Através desta abordagem a margem de estabilidade de tensão é obtida aplicando as técnicas de otimização às equações de fluxo de carga e às restrições do sistema de potência [4].

Existem ainda outros métodos, a saber: análise de sensibilidade de primeira ordem (análise linear) e de segunda ordem (quadrática), método da função de energia e análise modal [4] e métodos gerais de cálculo de máximo carregamento.

4.1. Métodos especiais para classificação de contingências

O método baseado na sensibilidade é utilizado em [14] com custo de uma solução de FC para cada contingência necessitando previamente do valor de λ^* (máximo carregamento suportado pela rede). A taxa de captura neste caso está em torno de 80% considerando as dez contingências mais severas do sistema IEEE118.

Outros métodos propostos na literatura [15, 16, 14] exigem o conhecimento do estado de operação da rede para o caso base, tanto para condições normais de operação como para o máximo carregamento (λ^*). Alguns métodos [15, 16, 17] exigem mais de uma solução de fluxo de carga. Em [14], no máximo um fluxo de carga é realizado.

Em [15] o objetivo é a criação de uma lista de contingências críticas e ordená-la pela severidade das mesmas. É utilizada uma combinação de dois métodos descritos no artigo: RSI (“Reactive Support Index”) e IF (“Iterative Filtering”). O método RSI é derivado do método RCI (“Reactive Compensation Index”) sendo que o RSI apresenta-se mais preciso, mais rápido e de mais fácil implementação. O método RCI, por conseguinte o RSI, baseia-se na premissa de que a severidade de uma contingência está associada ao valor total de potência reativa necessária para trazer o ponto de operação do “nose” da curva PV do estado pós-contingência, para o “nose” da curva PV do estado pré-contingência. Com o RSI não se consegue capturar as contingências para as quais não há convergência no FC. Estas são cobertas pelo IF. Assim combinando-se o RSI e IF obtêm-se um grupo de contingências ordenadas pela severidade com alta TC (Taxa de Captura) e com performance de 1,3 a 2,02 FC (Fluxo de Carga) por contingência. Taxa de Captura é a relação entre o número k de contingências de uma lista de p contingências classificadas pelo método proposto e o número n , sendo n o número de posições de uma lista padrão ordenada pela severidade das contingências.

A implementação do método RCI segue os seguintes passos:

- a) Obter a solução do FC para o ponto de operação o mais próximo possível ao “nose” da curva PV;
- b) Adicionar Compensadores Síncronos (CS) virtuais nas barras de carga com tensão fixada para a tensão da respectiva barra de carga;
- c) Simular a contingência executando um FC para rede e estabelecendo a geração dos CS;
- d) Calcular o RCI para a contingência i ;

$$RCI_i = \sum_{j=1}^l m_j Q_{ji}^n$$

Onde:

- i = número associado a contingência simulada
- l = número total de barras da rede
- m_j = peso do CS acrescentado na barra j
- Q_{ji}^n = geração do n -ésimo CS na barra j

A implementação do método RSI é a que segue:

- a) Obter a solução do Fluxo de Carga (FC) para o ponto de operação o mais próximo possível ao “nose” da curva PV;
- b) Retirar os limites dos EGPR (equipamentos geradores de potência reativa), como por exemplo: Geradores, Compensadores Síncronos, Compensadores Estáticos, etc.;
- c) Simular a contingência executando um FC para rede e estabelecendo a geração de potência reativa dos EGPR;
- d) Calcular o RSI para a contingência i ;

$$RSI_i = \sum_{j=1}^g m_j (Q_j^n - Q_{ji}^n)^p$$

Onde:

- i = número associado a contingência simulada
- g = número total de EGPR da rede
- m_j = peso associado ao EGPR na barra j (utilizado $m_j = (Q_j^{MAX})^{-1}$)
- Q_j^n = geração do EGPR na barra j para o estado pré-contingência
- Q_{ji}^n = geração do EGPR na barra j para o estado pós-contingência
- p = ordem do índice (utilizado $p = 1$)

A implementação do método IF é a seguinte:

- a) Obter a solução do Fluxo de Carga (FC) para o caso base;
- b) Obter a solução do Fluxo de Carga (FC) para o ponto de operação o mais próximo possível ao “nose” da curva PV $\lambda_i = 100\%$ ou seja, $\lambda_i = \lambda^*$;
- c) $\Delta m_0 = 10\%$, $i = 1$;
- d) Obter λ_i ;

$$\lambda_i = \lambda_{i-1} + \Delta m_{i-1}$$

- e) Calcular a iteração i e obter d_i , que é o número de contingências para as quais não há convergência na iteração i ;
- f) Se $n - t < d_i < n + t$ parar, em caso contrário ir para o próximo passo;

g) Calcular Δm_i ;

$$\Delta m_i = \frac{(n - d_i)(m_i - m_{i-1})}{(d_i - d_{i-1})}$$

h) Incrementar i e voltar ao passo d);

Onde:

n = número de contingências críticas a capturar com o IF
 t = tolerância (utilizado $t = 5$)

É importante notar que o método utilizado em [15] necessita do estado da rede para o caso base (λ) e o estado da rede para o máximo carregamento, ou seja o ponto mais próximo possível do “nose” da curva PV (λ^*). Além disso, é necessário um FC para cada contingência.

Em [23] o método utilizado para seleção de contingências baseia-se na tecnologia de Redes Neurais (“Artificial Neural Network” – ANN). A tecnologia ANN presta-se muito bem para lidar com problemas com alta complexidade e não lineares, características típicas da seleção de contingências considerando o aspecto da estabilidade de tensão. Especificamente para este caso a rede neural substitui o cálculo do índice utilizado na metodologia RSI, discutido em [15], utilizando, no entanto as mesmas entradas, ou seja, a variação da potência reativa entre o caso pré-contingência e o caso pós-contingência. Na figura 4.1 temos a representação de uma ANN com suas entradas e suas saídas para esta aplicação.

Para possibilitar substituir o cálculo do RSI pela ANN deve-se adotar os seguintes passos:

- Escolher uma ANN apropriada de forma que para as entradas ΔQ_i^j (variação dos j EGPR para a contingência i) tenhamos a saída ΔP_i (variação da MET para a contingência i);
- Realizar o treinamento da ANN utilizando para tal as entradas ΔQ_i^j e a respectiva ΔP_i obtida previamente por métodos “off-line” de precisão comprovada;
- Uma vez obtida a convergência no processo de treinamento pode-se denominar a saída ΔP_i da ANN como sendo o RSI da contingência i ;

A implementação do método RSI utilizando ANN é o seguinte:

- Obter a solução do Fluxo de Carga (FC) para o ponto de operação o mais próximo possível ao “nose” da curva PV;

- b) Retirar os limites dos EGPR (equipamentos geradores de potência reativa), como por exemplo: Geradores, Compensadores Síncronos, Compensadores Estáticos, etc.;
- c) Simular a contingência executando um FC para rede e estabelecendo a geração de potência reativa dos EGPR;
- d) Obter os valores potência reativa dos EGPR para o caso pré-contingência e o caso pós-contingência para a contingência i ;
- e) Submeter a variação da potência reativa à ANN;

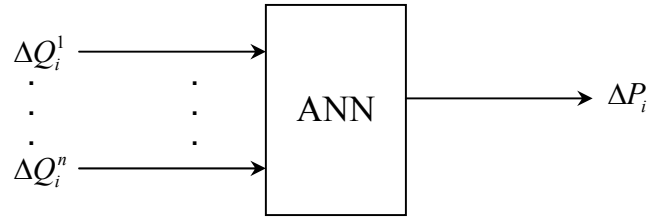


Figura 4.1: Representação das entradas e saídas da Rede Neural Artificial

- f) Como saída da ANN tem-se a variação da MET, ou seja, o RSI para a contingência simulada;

$$RSI_i = \Delta P_i$$

Em [14] é utilizado o FCC (Fluxo de Carga da Continuação) para obter o λ^* . São aplicados métodos de análise de sensibilidade linear (ASL) e quadrática (ASQ) das contingências relacionando cada contingência com a respectiva variação da MET. A lista contendo as contingências selecionadas é montada em duas etapas: primeiro calcula-se a variação na MET utilizando ASL e monta-se uma lista. Em seguida submete-se esta lista à ASQ resultando na lista final ordenada por severidade das contingências. O esforço computacional equivale a uma solução de FC para cada contingência simulada mais o cálculo do λ^* utilizando FCC para a condição nominal de operação da rede. Os passos abaixo explicitam mais claramente o processo utilizado:

- a) Obter a projeção da variação de carga prevista;

$$\hat{k} = \frac{\lambda_1 - \lambda_0}{|\lambda_1 - \lambda_0|}$$

- b) Calcular λ^* para o caso base;
- c) Calcular a sensibilidade de cada contingência para a lista ordenada através do cálculo da respectiva variação da MET;
 - c.1) Monta-se uma lista prévia usando funções lineares;
 - c.2) Faz-se um refinamento desta lista usando funções quadráticas e monta-se a lista final;

Em [18] o método para obtenção de uma lista de contingências busca calcular o ponto onde ocorre uma bifurcação. É necessário obter o ponto de operação atual da rede, a previsão da demanda de carga e a geração despachada. Os passos para obtenção da lista de contingências ordenada por severidade das mesmas são os seguintes:

- a) Calcular λ^* para o caso base;
- b) Calcular os autovetores $\underline{v}$ e $\underline{w}$ ($\underline{v}$ e $\underline{w}$ são os autovetores direito e esquerdo respectivamente que correspondem a autovalores 0 do Jacobiano);

$$\begin{aligned} f_x(x, \lambda, \mu)v &= 0 \\ w^T f_x(x, \lambda, \mu)v &= 0 \end{aligned}$$

- c) Calcular a sensibilidade $\left(\frac{\Delta x}{\Delta \mu}, \frac{\Delta \lambda}{\Delta \mu} \right)$ das variáveis de estado ($\underline{x}$) e do parâmetro de transferência (λ) em relação a alteração da admitância do ramo em questão ($\mu = 1$ corresponde ao ramo ligado e $\mu = 0$ corresponde ao ramo desligado);
- d) Fatorar o Jacobiano e armazenar as matrizes L e U;
- e) Para cada contingência da lista pré-definida calcular a respectiva variação da MET ($\lambda_{CTG_i}^*$);
- f) Montar a lista de contingências ordenada por $\lambda_{CTG_i}^*$ de forma decrescente;

Em [7] o método utilizado também é o da análise de sensibilidade linear (ASL) e quadrática (ASQ) das contingências relacionando cada contingência com a respectiva variação da MET. É realizada uma análise comparativa entre as variações reais na MET e aquelas obtidas pela ASL e ASQ. Nota-se que para alguns casos, ambas análises fornecem resultados próximos ao real, no entanto para outras a ASQ é melhor que a ASL. A análise comparativa leva a deduzir que para contingências que envolvam desligamentos de linhas (as mais comuns) o que corresponde à variação da admitância e susceptância da linha, a ASL não apresenta tão bons resultados como a ASQ. O mesmo acontece para contingências que envolvam desligamento de geradores, o que corresponde à variação de geração. Além do exposto ainda em [7] há um estudo da variação da MET em função da variação de parâmetros do sistema de 118 barras do IEEE a saber: variação de carga, variação de capacitância shunt, transferência de carga de uma barra para outra, variação de intercâmbio entre áreas, incremento linearmente dependente da tensão da carga reativa de barras de carga, remanejamento de geração.

Na tabela 4.1 estão listados alguns métodos de seleção de contingências considerando o aspecto da estabilidade de tensão, possibilitando uma comparação entre estes. Na primeira coluna, à esquerda, está o nome resumido o qual foi atribuído ao método pelos autores. Na segunda coluna consta o esforço computacional demandado pelo método. Na última coluna, à direita, há um campo com os requisitos adicionais para o método em questão.

Tabela 4.1: Tabela comparativa de métodos de seleção de contingências

Método	Esforço Computacional	Requisitos adicionais
RSI (“Reactive Support Index”) e IF (“Iterative Filtering”) [15]	1 a 2 soluções completas do FC	É necessário conhecer o λ^* .
Look-ahead load margin estimation [34]	2 a 3 soluções completas do FC no mínimo	É necessário conhecer o λ^* .
Sensitivies from a single nose curve contingency ranking [7]	1 solução completa do FC	É necessário conhecer o λ^* do caso base.
Load margins contingency selection [35]	1 solução completa do FC no mínimo	É necessário conhecer: o λ do caso base, a previsão de carga das barras PQ e a programação de geração.
Modified generalized curve fit [36]	1 solução completa do FC no mínimo	É necessário conhecer o λ e o λ^* do caso base.
RSI and ANN [23]	1 solução completa do FC	É necessário conhecer o λ do caso base.
Fast Voltage Stability Index [37]	1 solução completa do FC	É necessário conhecer o λ do caso base.

Capítulo 5

Desenvolvimento do método proposto

5.1. Motivação para desenvolvimento do trabalho

A junção de alguns fatores como crescimento do consumo de energia elétrica associados à melhoria das soluções para a estabilidade angular levaram ao esgotamento dos recursos para suprimento de potência reativa e como consequência agravamento do problema da estabilidade de tensão [19]. Têm-se relatos de colapsos de tensão ocorridos por todo o mundo, principalmente no Brasil e Estados Unidos [20]. Têm-se ainda exemplos onde apenas uma contingência [19] é suficiente para levar um sistema ao colapso de tensão [14], ou seja, a capacidade de transmissão deste sistema foi superada.

A margem de estabilidade de tensão está associada à distância entre um ponto de operação e o ponto de máximo carregamento. A margem de estabilidade é um conceito de fácil compreensão e que pode ser facilmente aprendido pelos operadores. Por este motivo deve fazer parte do cabedal de conhecimentos destes, assim como ser base para desenvolvimento das ferramentas que podem ser utilizadas em tempo real buscando a análise do nível de segurança de um sistema de potência. Teoricamente a margem de estabilidade de tensão poderia ser calculada para todas as contingências da rede. No entanto do ponto de vista prático não seria uma boa estratégia uma vez que demandaria enorme esforço humano e computacional o qual poderia estar sendo dispensado a realizar outras tarefas nas quais não há possibilidade de economizá-lo. Uma saída interessante para este problema é analisar somente as contingências mais severas, aquelas que efetivamente podem levar o sistema ao colapso ou levar o ponto de operação perto do ponto de colapso. Neste contexto encontra-se a utilização adequada e pertinente dos PI (*Performance Index*). Através destes é possível obter uma lista, ordenada por severidade, das contingências mais graves e dedicar então esforço computacional e humano para analisar esta lista reduzida em relação à todas as possíveis contingências de uma rede. Evidencia-se então a importância dos PIs como parte do pacote de ferramental de apoio à operação em tempo real [4].

As agências reguladoras definem margens de segurança mínimas com relação à estabilidade de tensão, tanto para condições normais de operação quanto para situações de contingências [21, 15]. Como exemplo pode-se citar o “Western Electricity Coordinating Council” (WECC) que adota como margem de estabilidade em condições normais o valor de 5% [21]. Entre os procedimentos adotados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), os quais relacionam-se ao problema de estabilidade de tensão, além da margem pré-estabelecida, existem esquemas de atuação automática cujo objetivo é a manutenção das margens de segurança e de estabilidade de tensão. Dois deles são os mais importantes: Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e Esquemas de Controle de Emergência (ECE) [22]. Estes esquemas constituem-se de um conjunto de hardware e software que, baseados

em variáveis topológicas e de estado da rede, atuam automaticamente visando a manutenção dos níveis adequados, obtidos em planejamento prévio, de segurança do Sistema Interligado Nacional.

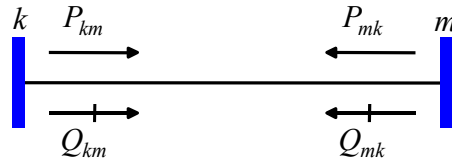
Em função do problema já exposto da dinâmica dos sistemas de potência as variáveis influentes no fenômeno de instabilidade de tensão podem estar se alterando a cada momento. Ferramentas que possibilitem uma análise rápida do nível de segurança dos sistemas de potência permitem que estes sistemas possam operar com maior confiabilidade. Uma ferramenta de uso em tempo real, eficaz e eficiente para a seleção de contingências sob o aspecto da estabilidade de tensão deve ser: o mais rápida possível possibilitando assim mais tempo para tomada de ações corretivas e preventivas e ser o mais confiável e precisa possível de forma que a segurança do sistema elétrico seja garantida através de ações baseadas nas informações oriundas destas ferramentas [23].

A proposta deste trabalho é obter uma lista de contingências classificadas por ordem de severidade utilizando a condição pré-contingência (caso base) e apenas uma solução de fluxo de carga para obtenção do estado da rede pós-contingência, o que o torna rápido e por consequência um candidato a ser utilizado em aplicações de operação em tempo real onde se necessita de rapidez para tomada de decisões. O método tem como base a obtenção de índices de performance para cada contingência. Estes índices de performance envolvem o cálculo de um índice de estabilidade de tensão obtido a partir das equações de fluxo de potência para o ramo que está sendo estudado (contingência). A união de índices de estabilidade de tensão ponderados por fatores que se baseiam na potência aparente no ramo e nas variações do estado da rede (ângulo e módulo das tensões nodais) das barras terminais, com índices baseados na relação entre a potência aparente no ramo e a potência máxima no ramo estudado, permitem obter uma lista de contingências classificadas por ordem de severidade que, como pode ser confirmado nos resultados, apresenta um grau de precisão bastante aceitável.

5.2. Índice de estabilidade de tensão (VSPI)

O *VSPI* [24, 25, 26] será a base para a desenvolvimento e implementação da metodologia que permitirá atingir os objetivos deste trabalho. A seguir será realizada a demonstração matemática da obtenção do *VSPI* que será utilizado como base para obtenção dos Índices de Performance (PI) através dos quais serão construídas as listas de contingências ordenadas por grau de severidade.

A figura 5.1 mostra um ramo que conecta as barras k e m de um SEP. Esta é a forma mais simplificada de representação de uma rede que pode ser modelada.

Figura 5.1: Ramo k - m .

Os fluxos de potência ativa e reativa pelo ramo podem ser dados por:

$$P_{mk} = (V_m)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m [y_{km} \cos(\phi + \theta_{km}^{eq})] \quad (1)$$

$$Q_{mk} = -(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m [y_{km} \sin(\phi + \theta_{km}^{eq})] \quad (2)$$

e que:

V_k, V_m	- magnitudes das tensões nas barras k e m
θ_k, θ_m	- ângulos de fase das tensões nas barras k e m
g_{km}	- condutância do ramo
b_{km}	- susceptância série do ramo
y_{km}	- admitância série do ramo
b_{km}^{sh}	- susceptância shunt do ramo
a_{km}	- posição do tap caso o ramo seja um transformador em fase
$\theta_{km}^{eq} = \theta_k - \theta_m + \phi_{km}$	- abertura angular do ramo
ϕ_{km}	- posição do tap caso o ramo seja um transformador defasador

Para o caso de linhas de transmissão $a_{km} = 1$ e $\phi_{km} = 0$. Para transformadores em fase $b_{km}^{sh} = 0$ e $\phi_{km} = 0$. Para transformadores defasadores puros $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$. Para transformadores defasadores $b_{km}^{sh} = 0$.

A admitância do ramo é dada por:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = y_{km} \angle \phi \quad (3)$$

Podemos então obter:

$$g_{km} = y_{km} \cos \phi \quad (4)$$

$$b_{km} = y_{km} \sin \phi \quad (5)$$

Utilizando as identidades trigonométricas:

$$\sin(\alpha \pm \beta) = \sin \alpha \cos \beta \pm \cos \alpha \sin \beta$$

$$\cos(\alpha \pm \beta) = \cos \alpha \cos \beta \mp \sin \alpha \sin \beta$$

Podemos escrever (1) e (2) na seguinte forma:

$$P_{mk} = (V_m)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m [y_{km} \cos \phi \cos(\theta_{km}^{eq}) - y_{km} \sin \phi \sin(\theta_{km}^{eq})] \quad (6)$$

$$Q_{mk} = -(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m [y_{km} \sin \phi \cos(\theta_{km}^{eq}) + y_{km} \cos \phi \sin(\theta_{km}^{eq})] \quad (7)$$

Trabalhando algebricamente a equação (6) podemos obter:

$$\cos(\phi + \theta_{km}^{eq}) = \frac{(V_m)^2 g_{km} - P_{mk}}{y_{km} (a_{km} V_k) V_m} \quad (8)$$

De forma semelhante, trabalhando algebricamente a equação (7) podemos obter:

$$\sin(\phi + \theta_{km}^{eq}) = \frac{(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + Q_{mk}}{y_{km} (a_{km} V_k) V_m} \quad (9)$$

Elevando (8) e (9) ao quadrado obtemos:

$$[\cos(\phi + \theta_{km}^{eq})]^2 = \frac{[(V_m)^2 g_{km}]^2 - 2[(V_m)^2 g_{km}] P_{mk} + (P_{mk})^2}{[y_{km} (a_{km} V_k) V_m]^2} \quad (10)$$

$$[\sin(\phi + \theta_{km}^{eq})]^2 = \frac{[(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh})]^2 + 2[(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh})] Q_{mk} + (Q_{mk})^2}{[y_{km} (a_{km} V_k) V_m]^2} \quad (11)$$

Utilizando a identidade trigonométrica:

$$(\sin \alpha)^2 + (\cos \alpha)^2 = 1$$

Ao somar as equações (10) e (11) obtemos:

$$1 = \frac{[(V_m)^2 g_{km}]^2 - 2[(V_m)^2 g_{km}] P_{mk} + (P_{mk})^2}{[y_{km} (a_{km} V_k) V_m]^2} + \frac{[(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh})]^2 + 2[(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh})] Q_{mk} + (Q_{mk})^2}{[y_{km} (a_{km} V_k) V_m]^2} \quad (12)$$

Podemos reescrever a equação (12) em termos de V_m :

$$\begin{aligned} & [(g_{km})^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2] (V_m)^4 + \\ & + [2(b_{km} + b_{km}^{sh}) Q_{mk} - 2(g_{km}) P_{mk} - [y_{km} (a_{km} V_k)]^2] (V_m)^2 + (P_{mk})^2 + (Q_{mk})^2 = 0 \end{aligned} \quad (13)$$

Nota-se que a equação (13) é uma equação biquadrada em V_m na forma:

$$a(V_m)^4 + b(V_m)^2 + c = 0$$

Para que V_m possua soluções reais é necessário que:

$$b^2 - 4ac \geq 0 \Rightarrow \frac{4ac}{b^2} \leq 1$$

Podemos finalmente obter o índice baseado no fluxo de potência no ramo e em seus parâmetros:

$$VSPI = b^2 - 4ac = \left\{ \left[2(b_{km} + b_{km}^{sh})Q_{mk} - 2(g_{km})P_{mk} - [y_{km}(a_{km}V_k)]^2 \right]^2 - 4[(g_{km})^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2] \left[(P_{mk})^2 + (Q_{mk})^2 \right] \right\} \geq 0$$

ou ainda

$$VSPI' = \frac{4ac}{b^2} = \frac{4[(g_{km})^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2] \left[(P_{mk})^2 + (Q_{mk})^2 \right]}{\left\{ \left[2(b_{km} + b_{km}^{sh})Q_{mk} - 2(g_{km})P_{mk} - [y_{km}(a_{km}V_k)]^2 \right]^2 \right\}} \leq 1$$

Um exemplo simplificado utilizando a rede da figura 5.1 ilustra a idéia do $VSPI$ aqui demonstrado. Supondo uma carga conectada à barra m (λ) e incrementada em passos de 0,1%, com fator de potência constante. Podemos analisar o incremento de carga em relação à tensão V_m e observar o comportamento dos índices e do módulo da tensão V_m em função do aumento do carregamento λ . Nota-se que para ser possível obter o comportamento da magnitude da tensão na barra m em função do incremento de carga é necessário que a barra k seja configurada como uma barra slack.

Na figura 5.2 está apresentada a curva mostrando o comportamento da magnitude da tensão V_m em função do carregamento na barra m (sistema representado na figura 5.1). Esta curva é classicamente denominada curva PV.

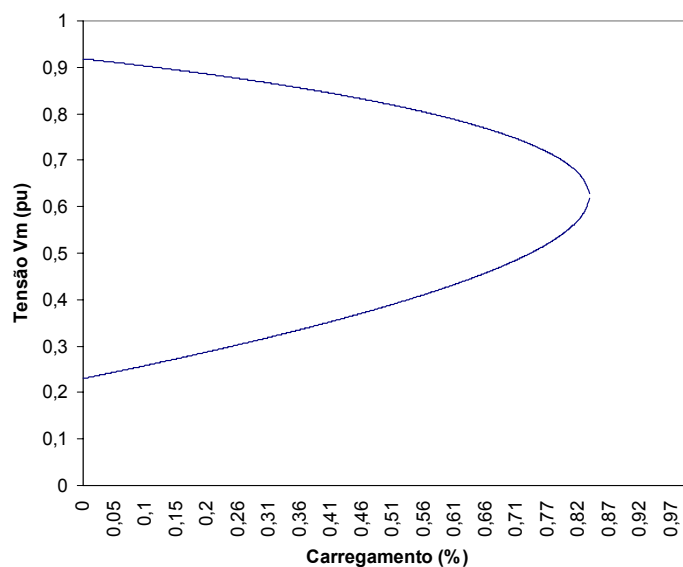


Figura 5.2: Tensão versus carregamento na barra m .

Na figura 5.3 é mostrado o comportamento do $VSPI$ em função do carregamento na barra m . Nota-se que o valor do $VSPI$ diminui à medida que aumentamos o carregamento tendendo a 0 para o carregamento crítico. Uma vez que a equação para obtenção do $VSPI$ é oriunda das equações de fluxo de carga e seu comportamento apresenta relação direta com o comportamento da curva PV podemos partir da hipótese de que o comportamento do $VSPI$ é um reflexo do comportamento da curva PV. Transportando o modelo para uma rede de ramos interligados podemos associar os menores valores do $VSPI$ para os ramos mais críticos da rede, ou seja, aqueles ramos cuja retirada mais aproxima o carregamento crítico do ponto de operação da rede.

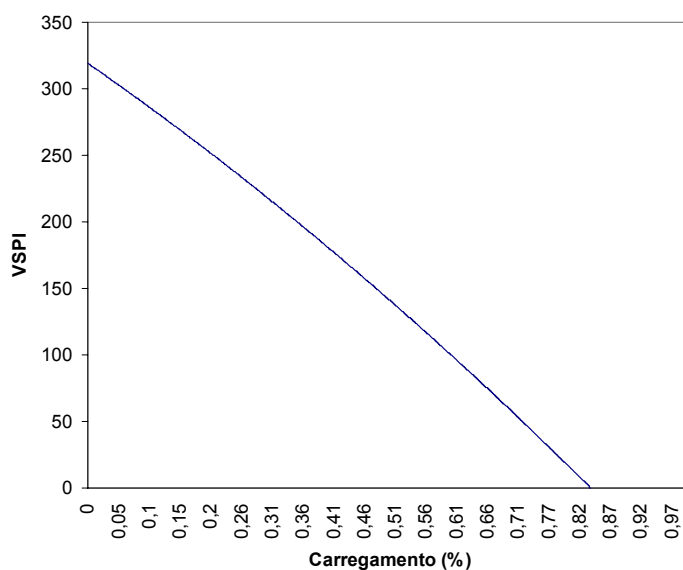


Figura 5.3: VSPI versus carregamento na barra m .

Na figura 5.4 é mostrado o comportamento do $VSPI'$ em função do carregamento na barra m . Nota-se que o valor do $VSPI'$ aumenta a medida que aumentamos o carregamento, tendendo para o carregamento crítico. Transportando o modelo para uma rede de ramos interligados podemos associar os maiores valores do $VSPI'$ para os ramos mais críticos da rede, ou seja, aqueles ramos cuja retirada mais aproxima o carregamento crítico do ponto de operação da rede.

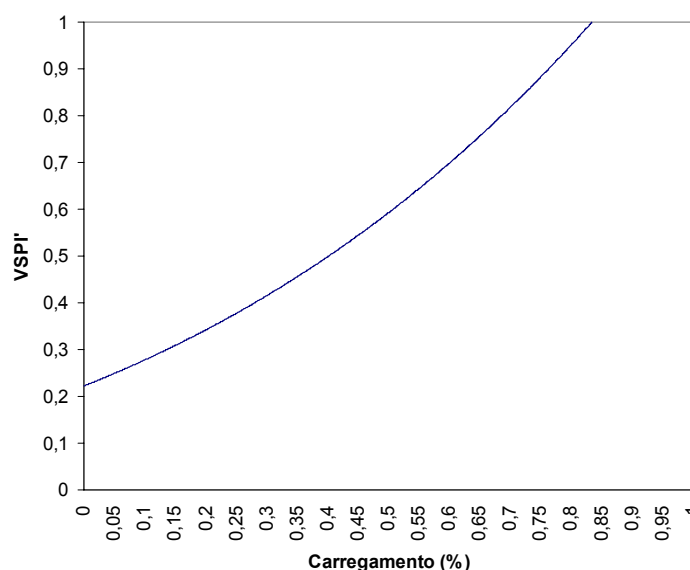


Figura 5.4: $VSPI'$ versus carregamento na barra m .

Neste trabalho adotaremos o $VSPI$ devido ao fato deste apresentar uma faixa de valores mais ampla, o que permite, do ponto de vista computacional, uma maior precisão de cálculo.

5.3. Estudo da aplicação do $VSPI$ para a rede de 14 barras

As curvas relativas aos Índices de Estabilidade de Tensão representadas no apêndice D têm no eixo das abscissas o valor do carregamento da rede (λ) e no eixo das coordenadas o valor do índice. Estas curvas foram traçadas realizando incrementos de 1% para λ na faixa de 100% a 170% e incrementos de 0,1% para λ na faixa de 170% a 175,8%, sendo este último o carregamento máximo suportado pela rede. Pode-se notar um comportamento monotônico do valor dos índices em relação ao carregamento da rede. O valor do índice 1 ($VSPI$) decresce com o aumento do carregamento da rede. O valor do índice 2 ($VSPI'$) cresce com o aumento do carregamento da rede. Não há descontinuidades nas curvas, exceto para o caso do ramo 07-08 que é um caso atípico pois é um ramo que interliga uma barra fictícia (barra 8) e sua saída provoca o ilhamento desta barra a qual está

ligada um compensador síncrono. Nota-se a complementaridade dos índices, o que era esperado em função de sua modelagem. Estas características aliadas ao perfil das curvas dos índices levam a uma analogia à curva PV. Este fato vai ao encontro da proposta do índice a qual é estabelecer um modelo que reflita o comportamento da rede sob o aspecto da estabilidade de tensão, quando da ocorrência de contingências permitindo avaliar a severidade destas.

5.4. Índices de Performance (PI)

Um dos pontos principais deste trabalho consistiu na definição de índices de performance apropriados que reflitam as condições de situações pós-contingência com relação à estabilidade de tensão com a máxima precisão possível. Os índices de performance foram estudados partindo do *VSPI* conforme já discutido em seção anterior. A princípio 8 índices de performance e 3 fatores de ponderação foram avaliados com o objetivo de verificar a eficácia de cada um deles.

A verificação da eficácia dos índices foi feita através de simulações envolvendo várias redes, com tamanhos e condições de operação variadas. As redes de pequeno porte foram aquelas cujos dados podem ser obtidos em [13]. A rede de grande porte corresponde a parte do sistema elétrico interligado brasileiro.

A eficácia é denominada neste trabalho de Taxa de Captura (TC) e representa quantas contingências severas foram selecionadas pelo índice (neste trabalho identificadas pelo número k) estão contidas na faixa de contingências mais severas (neste trabalho identificadas pelo número n) da lista referencial ordenada por um método tradicional de avaliação da margem de estabilidade. Por exemplo: temos uma lista de contingências referencial confiável ordenada por severidade das mesmas, ou seja, as contingências no topo da lista são as mais severas e a da base são as menos severas. Tomamos as 10 primeiras contingências desta lista ($n=10$) e calculamos a taxa de captura que um determinado índice de performance consegue obter na seleção de 10 contingências ($p=10$). Verificamos que o número de contingências selecionadas pelo índice que estão contidas dentre as 10 da lista referencial é 8 ($k=8$). Neste caso a taxa de captura será 80% ($k/n \cdot 100\%$). A lista referencial é estabelecida considerando a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) associada a cada contingência.

5.4.1. Processo de seleção dos índices de performance

O fenômeno de instabilidade de tensão e o colapso de tensão apresentam aspectos complexos e relações não lineares com as variáveis de estado: magnitude e ângulo das tensões nodais (V e θ). A seleção dos índices de performance, em função das variáveis envolvidas no cálculo destes, engloba, seja no próprio cálculo do *VSPI*, seja nos fatores de ponderação ou nas razões de potência aparente, as não linearidades do problema.

Para conseguirmos obter os resultados apresentados foi feita exaustiva pesquisa, realizando diversas combinações entre variáveis e pontos críticos no que se refere à estabilidade de tensão (barra com menor tensão, ramo com menor índice, magnitude das tensões nodais, ângulo das tensões nodais). Buscou-se também a inserção de fatores de ponderação que mostraram isoladamente boa eficácia e que combinados com os índices trouxeram melhoras significativas nos resultados. Os índices de performance e fatores de ponderação avaliados são apresentados a seguir com a respectiva descrição do processo de obtenção dos mesmos.

- Índice 1 - tomar a barra com menor tensão e o ramo com menor índice dentre aqueles conectados a esta barra para o caso pré-contingência (caso base). O índice de performance de cada contingência será o índice calculado para este ramo para o caso pós-contingência.
- Índice 2 - tomar barra com menor tensão e o ramo com menor índice dentre aqueles conectados a esta barra para o caso do máximo carregamento suportado pela rede. O índice de performance de cada contingência será o índice calculado para este ramo para o caso pós-contingência.
- Índice 3 - tomar o ramo com menor índice de toda a rede calculado para o caso pré-contingência (caso base). O índice de performance de cada contingência será a variação do índice calculado para este ramo para o caso pós-contingência.
- Índice 4 - tomar o ramo com menor índice de toda a rede calculado para o caso pré-contingência com o máximo carregamento possível da rede. O índice de performance de cada contingência será a variação do índice calculado para este ramo para o caso pós-contingência.
- Índice 5 - tomar a barra com menor tensão e o ramo com menor índice dentre aqueles conectados a esta barra para o caso pré-contingência (caso base). O índice de performance de cada contingência será a variação do índice calculado para este ramo para o caso pós-contingência.
- Índice 6 - tomar a barra com menor tensão e o ramo com menor índice dentre aqueles conectados a esta barra para o caso pré-contingência com o máximo carregamento possível da rede. O índice de performance de cada contingência será a variação do índice calculado para este ramo para o caso pós-contingência.
- Índice 7 - maior relação $S_\ell / S_\ell^{máx}$ dentre os ramos da rede para o estado pós-contingência associando esta relação à contingência simulada.
- Índice 8 – média entre as relações $S_\ell / S_\ell^{máx}$ dentre os ramos da rede para o estado pós-contingência.

- Fator de ponderação 1 (FP_1)

$$FP_1 = \sqrt{P_{PRÉ}^2 + Q_{PRÉ}^2}$$

onde: $P_{PRÉ}^2$ - é a potência ativa no ramo para o caso pré-contingência;
 $Q_{PRÉ}^2$ - é a potência reativa no ramo para o caso pré-contingência

- Fator de ponderação 2 (FP_2) – valor da máxima variação angular ocorrida dentre as barras da rede entre o caso pré-contingência e o caso pós-contingência.
- Fator de ponderação 3 (FP_3) – valor da máxima variação da magnitude de tensão ocorrida dentre as barras da rede entre o caso pré-contingência e o caso pós-contingência.

5.4.2. Índices 7 e 8 e os Fatores de Ponderação (FP)

O valor da potência ativa e reativa nos ramos da rede tem relação direta com a severidade das contingências uma vez que o problema de estabilidade de tensão é influenciado por estas duas grandezas. Um indicador que, a princípio, pode expressar esta relação é o quanto a potência aparente em um ramo ℓ (S_ℓ) está próximo da máxima potência que este ramo pode transmitir ($S_\ell^{máx}$), em outras palavras, um possível PI pode ser a relação $S_\ell / S_\ell^{máx}$. Se expandirmos a idéia para toda a rede a relação $S_\ell / S_\ell^{máx}$ nos remete ao conceito de um indicador da capacidade de transmissão da rede. Como o problema traz as não linearidades intrínsecas fez-se necessária a avaliação das relações $P_\ell / P_\ell^{máx}$ e $Q_\ell / Q_\ell^{máx}$ de forma a obter a melhor relação. As equações utilizadas para obtenção destes valores são:

$$P_\ell^{máx} = \frac{V_i^2 \cdot \cos\phi}{4Z_R \cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad Q_\ell^{máx} = \frac{V_i^2 \cdot \sin\phi}{4Z_R \cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad S_\ell^{máx} = \frac{V_i^2}{4Z_R \cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)}$$

onde considera-se que o ramo ℓ conecta as barras i e j , $Z_R \angle \theta$ é a impedância série do ramo ij e $\phi = \angle(V_j^2 / S_{ij}^*)$. A dedução detalhada das equações de $P_\ell^{máx}$, $Q_\ell^{máx}$ e $S_\ell^{máx}$ estão descritos em [27].

Considerando as redes em análise, ao simular a contingência a idéia é buscar o impacto da contingência na relação entre as potências (ativa ou aparente) dos ramos do restante da rede e a potência máxima dos ramos. Para cada contingência simulada é associada a respectiva relação e verificada sua eficácia em relação às n contingências da lista referencial. O carregamento da rede foi levado próximo ao máximo suportado uma vez

que neste caso ficam evidenciados os valores das relações de potência. As relações de potência são as descritas na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Relações de potência e descrição de como são calculadas

Relação	Descrição de como são calculadas
1	Maior relação $S_\ell / S_\ell^{máx}$ dentre os ramos da rede para o estado pós-contingência associando esta relação à contingência simulada
2	Média entre as relações $S_\ell / S_\ell^{máx}$ dentre os ramos da rede para o estado pós-contingência
3	Maior relação $P_\ell / P_\ell^{máx}$ dentre os ramos da rede para o estado pós-contingência
4	Maior relação $Q_\ell / Q_\ell^{máx}$ dentre os ramos da rede para o estado pós-contingência

5.4.3. Técnicas de captura das contingências que não convergem

Os índices de performance das contingências têm seu cálculo baseado nas variáveis de estado da rede em questão. No caso de não convergência do Fluxo de Carga pelo método de Newton, as variáveis de estado passam a assumir valores que não refletem nenhuma condição operativa factível da rede. Neste trabalho foram avaliadas três técnicas para obter a captura destas contingências. A identificação tão somente destas contingências já se mostra suficiente uma vez que as mesmas possuem nível de severidade indiscutivelmente superior àquelas que não provocam divergência no processo iterativo. No entanto com o objetivo de buscar o estabelecimento de uma classificação dentre as contingências divergentes foi avaliado um mecanismo que além de capturar as contingências que causam divergência no processo iterativo possa ainda classificá-las.

5.4.3.1. Técnica do multiplicador ótimo de passo

A formulação básica de LFSSO, do inglês “Load Flow with Step Size Optimization” [28] para uma iteração n é:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{n+1} = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^n + \mu \cdot (J^{-1})^n \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{n+1}$$

ou seja, acrescenta-se o multiplicador ótimo μ à formulação convencional do problema de fluxo de carga. O multiplicador μ é calculado de forma a minimizar uma função quadrática baseada na soma dos quadrados dos mismatches de potência. Para redes bem condicionadas, μ mantém-se em torno de 1 durante todo o processo iterativo. Para redes mal condicionadas, μ assume valores de forma a minimizar o efeito do mau condicionamento e permitir a obtenção da solução do problema. Especificamente para os casos em que a operação pós-contingência é infactível (margem de estabilidade de tensão negativa), o fluxo de carga convencional resultaria em divergência. A utilização do

multiplicador ótimo permite identificar rapidamente, após poucas iterações, as contingências que provocam divergência, pois μ tende a zero em poucas iterações para estas situações, no entanto não permite uma classificação destas contingências de acordo com sua severidade. A vantagem desta técnica é que não há necessidade de cálculos adicionais uma vez que o valor do multiplicador ótimo é automaticamente obtido ao final do processo iterativo, seja ele próximo de zero (contingências que provocam divergência no FC) ou próximo de um (contingências factíveis).

5.4.3.2. Técnica baseada nos mismatches de potência

A idéia, desenvolvida na referência citada em [29], é tomar os valores dos mismatches de potência para o estado da rede imediatamente posterior a iteração na qual é definida a não convergência do processo iterativo. A idéia é que estes mismatches trazem informação sobre o quanto o estado final da rede afastou-se da fronteira do espaço de parâmetros factíveis, ou seja quanto mais severa a contingência espera-se que mais distante o ponto afaste-se da fronteira. Há duas formas, abaixo apresentadas, de calcular o indicador composto pelos mismatches de potência e que trará informação sobre a severidade da contingência que levou o processo iterativo à divergência. Os indicadores foram aqui denominados de NCC_1 e NCC_2 (Non Convergent Contingencies).

$$NCC_1 = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P_i^2 + \Delta Q_i^2}{P_i^S \Delta P_i + Q_i^S \Delta Q_i} \quad NCC_2 = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (\Delta P_i^2 + \Delta Q_i^2)^{\frac{1}{2}}$$

onde:

- ΔP_i e ΔQ_i - Mismatches de potência na barra i
- P_i^S e Q_i^S - Potências ativa e reativa especificadas para a barra i
- n - Número total de barras da rede

Esta técnica não mostrou-se adequada para classificar as contingências de acordo com seu nível de severidade, no entanto permite assim como a técnica do multiplicador ótimo de passo a identificação das contingências que provocam divergência no processo iterativo do FC.

5.4.3.3. Técnica da redução no carregamento

Para esta técnica o que se realiza é a redução do carregamento da rede para cada contingência que não converge e o cálculo dos cinco PIs normalmente utilizados agora para o estado convergido da rede (devido a redução do carregamento). Esta redução deve ser tal que permita a todas contingências que não convergiam para o carregamento nominal da rede converjarem agora para este novo carregamento. Deve ser determinada previamente considerando a condição mais severa possível. Calculando normalmente os cinco PIs para

estas contingências, uma vez que agora elas levam a convergência do FC, temos uma lista ordenada por severidade das contingências que não convergem para o carregamento nominal da rede. Assim para as contingências que não convergem é necessário o cálculo de dois FC para o cálculo dos PIs.

5.4.4. Índices de Performance selecionados

Em função das avaliações realizadas, cinco foram os Índices de Performance escolhidos para serem utilizados no procedimento de classificação de contingências pois foram estes os que apresentaram os melhores desempenhos como já discutido na seção referente aos testes de avaliação. A saber:

$$\begin{aligned}
 PI_1 &= VSPI^{\min} / FP_1 \\
 PI_2 &= VSPI^{\min} / FP_2 \\
 PI_3 &= VSPI^{\min} / FP_3 \\
 PI_4 &= \max(S_\ell / S_\ell^{\max}) \\
 PI_5 &= \text{med}(S_\ell / S_\ell^{\max})
 \end{aligned} \tag{6}$$

onde $VSPI^{\min}$ corresponde ao índice de estabilidade do ramo com o menor índice conectado à barra com menor tensão no caso base para a contingência no ramo km . Desta forma para obtê-lo obtêm-se o estado da rede para o caso base, faz-se a busca da barra com menor magnitude de tensão, seleciona-se o ramo com menor índice dentre os conectados a esta barra. O FP_1 é o valor da potência aparente no ramo km para o caso base. O FP_2 é máxima variação angular nodal ocorrida entre o estado pré-contingência (caso base) e o estado pós-contingência. Assim para obter este fator de ponderação faz-se a diferença entre os valores dos ângulos das tensões, para cada barra, do estado pós-contingência e o estado pré-contingência e verifica-se dentre todas as barras a maior diferença angular. O FP_3 é máxima variação das magnitudes das tensões nodais ocorrida entre o estado pré-contingência e o estado pós-contingência. Este fator de ponderação é obtido calculando a diferença entre as magnitudes de tensão entre o estado pré-contingência e o estado pós-contingência para todas as barras e tomando a maior dentre estas diferenças.

Todos os cálculos de fluxo de carga são realizados utilizando o método do multiplicador ótimo (LFSSO) [28] com o objetivo de otimizar o processo iterativo tanto para as convergências que levam a convergência do FC com aquelas que levam à divergência.

5.4.5. O método de classificação

O procedimento de classificação de contingências proposto neste trabalho será descrito considerando que haja uma lista de contingências a ser processada. Esta lista pode ser constituída por todas as possíveis contingências em uma determinada rede ou uma lista

de contingências previamente selecionadas. Seguindo os passos adiante detalhados, ao final ter-se-á uma lista de contingências ordenada por severidade em relação à estabilidade de tensão. Desta forma as contingências mais severas ocuparão as primeiras posições desta lista. As contingências menos severas ocuparão as últimas posições da lista. Os passos são os seguintes:

- 1) Obter o estado de operação pré-contingência para a rede em questão;
- 2) Para cada contingência da lista a ser processada:
 - a) Obter o estado pós-contingência da rede através de LFSSO;
 - b) Caso $\mu = 0$, ou seja, a operação pós-contingência da rede seja ineficaz (margem de estabilidade de tensão negativa), atribuir $PI_1 = PI_2 = PI_3 = PI_4 = PI_5 = 0$;
 - c) Caso $\mu \neq 0$, calcular PI_1, PI_2, PI_3, PI_4 e PI_5 ;
 - d) Reduzir o carregamento da rede e calcular novamente PI_1, PI_2, PI_3, PI_4 e PI_5 para as contingências com $PI_1 = PI_2 = PI_3 = PI_4 = PI_5 = 0$;
- 3) Ordenar as contingências de acordo com cada PI obtendo assim 5 listas ordenadas por severidade, considerando que o bloco das contingências que não convergiram, ordenadas entre si, deve ocupar o topo da lista;
- 4) Definir o número de contingências severas que se deseja capturar (n) e o número de contingências da lista P que serão consideradas (p).
- 5) Realizar a união das cinco listas obtendo uma lista final (aqui denominada lista P). Esta lista final conterá as contingências mais severas no topo e as menos severas na base.

O fluxograma na figura 5.5 resume o processo descrito.

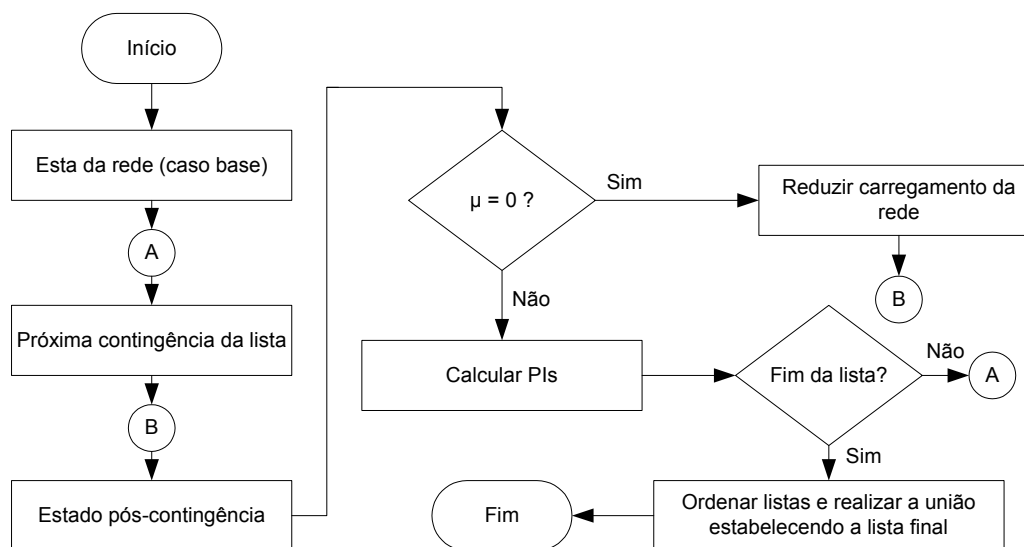


Figura 5.5: Fluxograma do processo de classificação das contingências.

5.4.6. Proposta de implementação

Apresenta-se aqui uma proposta de implementação da metodologia de forma que seria possível inseri-la, considerando o aspecto da estabilidade de tensão, como parte de um módulo de um sistema de análise de segurança em tempo real. Na figura 5.6 estão apresentados, em um diagrama de blocos, os passos para implementação da proposta.

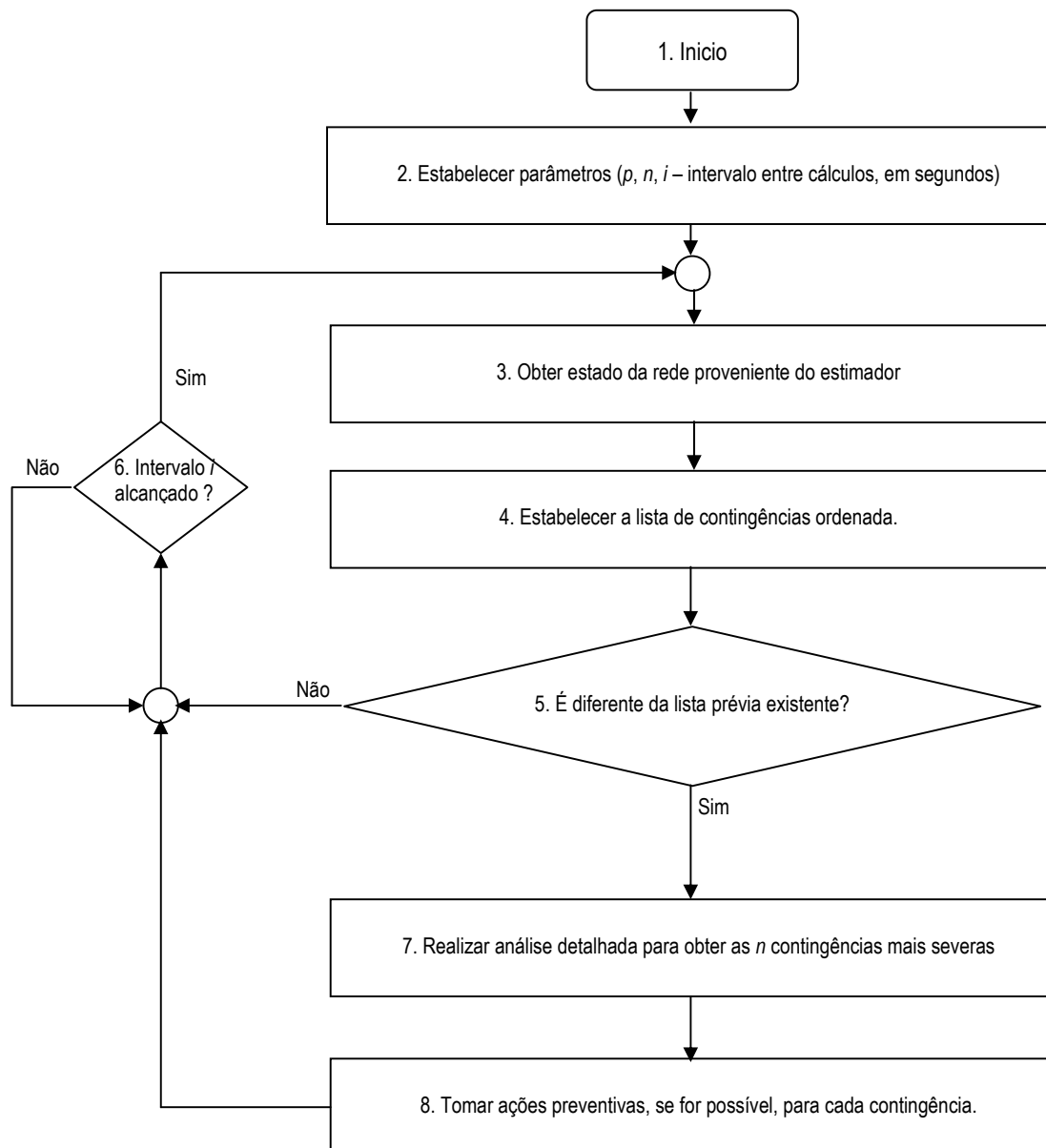


Figura 5.6: Diagrama de blocos com os passos para implementação do modelo

No passo 2, antes de iniciar o processo propriamente dito, deve-se estabelecer alguns parâmetros: o número de contingências a capturar (n), o valor de p , o tempo entre cada ciclo do processo (i). A limitação deste tempo está associada ao tempo demandado para os cálculos do estimador de estado. Não deve ser muito pequeno que não permita a utilização de ferramentas para determinação das n contingências mais severas e também não ser demasiado grande que impossibilite detectar e atuar em tempo hábil para as possíveis alterações na lista de contingências ordenada por severidade. A saída do passo 3 é o estado da rede determinado pelo estimador de estado o qual será utilizado no passo 4 na execução do FC, cálculo dos PI, união dos mesmos e estabelecimento da lista de contingências ordenada por grau de severidade. No passo 5 faz-se uma comparação com a última lista obtida. Caso seja diferente ou a lista anterior não exista (primeiro ciclo de cálculos) é necessária a análise detalhada, no passo 7, utilizando uma ferramenta apropriada tal como um Fluxo de Carga da Continuação de forma a identificar as n contingências mais severas. De posse das n contingências mais severas parte-se, no passo 8, para a tomada das ações preventivas para caso ocorram uma, ou mais, das n contingências e o sistema possa suportá-las sem ocorrer problemas relacionados a estabilidade de tensão. Caso a lista seja igual a anterior aguarda-se o decorrer do tempo estabelecido (i) no passo 6. Após isto o processo retorna ao passo 3.

Capítulo 6

Resultados

6.1. Verificação da eficácia dos Índices

Nesta seção será realizada a averiguação da eficácia dos índices 1 a 8 e dos fatores de ponderação. Será utilizado a princípio o Fluxo de Carga N1 (FCN1) o qual consiste em executar apenas 1 iteração do fluxo de carga pelo Método de Newton, caso haja violações em barras PV executar mais 1 iteração e calcular o índice com o estado da rede obtido nestas condições. Faremos também uma comparação entre o FCN1 com o Fluxo de Carga normal, até a convergência (FCN).

6.1.1. Relações de potência - índices 7 e 8

Os índices 7 e 8 não derivam diretamente do VSPI apresentado e por isto foram objeto de estudo mais detalhado para ratificar sua eficácia. Em relação aos fatores de ponderação vale ressaltar que a avaliação será realizada de forma isolada e não a ação destes como fatores de ponderação propriamente ditos com o intuito de obter a precisão destes na seleção das contingências mais severas. A avaliação foi realizada sobre a rede de 14 barras. Na tabela 6.1 constam as Taxas de Captura (TC) em percentual. Estes valores em percentuais, chamados TC, representam a eficácia de cada uma das relações na captura das n contingências da lista referencial.

Tabela 6.1: Taxas de Captura das relações de potência

Rede	Relação 1	Relação 2	Relação 3	Relação 4
14 barras ($n=5$)	100	100	100	100
24 barras ($n=10$)	80	90	80	80

Notou-se que os mesmos ramos selecionados para as relações 3 e 4 foram também contemplados pela relação 1. Em função da eficácia da relação 2 ser maior que as relações 3 e 4 foram pré-selecionadas as relações 1 e 2 para comporem os índices aqui chamados de 7 e 8 respectivamente.

Na tabela A.1 constam a lista de ramos da rede com sua numeração e identificação. Desta forma, por exemplo, quando nos referirmos ao ramo 7 estamos tratando do ramo que interliga a barra 4 à barra 5. Na tabela 6.2 constam os resultados da verificação da eficácia dos índices 7 e 8 e dos fatores de ponderação (FP). Na coluna “Ordem” consta a ordem estabelecida pelos índices e fatores analisados. Nas colunas “Ramo” constam o número dos ramos na ordem estabelecida pelo índice ou fator em questão. Nas colunas “Refer.” é apresentada a ordem que o ramo está localizado na lista referencial ordenada pela margem

de estabilidade obtida para o respectivo ramo. Por exemplo: para o fator de ponderação 1 o ramo 7 foi ordenado como a 4ª contingência mais severa. Na ordem estabelecida pela margem de estabilidade o ramo 7 é a 8ª contingência mais severa.

Tabela 6.2: Resultados da verificação da eficácia dos índices 7 e 8 e dos FP

Ordem	Índice 7		Índice 8		Fat. Pond. 1		Fat. Pond. 2		Fat. Pond. 3	
	Ramo	Refer.	Ramo	Refer.	Ramo	Refer.	Ramo	Refer.	Ramo	Refer.
1	1	(1)	1	(1)	1	(1)	1	(1)	1	(1)
2	3	(2)	10	(3)	2	(4)	10	(3)	10	(3)
3	4	(6)	15	(5)	3	(2)	3	(2)	13	(11)
4	5	(10)	3	(2)	7	(8)	2	(4)	3	(2)
5	6	(14)	8	(7)	4	(6)	8	(7)	17	(9)
6	8	(7)	13	(11)	10	(3)	7	(8)	12	(18)
7	7	(8)	17	(9)	5	(10)	15	(5)	15	(5)
8	15	(5)	11	(17)	8	(7)	6	(14)	16	(15)
9	14	(12)	16	(15)	15	(5)	4	(6)	14	(12)
10	9	(13)	12	(18)	6	(14)	17	(9)	11	(17)
11	13	(11)	7	(8)	13	(11)	13	(11)	2	(4)
12	17	(9)	20	(16)	14	(12)	5	(10)	20	(16)
13	12	(18)	18	(19)	9	(13)	9	(13)	4	(6)
14	16	(15)	14	(12)	17	(9)	11	(17)	5	(10)
15	19	(20)	19	(20)	12	(18)	16	(15)	7	(8)
16	20	(16)	9	(13)	11	(17)	20	(16)	18	(19)
17	11	(17)	4	(6)	16	(15)	12	(18)	8	(7)
18	18	(19)	6	(14)	20	(16)	18	(19)	19	(20)
19	2	(4)	5	(10)	18	(19)	19	(20)	6	(14)
20	10	(3)	2	(4)	19	(20)	14	(12)	9	(13)

Nota-se que existe uma tendência a captura das contingências mais severas pelos índices e fatores de ponderação, notadamente pelo fator de ponderação 2. Há algumas discrepâncias marcantes tais como por exemplo as dos ramos 2 e 10 que são ordenados pelo Índice 7 como 19ª e 20ª contingências e na verdade são a 4ª e a 3ª respectivamente. Estas discrepâncias serão compensadas quando da união de índices como veremos mais adiante. Vale salientar que os fatores de ponderação por si só poderiam compor um índice mas de acordo com experimentos descritos em seções a seguir veremos que estes trazem melhor resultado sendo utilizados como fatores de ponderação propriamente ditos.

6.1.2. Índices 1 a 6 e Fatores de Ponderação

Na tabela 6.3 são apresentados os resultados da eficácia de cada um deles, em percentual, ou seja os resultados da taxa de captura de agora em diante chamada de TC . O valor de n representa o número de contingências da lista referencial a quais desejam-se serem selecionadas pelos índices. O percentual indica a relação entre o número de contingências que estão contidas nas n escolhidas (k) e o próprio valor de n , ou seja, $TC=k/n*100\%$.

Tabela 6.3: Taxa de Captura dos 6 índices em %

Rede/Índice	Índice 1	Índice 2	Índice 3	Índice 4	Índice 5	Índice 6
14 barras (n=5)	40	40	60	60	40	40
24 barras (n=10)	40	60	60	70	60	60

Verificou-se então que os índices 1 e 5 além de serem calculados de forma bastante semelhante apresentam resultados bastante semelhantes. O mesmo se aplica para os índices dois e seis. Em função da similaridade de cálculo, principalmente, e de resultados os índices 5 e 6 foram abandonados e a partir de então o trabalho foi direcionado para os índices 1 a 4.

Um outro problema em relação aos índices é que individualmente não apresentavam Taxa de Captura aceitável. Uma solução possível e adotada foi a união de índices dois a dois. Um problema então surgiu que foi em relação aos valores dos índices, pois os mesmos eram diferentes e a união pura e simples tornar-se-ia inviável. A normalização dos índices fez-se necessária. Aproveitando a necessidade de testar as combinações de união dos índices foram também realizados testes de uniões de índices em conjunto com as avaliações das possibilidades de normalização. Três possibilidades de normalização foram avaliadas:

- Tomando o menor valor do índice como fator de normalização (f);
- Tomando uma posição intermediária t como fator de normalização, sendo $t=n/0,7$.
- Tomando o maior valor do índice como fator de normalização (m);

Em função de agora avaliar a união de dois índices, houve necessidade de incluir mais um aspecto a considerar na análise: o número de contingências a analisar (nca), pois ao unir-se duas listas ordenadas pelos índices, o número total de contingências da lista final pode ser maior que a lista de contingências considerada para um só índice, ou seja, o número de contingências a analisar (nca) pode ser maior que o valor de contingências que deseja-se capturar da lista referencial (n). Vale salientar neste caso que nca , na maioria dos casos, é menor que a soma do número de contingências selecionadas de cada índice (p). Por exemplo: definimos $n=10$ (desejamos capturar as 10 primeiras contingências, ou seja as 10 mais severas, da lista referencial) e $p=10$ (a lista de contingências selecionadas de cada índice conterá também 10 contingências). Ao realizar a união destas listas, caso o número de índices seja 2 ($i=2$), teremos um número total de contingências a analisar, na maioria dos casos, menor que 20 ($nca \leq i.p$). Na tabela 6.4 são apresentados os resultados da TC e do número de contingências a analisar para as redes de 14 e 24 barras e para os fatores de normalização citados anteriormente.

Busca-se um melhor fator de normalização associado à melhor união de índices. Em função dos resultados obtidos podemos concluir que o melhor fator de normalização é o m (maior valor do índice) e que a melhor união é entre os índices 3 e 4 ou entre os índices 1 e 4. No entanto, os índices 3 e 4 apresentam metodologia de cálculo bastante semelhante. A união entre os índices 1 e 4, pelo fato de apresentarem metodologia de cálculo significativamente diferente, traz benefícios no que se refere a abrangência da captura, pois contingências que não são capturadas pelo método de cálculo do índice 1 podem ser

capturadas pelo método de cálculo do índice 4 e vice-versa. Com metodologias de cálculo semelhantes, como é o caso dos índices 3 e 4, esta abrangência ficaria prejudicada.

Tabela 6.4: Taxas de Captura das possíveis uniões entre os 4 índices

Rede	Fator	Ind 1 $\cup$ Ind 3		Ind 3 $\cup$ Ind 4		Ind 1 $\cup$ Ind 4		Ind 2 $\cup$ Ind 4		Ind 1 $\cup$ Ind 2		Ind 2 $\cup$ Ind 3	
		Eficácia	nca	Eficácia	nca	Eficácia	nca	Eficácia	nca	Eficácia	nca	Eficácia	nca
14 barras ($n=5, p=5$)	<i>f</i>	60	5	60	5	40	5	40	5	40	5	40	4
	<i>t</i>	60	5	40	4	40	5	40	5	40	5	40	4
	<i>m</i>	40	5	60	5	60	5	60	5	40	5	40	5
24 barras ($n=7, p=7$)	<i>f</i>	57	6	43	7	43	7	43	7	57	6	29	4
	<i>t</i>	43	6	57	6	57	7	57	6	43	6	29	4
	<i>m</i>	43	3	57	7	57	7	43	6	43	6	43	7

A avaliação da eficácia das relações de potência 1 a 2 (correspondentes aos índices 7 e 8 respectivamente) como ponderação dos índices 1 e 4 isoladamente e da união entre os mesmos também foi realizada. Os cálculos foram realizados com carregamento da rede próximo ao máximo suportado. Os resultados da utilização de fatores de ponderação associados a cada índice constam da tabela 6.5.

Tabela 6.5: TC dos índices 1 e 4 ponderados pelas relações de potência 1 e 2

Rede	Índice 1		Índice 4	
	Ponderação		Ponderação	
	Relação 1	Relação 2	Relação 1	Relação 2
14 barras ($n=5, p=5$)	80	100	60	60
24 barras ($n=7, p=7$)	71	71	71	71
30 barras ($n=7, p=7$)	87	87	50	50
57 barras ($n=15, p=15$)	80	73	13	13

A eficácia do índice 1 ponderado pela relação 2 é, em geral, a melhor. Vale ressaltar que há uma performance melhor do índice 1 em relação ao índice 4 independentemente da ponderação utilizada.

Após a pré-seleção dos índices 1 e 4, algumas combinações entre estes índices isoladamente com fatores de ponderação e da união com fatores de ponderação foram avaliadas. Os resultados estão apresentados na tabela 6.6. Nas linhas da tabela temos as redes testadas. Nas colunas constam algumas das diversas combinações testadas entre Índices, Fatores de Ponderação e união entre índices. Os valores contidos nas células correspondem à TC, em percentual, para cada uma destas combinações.

Analisando a tabela 6.6 nota-se que o índice 4 com fator de ponderação 2 apresenta o melhor resultado considerando um PI associado a um FP. Para a rede de 14 barras todas as combinações resultam em taxa de captura de 100%. Para as redes de 24 e 57 barras o índice 1 ponderado pelo FP2 unido com índice 4 ponderado pelo FP1 apresentam taxa de captura de 100%. Também para as redes de 24 e 57 barras o índice 1 ponderado pelo FP2 unido com índice 4 ponderado pelo FP2 apresentam taxa de captura de 100%. Para a rede

de 30 barras todas as combinações apresentam 100% de taxa de captura. Os melhores resultados, no entanto, obtêm-se unindo o índice 1 ponderado por FP2 com o índice 4 ponderado também pelo FP2 e que são iguais ao índice 1 ponderado por FP2 com o índice 4 ponderado também pelo FP1, conforme está em destaque na tabela 6.6 os quais

Tabela 6.6: TC dos PIs, FPs e uniões testadas

Rede	Ind. 1 FP 1		Ind. 1 FP 2		Ind. 4 FP 1		Ind. 4 FP 2		Ind. 1 FP1 ∪ Ind. 4 FP1		Ind. 1 FP1 ∪ Ind. 4 FP2		Ind. 1 FP2 ∪ Ind. 4 FP1		Ind. 1 FP2 ∪ Ind. 4 FP2	
	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca
14 barras (n=5, p=10)	100	10	100	10	80	10	100	10	100	7	100	7	100	8	100	8
24 barras (n=7, p=10)	57	10	71	10	71	10	86	10	86	11	86	12	100	11	100	11
30 barras (n=7, p=10)	86	10	86	10	86	10	86	10	100	13	100	13	100	12	100	12
57 barras (n=15, p=20)	40	20	100	20	20	20	27	20	50	30	50	31	100	34	100	34

Foram avaliadas ainda algumas uniões de índices ponderados pelos fatores de ponderação 1 e 2 com listas ordenadas pelas próprias relações de potência, ou seja tomando uma relação de potência como um índice de performance propriamente dito. Novamente os índices avaliados foram o 1 e 4 as relações de potência 1 e 2. Os resultados destas uniões constam da tabela 6.7.

Tabela 6.7: TC das uniões de índices ponderados com relações de potência como PIs

Rede	Ind.1 FP 1 ∪ Rel. 1		Ind.1 FP 1 ∪ Rel. 2		Ind.4 FP 1 ∪ Rel. 1		Ind.4 FP 1 ∪ Rel. 2	
	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca
14 barras (n=5, p=8)	100	10	100	12	80	9	100	13
24 barras (n=7, p=11)	86	16	86	15	100	17	100	17
30 barras (n=7, p=11)	100	14	100	16	100	16	100	15
57 barras (n=8, p=17)	75	23	88	25	88	29	88	29

Nota-se desta forma que a união entre dois índices traz ganhos significativos em relação à utilização de um índice de forma isolada. Este fato é uma tendência geral se compararmos a tabela 6.7 com a tabela 6.6 e pode ser corroborado pela TC referente à rede de 57 barras. O melhor resultado para todas as redes testadas foi o índice 4 ponderado pelo fator de ponderação 2 unido à relação de potência 2 como índice propriamente dito. Intensificamos a pesquisa para esta relação aumentando o número de uniões para 3 com o objetivo de identificar se este aumento mostra-se como uma tendência favorável na melhoria da eficácia do método. Na tabela 6.8, são mostrados os resultados, para a rede de 57 barras, da união de 3 índices.

Pode-se notar a melhor eficácia do índice 1 ponderado pelo fator 2 unido às duas relações de potência. Para este caso foram também realizados testes para $n=10$ e $n=15$, comprovando a eficácia desta união. Um fato importante é que o número de contingências a analisar não sofre um aumento linear em relação ao aumento do número n , característica esperada quando fazemos a união de índices e que será explorada e explanada em seções a frente neste trabalho.

Tabela 6.8: Taxa de Captura das uniões de 3 índices

Rede	Ind.1 FP 1 $\cup$ Rel. 1 $\cup$ Rel. 2		Ind.1 FP 2 $\cup$ Rel. 1 $\cup$ Rel. 2		Ind.4 FP 1 $\cup$ Rel. 1 $\cup$ Rel. 2		Ind.4 FP 2 $\cup$ Rel. 1 $\cup$ Rel. 2	
	TC	nca	TC	nca	TC	nca	TC	nca
57 barras ($n=8, p=8$)	75	14	100	14	75	18	88	19
57 barras ($n=10, p=10$)	-	-	90	16	-	-	-	-
57 barras ($n=15, p=15$)	-	-	83	23	-	-	-	-

Pode-se também observar a melhor eficácia do índice 1 ponderado pelo fator 2 unido às duas relações de potência. Para este caso foram também realizados testes para $n=10$ e $n=15$, comprovando a eficácia desta união. Um fato importante é que o número de contingências a analisar (nca) sofre um aumento menor que o do número n , característica esperada quando fazemos a união de índices e que será explorada e explanada em seções a frente neste trabalho.

Com o objetivo de verificar a robustez do método detectamos a necessidade de comparar o método de Fluxo de Carga até então utilizado chamado aqui de FCN1 (utilização de 1 ou no máximo duas iterações para cálculo dos índices) com o Fluxo de Carga normal até a convergência (FCN). Incluímos na rede de 300 barras as contingências que causam divergência no FC. Nesta fase não foram incluídas as contingências que causam ilhamento ou as que causam ilhamento e divergência simultaneamente. Iniciamos com $n=30$ pelo fato de existirem 27 contingências que causam divergência no FC, pois para o caso da não convergência o cálculo do índice estaria sendo realizado sobre valores das variáveis de estado para pontos fora do espaço de parâmetros factíveis. Adotamos $p=n$ para todos estes testes (figuras 6.1 a 6.18). Para resolver este problema, no caso dos testes utilizando FCN para as contingências que causam divergência no FC foi atribuído valor de índice igual a zero o que leva automaticamente as contingências que divergem para o topo da lista de seleção de contingências obtida através dos índices de performance. Este procedimento é bastante razoável, pois contingências que causam divergência no FC certamente são contingências mais severas do que aquelas que possuem até mesmo margens de estabilidade próximas de zero. Foi também utilizada a união de 4 índices para a realização dos testes: índice 1 com fator de ponderação 1, índice 1 com fator de ponderação 2, relação de potência 1 e relação de potência 2. Os resultados estão apresentados nas figuras 6.1 e 6.2.

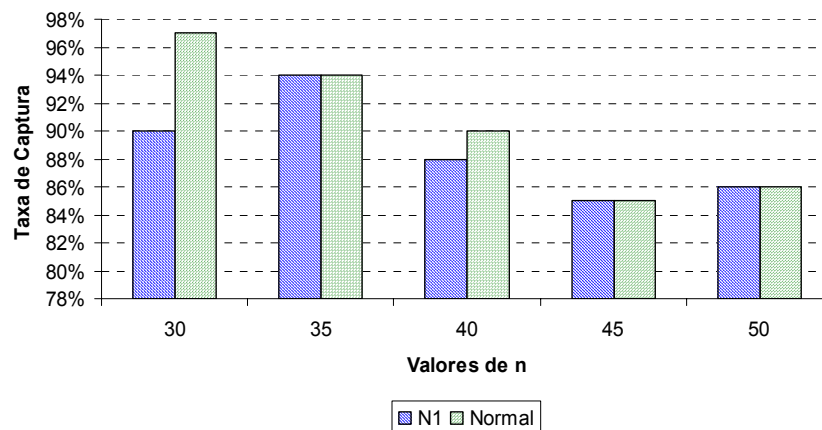


Figura 6.1: Comparação da TC entre o cálculo dos índices utilizando FCN1 e FCN

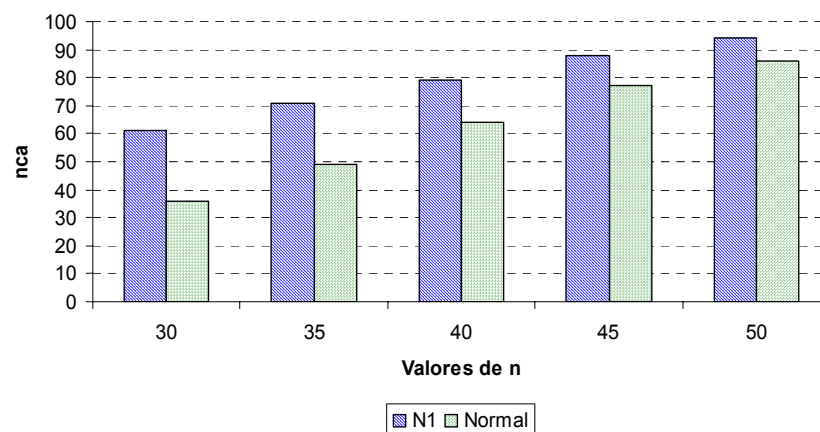


Figura 6.2: Comparação do nca entre o cálculo dos índices utilizando FCN1 e FCN

Para todos os valores de n testados (30, 35, 40, 45 e 50) a taxa de captura para o FCN ficou maior ou igual ao FCN1. O número de contingências a analisar permaneceu invariavelmente menor para o FCN. Nota-se desta forma uma clara vantagem em utilizar o FCN ao FCN1 tanto no que se refere à taxa de captura quanto ao número e contingências a analisar. A vantagem em utilizar o FCN1 é que este claramente é mais rápido que o FCN o que traria ganho de tempo. No entanto em função do avanço tecnológico dos processadores atualmente utilizados em computadores, a diferença, em tempo absoluto entre a utilização do FCN e FCN1 é pequena. Em função do exposto a partir de então vamos utilizar o FCN para o prosseguimento do trabalho de pesquisa.

Uma constatação esperada e de destaque é que o número de contingências a analisar não sofre significativo aumento com o aumento do número de índices unidos. Pode-se confirmar tal fato notando o valor de *nca* para a união de 2 índices, rede de 57 barras com $n=15$ e comparando-o ao valor de *nca* para a união de 3 índices, mesma rede e mesmo valor de n (tabelas 6.7 e 6.8). O aumento de *nca* foi de apenas 1 unidade. Com esta tendência em evidência fizemos testes com o objetivo de averiguar qual o impacto que o aumento no número de uniões, assim como as diferentes combinações de uniões, trariam nas taxas de captura e no número de contingências a analisar. Utilizamos a rede de 300 barras com o objetivo de confirmar a robustez do método. Foram também realizados testes com o fator de ponderação 3 que é a máxima variação das magnitudes das tensões nodais ocorrida entre o estado pré-contingência (caso base) e o estado pós-contingência. Nas figuras 6.3 e 6.4 são apresentados os resultados destes testes.

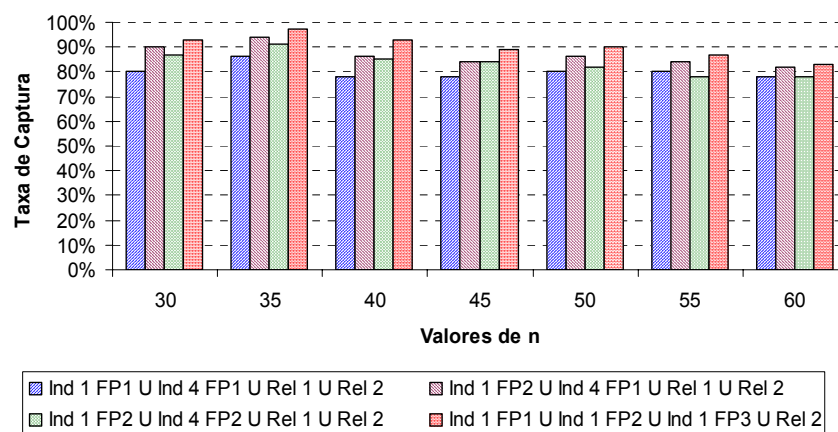


Figura 6.3: Avaliação do efeito das combinações de uniões de índice na TC

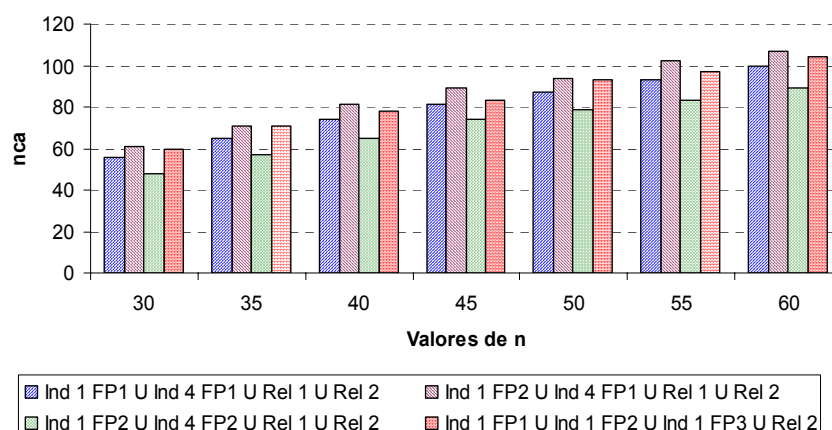


Figura 6.4: Avaliação de combinações de uniões de índice no *nca*

Notamos que união do índice 1 FP2, índice 1 FP2, índice 1 FP3 e relação de potência 2 tem uma tendência invariável em apresentar a melhor taxa de captura para todos os valores de n . Em relação ao nca notamos que esta união mostra-se em alguns casos acima do nca de outras uniões e em outros casos (outros valores de n) abaixo. O ganho, mesmo que percentualmente pequeno, na taxa de captura compensa o aumento no nca para alguns casos de n , uma vez que o esforço para calcular mais algumas contingências é recompensado pela maior abrangência da taxa de captura, que é o foco principal da metodologia.

Foram também realizadas avaliações considerando a união dos índices ponderados com os índices estabelecidos pelas relações de potência. Na análise foram incluídas as contingências que provocam divergência no cálculo do fluxo de potência. Os testes incluem a comparação entre o FC utilizando o método de Newton até a convergência (FCN) e o FC-Newton com o multiplicador ótimo de passo (LFSSO). Em seção mais adiante neste trabalho descrevemos em detalhes a implementação do multiplicador ótimo de passo (SSO) mas em linhas gerais seu objetivo é proporcionar uma convergência do FC em um menor número de iterações e identificação rápida da não convergência também em um número pequeno de iterações.

Algumas combinações de união não foram apresentadas por que não contribuem, ou contribuem de forma não significativa, para a melhoria na taxa de captura. As combinações de união com melhores resultados foram: para a união de 4 índices, índice 1 com FP2, índice 4 com FP2 e relações de potência 1 e 2; para a união de 5 índices, índice 1 com FP1, índice 1 com FP2, índice 1 com FP3 e relações de potência 1 e 2; para a união de 8 índices, índice 1 com FP1, índice 1 com FP2, índice 1 com FP3, índice 4 com FP1, índice 4 com FP2, índice 4 com FP3 e relações de potência 1 e 2. Foi analisada a comparação FCN x LFSSO para a rede de 300 barras pois esta é, dentre as redes utilizadas neste trabalho, a que apresenta um número representativo de contingências que não convergem no cálculo do fluxo de potência. O FCN leva em torno de 10 % mais tempo para processar a referida rede que o LFSSO. Na figura 6.5 pode-se observar os resultados das combinações realizadas.

De forma geral nota-se uma melhora na taxa de captura quando passamos da união de 4 índices para a união de 5 índices principalmente para valores maiores de n . Para os valores de n selecionados não há melhora na taxa de captura quando comparamos a união de 5 índices com a união de 8 índices. Não houve alteração na taxa de captura considerando a comparação entre o FCN e o LFSSO.

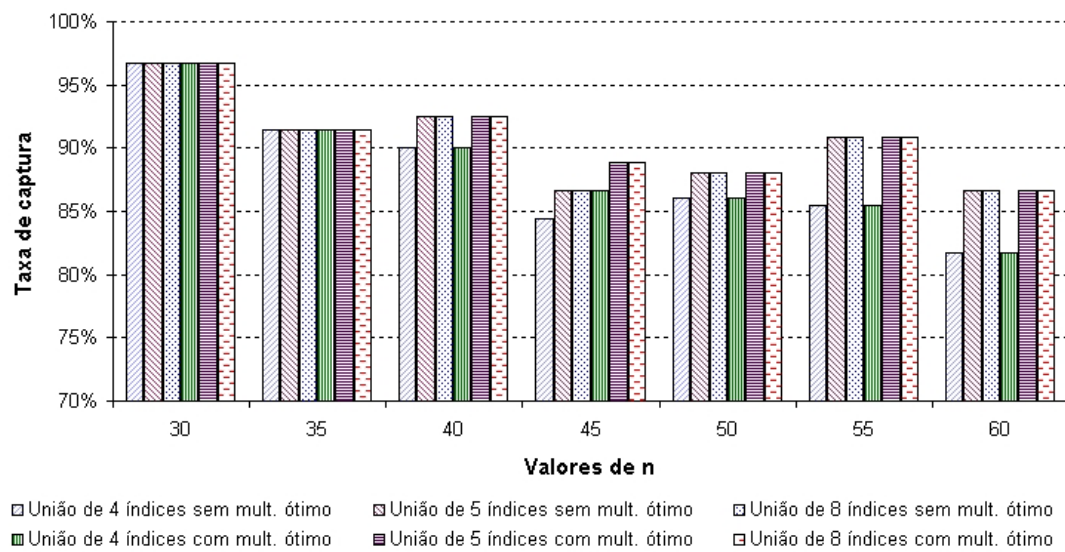


Figura 6.5: TC das combinações de uniões de 4, 5 e 8 índices com e sem SSO

Em relação ao número de contingências a analisar verificamos, de forma geral, como pode ser comprovado na figura 6.6, um maior *nca* se compararmos a união de 5 e 4 índices. O mesmo acontece em relação à união de 8 e 5 índices. Não verificamos diferenças, no que se refere ao *nca*, entre o FCN e o LFSSO.

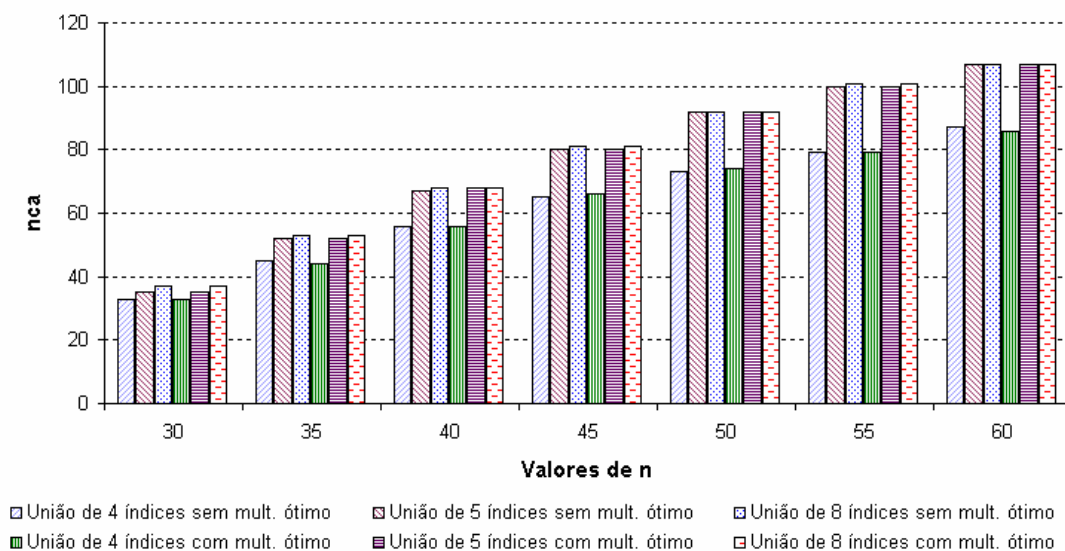


Figura 6.6: *nca* das combinações de uniões de 4, 5 e 8 índices com e sem SSO

Podemos assim concluir que a utilização do multiplicador ótimo de passo traz ganho em relação à performance do FC tornando-o mais rápido e, o que é mais importante,

possibilita de forma rápida e segura a identificação das contingências que provocam divergência no FC.

Nas figuras a seguir 6.7 a 6.16 constam os resultados dos testes da união dos 4 índices comparando-o à união de 5 e 8 índices. Estas uniões são compostas dos mesmos índices utilizados para os testes com a rede de 300 barras.

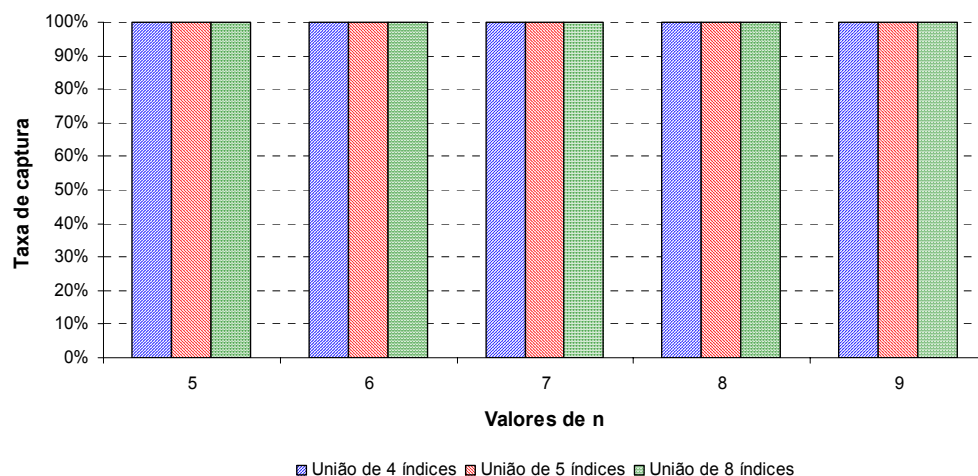


Figura 6.7: TC para a rede de 14 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

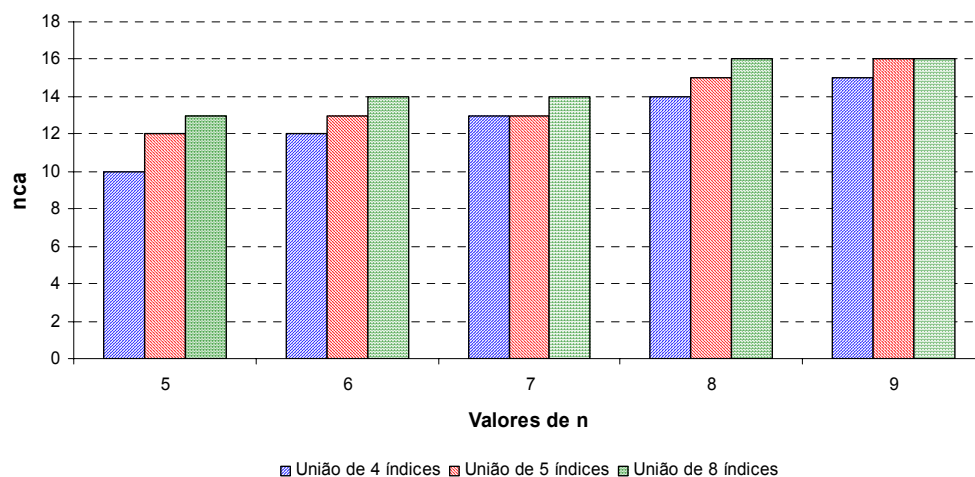


Figura 6.8: nca para a rede de 14 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

A TC para rede de 14 barras permanece em 100 % para qualquer das três uniões, no entanto há um aumento do *nca* com o incremento do número de índices utilizados na união.

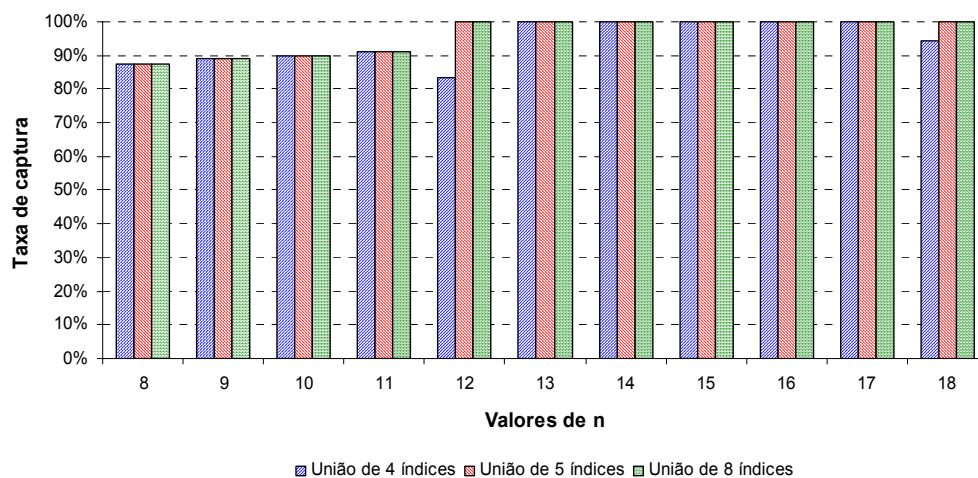


Figura 6.9: TC para a rede de 24 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

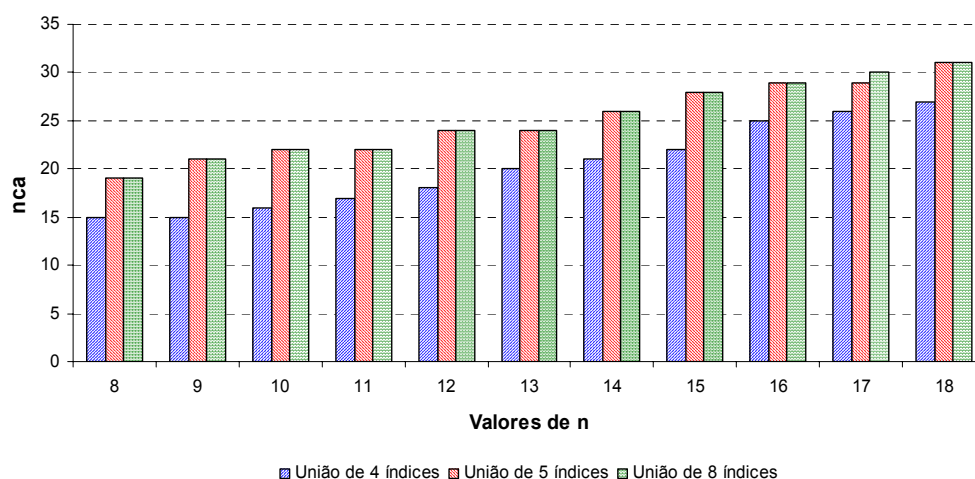


Figura 6.10: *nca* para a rede de 24 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

No caso da rede de 24 barras temos valores, em geral, iguais de TC para as uniões de 4, 5 ou 8 índices, apenas com vantagem para 5 ou 8 índices para $n=18$. Em relação ao *nca*, a união de 5 e 8 índices apresenta-se com valor igual e superior ao *nca* para união de 4 índices, exceto para o caso de $n=18$ onde a união de 8 índices tem *nca* maior que a união de 5 índices.

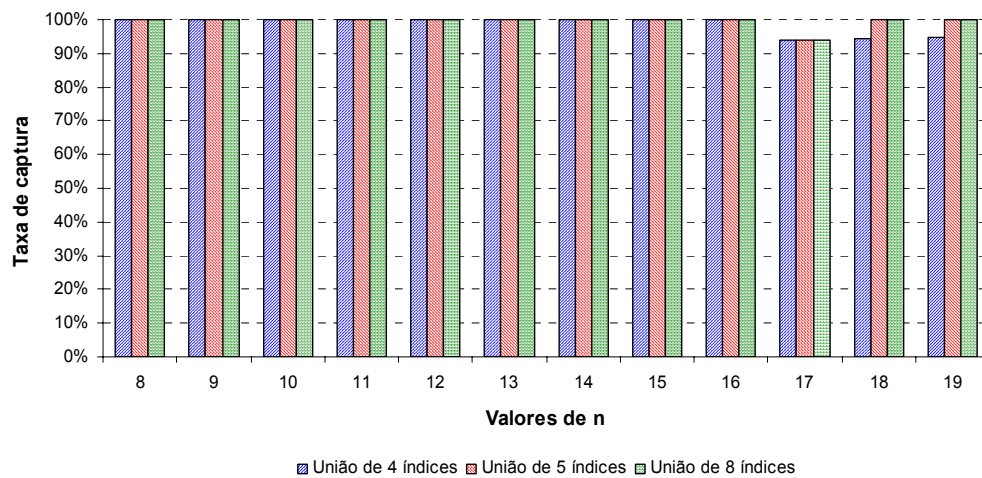


Figura 6.11: TC para a rede de 30 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

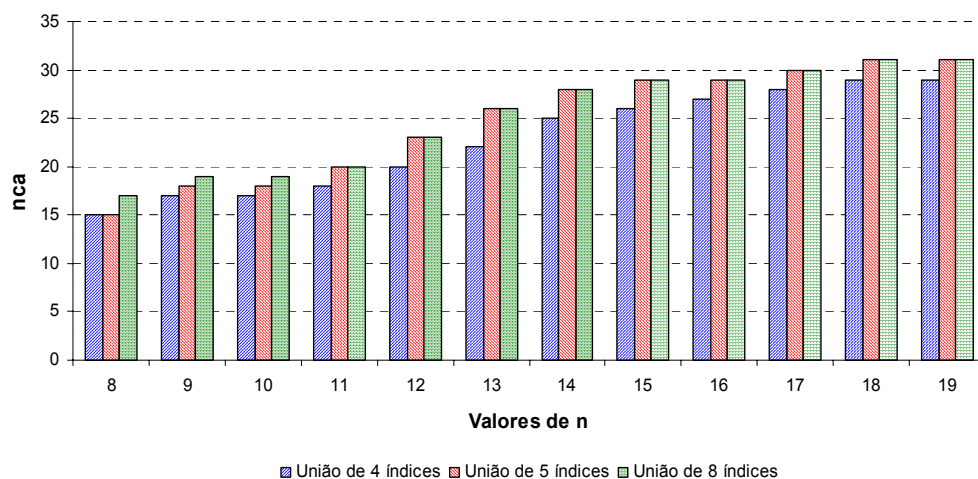


Figura 6.12: *nca* para a rede de 30 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

Para a rede de 30 barras a TC apresenta-se igual a 100% para a maioria dos valores de n e para todas as uniões testadas exceto para $n=18$ e $n=19$ onde a união de 5 e 8 índices mostra-se mais eficaz, sendo que para $n=17$ a TC encontra-se em aproximadamente 94 %. O *nca* da união de 5 e 8 índices apresentam-se, em geral, iguais ou superiores à união de 4 índices. Exceção neste caso se faz para $n=9$ e $n=10$ onde a TC da união de 8 índices é superior à TC da união de 5 índices.

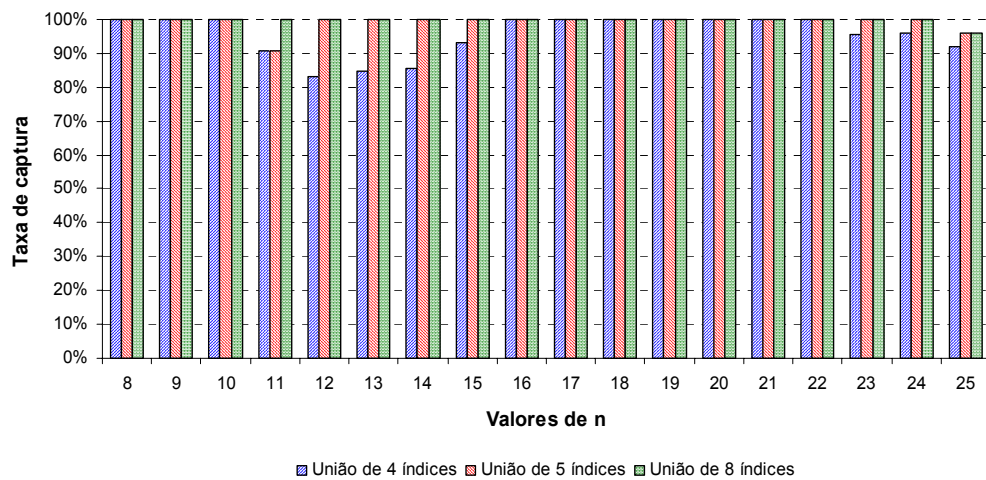


Figura 6.13: TC para a rede de 57 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

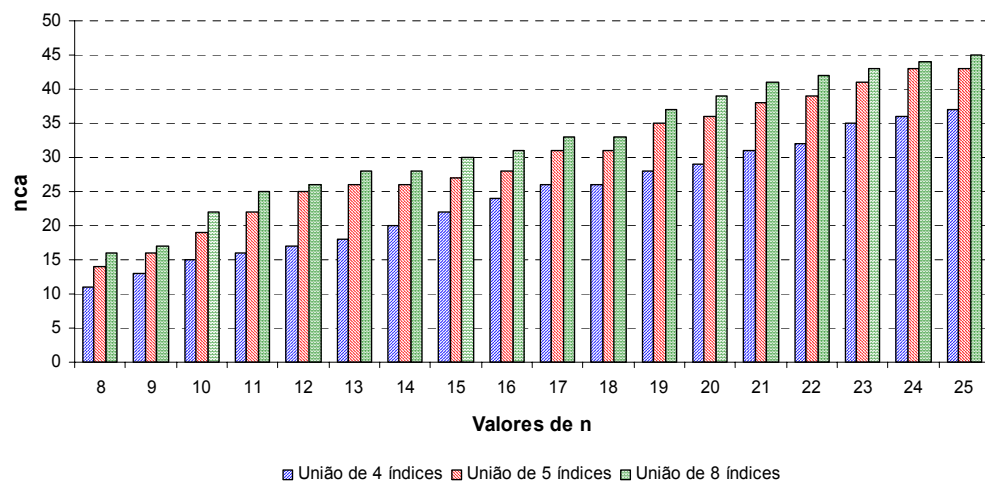


Figura 6.14: *nca* para a rede de 57 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

Para a rede de 57 barras obtivemos uma $TC = 100\%$ para praticamente todos os valores de n considerando a união de 5 e 8 índices. Neste caso a união de 4 índices apresenta TC inferior a 100% para um número significativamente maior de casos. Não há portanto ganho na união de 8 índices em relação à união de 5 índices. Em relação ao *nca* a união de 8 e 5 índices apresenta valores maiores que a união de 4 índices mas com pouca diferença relativa entre si.

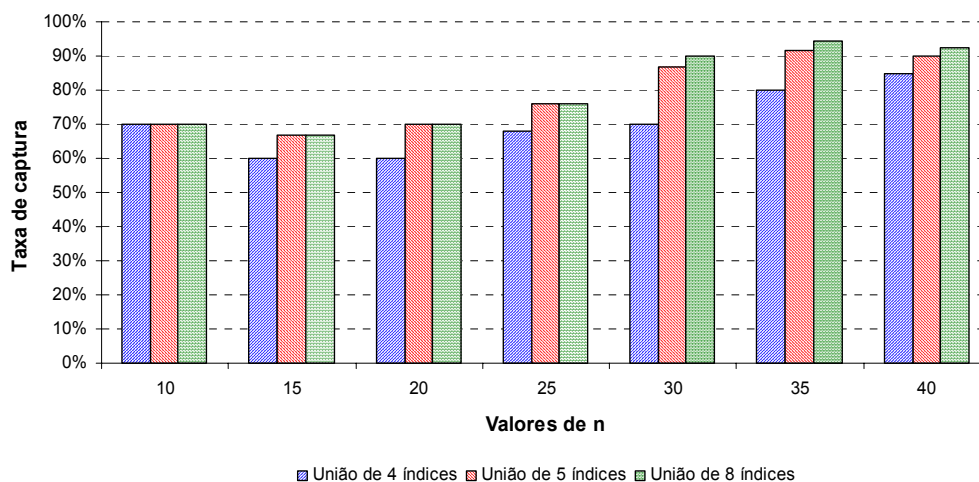


Figura 6.15: TC para a rede de 118 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

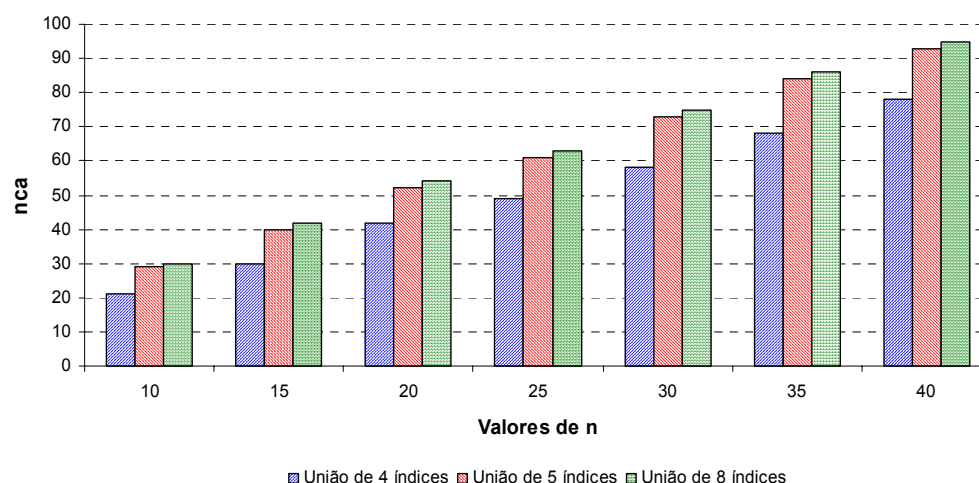


Figura 6.16: nca para a rede de 118 barras considerando uniões de 4, 5 e 8 índices

Verificamos que a TC para o caso da rede de 118 barras, de forma geral, apresenta-se maior para as uniões de 5 e 8 índices que a união de 4 índices. Em alguns casos, para valores de n iguais a 30, 35 e 40, a união de 8 índices mostra pequena vantagem em relação à união de 5 índices. A TC apresenta-se crescente com o número de uniões para todos os valores de n testados. De forma análoga à rede de 57 barras, em relação ao nca a união de 8 e 5 índices apresenta valores maiores que a união de 4 índices mas com pouca diferença relativa entre si.

A princípio com o aumento significativo da eficiência para a união de 5 índices em relação à união de 4 índices, pensou-se que aumentando-se ainda mais o número de uniões obter-se-ia uma eficiência maior. Como pode ser mostrado este fato não se confirmou. Na verdade a taxa de captura mostra-se praticamente invariável ou com pequenas variações relativas quando aumentamos o número de índices presentes na união de 5 para 8, mesmo considerando que foram utilizados combinações diferentes entre índices e fatores de ponderação. A união de 5 índices sendo eles: índice 1 com FP1, índice 1 com FP2, índice 1 com FP3, índice 7 e índice 8 (relações de potência 1 e 2 respectivamente), mostrou ser a mais eficaz e será a adotada daqui em diante neste trabalho.

Com o objetivo de confirmar a robustez do método e também corroborar os resultados discutidos acima, as avaliações de uniões 4, 5 e 8 índices também foi realizada para a rede de 1081 barras a qual trata-se de uma parte do Sistema Interligado Nacional Brasileiro.

Na figura 6.17 são apresentados os ganhos, em percentual, na eficiência da união de 5 índices em relação à união de 4 índices e da união de 8 índices em relação à união de 5 índices. Na figura 6.18 são mostrados os aumentos, em percentual, do número de contingências a analisar da união de 5 índices em relação à união de 4 índices e da união de 8 índices em relação à união de 5 índices.

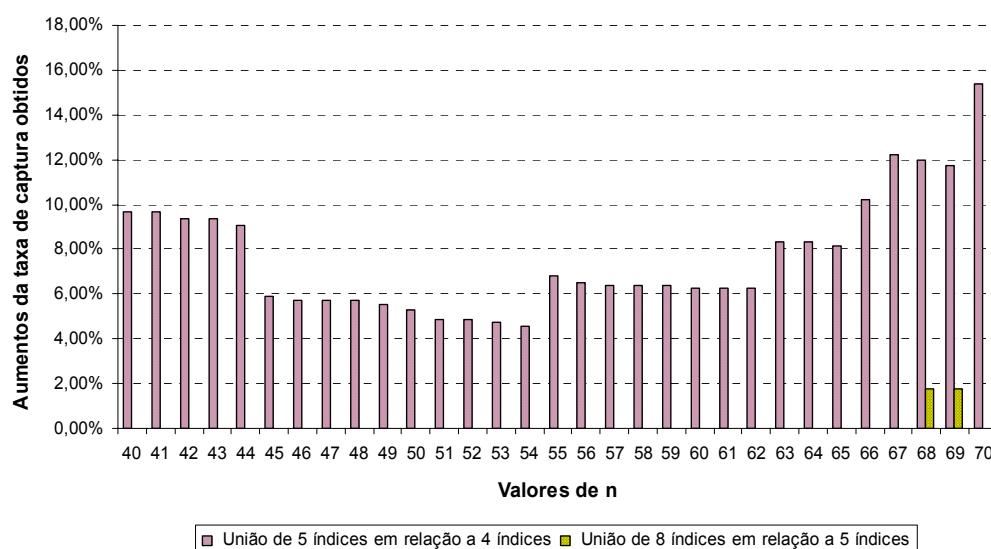


Figura 6.17: Percentuais de aumento da TC em função de valores de n

A união de 4 índices é constituída pelos seguintes índices: índice 1 com FP2, índice 4 com FP2, índice 7 e índice 8. A união de 5 índices é constituída pelos seguintes índices: índice 1 com FP1, índice 1 com FP2, índice 1 com FP3, índice 7 e índice 8. A união de 8 índices é constituída pelos seguintes índices: índice 1 com FP1, índice 1 com FP2, índice 1 com FP3, índice 4 com FP1, índice 4 com FP2, índice 4 com FP3, índice 7 e índice 8.

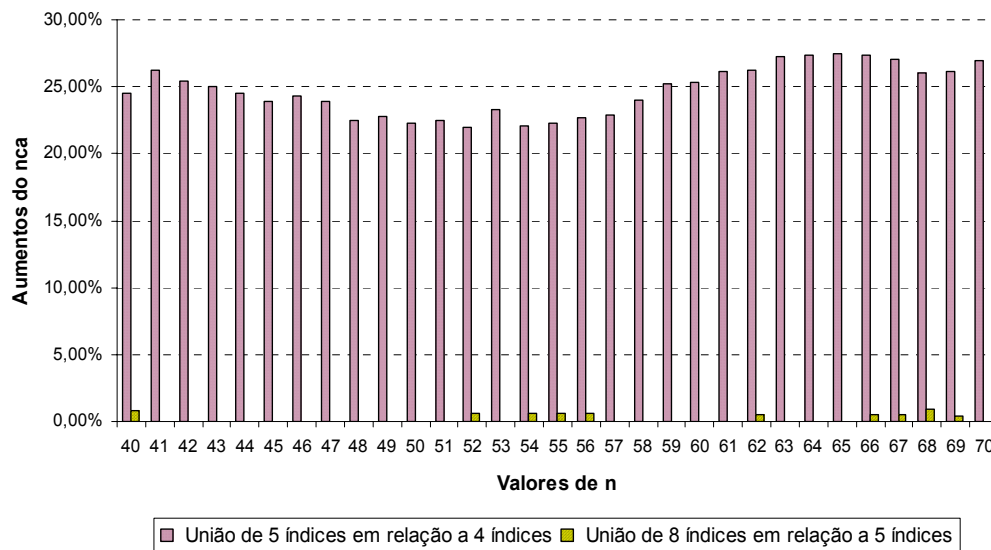


Figura 6.18: Percentuais de aumento do *nca* em função de valores de *n*

Com os testes realizados com a rede de 1081 barras nota-se que a união dos 5 índices apresenta um ganho significativo na TC, objetivo fundamental do método, em relação da união de 4 índices apesar do aumento do *nca* conforme pode ser visto na figura 6.18. Já a união de 8 índices não apresenta ganho significativo em relação à união de 5 índices.

Conclui-se desta forma que a combinação que melhores resultados apresentou foi a união dos 5 índices a qual será utilizada na obtenção de resultados analisando algumas redes padrão do IEEE e uma rede real. Na formulação de cada um dos 5 índices são utilizados fatores de ponderação e variáveis diferentes que possibilitam a abrangência de algumas não linearidades presentes no processo de submeter a rede a uma contingência. A união dos 5 índices permite que se faça a agregação destas características em uma única lista ordenada por severidade, o que leva ao final a um resultado satisfatório tanto no que se refere à taxa de captura quanto ao número de contingências a analisar.

6.2. Resultados da técnica de redução do carregamento

Utilizando esta técnica, descrita em 5.4.3.3, obteve-se o resultado apresentado na figura 6.19, para a rede de 300 barras, onde o número de contingências que não convergem é relativamente elevado. Nota-se uma taxa de captura de 100% a partir da 18ª contingência o que representa um ganho significativo em relação aos métodos anteriores onde tínhamos apenas a informação de que havia 42 contingências que não levavam a convergência no FC. Cabe salientar que esta metodologia apresenta ganhos expressivos para redes onde o número de contingências que provocam divergência no FC é elevado. É necessário o cálculo de dois FC para as contingências que não convergem, entretanto cabe salientar que os sistemas reais, de grande porte e atuais, apresentam um pequeno número de

contingências que não convergem. Um exemplo disto é o sistema de 1081 barras, neste trabalho utilizado, o qual tem apenas 5 contingências que não convergem.

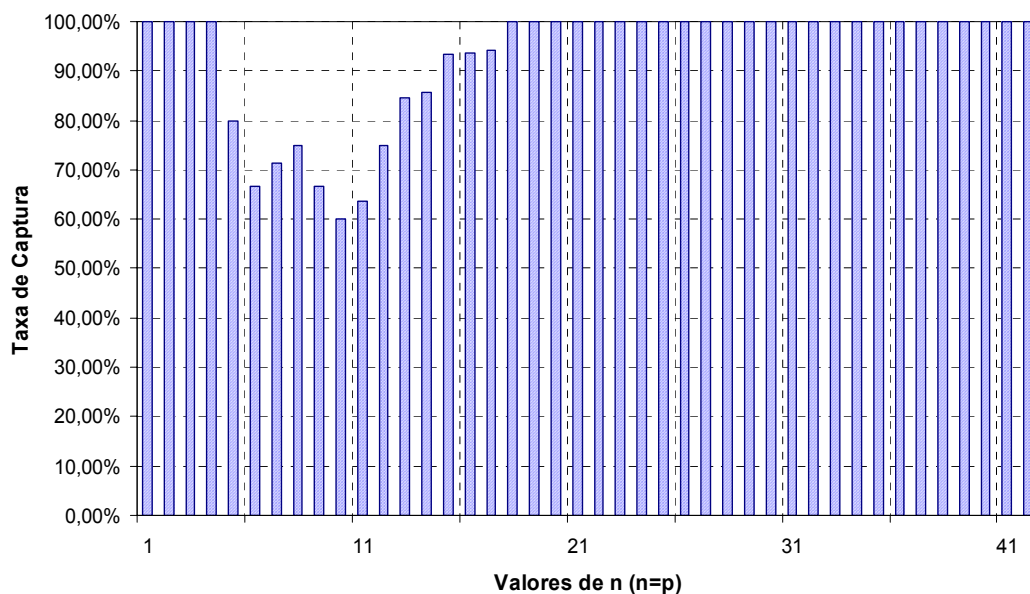


Figura 6.19: TC para as 42 contingências que não convergem da rede 300 barras

6.3. Avaliação dos resultados

Com o objetivo de avaliar os resultados obtidos pelo método proposto e também comprovar a eficácia do mesmo lançou-se mão de um procedimento que permitisse avaliar a precisão do método, ou seja, qual o grau de acerto das posições das contingências da lista final obtida com a união dos 5 PI em relação à uma lista referencial também ordenada por grau de severidade das contingências, lista esta obtida por um método cuja precisão seja indiscutível. O procedimento consiste dos passos descritos a seguir:

- 1) Obter a margem de estabilidade pós-contingência para todas as contingências possíveis da rede em questão através de algum método, como por exemplo, o proposto em [30]. Outro método que pode ser utilizado, e o foi efetivamente neste trabalho, é simular a contingência e realizar sucessivos aumentos graduais de carga executando, para cada um destes aumentos, um fluxo de carga e verificando a sua convergência. Estes processos demandam muito tempo se comparados com os métodos de ordenação [31, 32] descritos anteriormente mas são úteis para análise em tempo de planejamento ou projeto e foram usados como referência neste trabalho. Ao final têm-se as contingências ordenadas por grau de severidade formando o que foi chamado de lista N.
- 2) Definir o número de contingências severas que se deseja capturar (n) e o número de contingências da lista P que serão consideradas (p).

- 3) Obter a denominada lista P, que corresponde à união de cinco listas (cinco PI), resultado do processo descrito no método de classificação tomando as p posições de cada lista.
- 4) Verificar quantas das n contingências da lista N estão presentes dentre as p contingências da lista P. A este número dá-se o nome (k).
- 5) Calcular a Taxa de Captura (TC) a qual é obtida realizando-se o seguinte cálculo:
 $TC = (k/n) \cdot 100\%$.

O número de contingências potencialmente severas do ponto de vista da estabilidade de tensão e que serão candidatas a uma análise mais detalhada será sempre maior ou igual p mas também sempre menor ou igual a $5p$. Isto em função das 5 listas conterem contingências em comum, como normalmente era de se esperar. Nota-se que este comportamento é desejável, pois ao final, teremos um número de contingências a analisar bem menor que $5p$ e via de regra menor que o número de ramos total da rede para números realistas de n . Vale salientar que esta redução do número de contingências a analisar com a utilização dos métodos de seleção de contingências é uma característica presente na maior parte das outras metodologias utilizadas e que é fator de motivação para a continuidade de pesquisas nesta área. Na figura 6.20 é apresentado o fluxograma que resume o processo descrito.

Na figura 6.20 é apresentado o fluxograma que resume o processo para avaliação dos resultados.

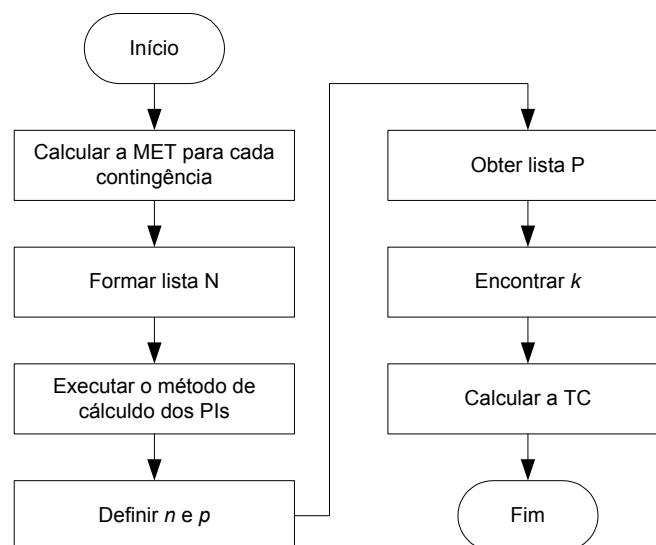


Figura 6.20: Fluxograma do processo de avaliação dos resultados

6.3.1. Considerações sobre os valores de n e p

Um aspecto de destaque é no que se refere ao valor a ser adotado para n e p . Qual valor adotar para n ? Por si só este já um problema de difícil solução, pois as redes são completamente diferentes se considerarmos somente o aspecto de quantas contingências severas estas podem apresentar. Isto sem ainda entrar no mérito do que se considera uma contingência severa. Supondo este problema solucionado ainda resta o valor de p . A princípio pensamos em adotar $p = n$. Os resultados foram satisfatórios para este critério, mas há a possibilidade de tomar $p > n$, o que melhora ainda mais a taxa de captura, sob pena de aumentar o número de contingências a analisar. Para tentar equacionar e resolver o problema, assumimos um ponto de vista mais pragmático contando com nossa experiência na operação do sistema Sudeste da área de atuação de Furnas Centrais Elétricas S.A. Em sistemas de potência de grande porte, como é o caso dos existentes atualmente na grande maioria dos países, sejam eles desenvolvidos ou em desenvolvimento, o número de ramos é extremamente elevado. Torna-se inviável análise detalhada e a tomada de ações preventivas com o objetivo de manter o nível de segurança dentro de limites aceitáveis para um grande número de contingências severas, quiçá para duas ou três delas. A análise detalhada por si só demanda algum dispêndio de tempo, mas os maiores problemas são a tomada das ações preventivas e os recursos disponíveis para tomada destas ações. Ainda sob a óptica pragmática, em tempo real não há tempo disponível para providências preventivas considerando muitas contingências. As ações devem ser focadas em um conjunto pequeno de contingências sob pena de perder-se a oportunidade de prevenir a instabilidade e o possível colapso sequer para este pequeno conjunto. Há ainda outros fatores a considerar. Atualmente os sistemas vêm operando muito próximos de seu limite de estabilidade, como já foi discutido anteriormente. Este fato muitas vezes impossibilita a alocação de recursos tais como reserva de potência reativa em máquinas síncronas, bancos de capacitores desligados e margem de atuação para os FACTS. O problema se agrava em situações críticas tais como em carga pesada ou em períodos de níveis elevados de temperatura ambiente principalmente na região Sudeste do Brasil. Outro fator influente é o regime de chuvas nas regiões Sul e Sudeste. No ano de 2005-2006 tivemos uma seca prolongada na região Sul. O intercâmbio Sudeste-Sul foi mantido elevado para possibilitar a manutenção dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas do Sul em valores seguros. Para tal foi necessário diminuir o recebimento pelo Sudeste, da energia produzida na usina de Itaipu, o que implicou em aumentar a geração das usinas hidrelétricas do Sudeste localizadas nos rios Paraíba e Tietê. Isto provocou uma relativa elevação no carregamento da rede de transmissão do Sudeste e conseqüentemente maior dificuldade na manutenção dos níveis de segurança desta parte do sistema o que, devido sua importância em termos de carga e topologia atinge todo o Sistema Interligado Nacional. Citamos algumas situações, mas muitos podem ser os problemas que impossibilitam a manutenção dos níveis de segurança de forma preventiva para um número muito elevado de contingências. Nestes casos as ações preventivas podem restringir-se a manter a configuração topológica da rede a mais confiável possível o que pode ser também um problema de difícil solução devido a indisponibilidade de equipamentos desligados, por exemplo para manutenção de urgência o que em sistemas de grande porte é fato comum. Para sistemas reais, de grande porte, a seleção de um pequeno grupo de contingências severas que possa ser realizada em tempo

real considerando o estado atual da rede é suficiente para atender às necessidades no que se refere à possibilidade de poder atuar preventivamente em relação a estas possíveis contingências. Desta forma, considerando os argumentos discutidos, adotar valores de n pequenos é apropriado e necessário. Isto nos permite elevar o valor de p em relação a n e assim alcançar taxas de captura na ordem dos 100% de forma praticamente invariável. Nestes casos o valor do número de contingências a analisar (nca) eleva-se em relação ao critério $p = n$. No entanto como n é pequeno, p , apesar de maior que n , será pequeno e conseqüentemente nca também. Vale ressaltar que estes critérios são adotados tomando como premissa uma rede de proporções reais e as dificuldades apresentadas em adotar medidas para uma faixa muito grande de contingências severas.

A título de referência, os resultados para faixas maiores de n , para todas as redes avaliadas, constam do apêndice E.

6.3.2. Rede de 14 barras

Será realizada a análise detalhada para o caso da rede padrão do IEEE com 14 barras e 20 ramos [13] com o objetivo de apresentar todos os passos descritos incorporados na metodologia proposta. Os resultados para esta rede constam na tabela 6.9. Na primeira coluna da tabela, à esquerda, está a ordem de severidade das contingências. Na segunda coluna, a chamada lista N, com o número dos ramos, ordenada por severidade da contingência e tomada como referência padrão. Da terceira à sétima colunas estão as listas obtidas através dos Índices de Performance (listas I_n). Unindo-se as 5 listas obtidas obtemos a lista P ($I_1 \cup I_2 \cup I_3 \cup I_4 \cup I_5 = P$). Por exemplo, se a meta for capturar as 5 contingências mais severas ($n = 5$), tomamos a união das 5 primeiras posições ($p=5$) das listas I_n ($I_1^{p=5} \cup I_2^{p=5} \cup I_3^{p=5} \cup I_4^{p=5} \cup I_5^{p=5} = P^{p=5}$). Este processo resulta em uma lista P que, neste caso terá 14 contingências conforme consta na tabela 6.1. Nota-se que o número de contingências a analisar não é 25 ($n \cdot p$) pois, como já citado, há muitos casos de contingências que são comuns em mais de uma lista I_n diminuindo o número total de contingências a analisar.

A proposta é que o maior número possível de contingências a serem capturadas estejam contidas nesta lista P. Neste caso todas as cinco estão, como pode-se observar pelas células destacadas nas colunas correspondentes às listas I_n ainda na tabela 6.9. Estas células destacadas contêm todos os ramos das cinco primeiras posições da lista N, ou seja, as cinco contingências mais severas estão contidas nas listas $I_n^{p=5}$. Necessita-se analisar 14 contingências pois há algumas contingências que estão contidas nas listas $I_n^{p=5}$ mas não estão entre as cinco primeiras da lista N. Neste caso, mesmo sendo uma rede de pequenas proporções nota-se já o ganho, apesar de pequeno mas relativamente significativo, em se analisar 12 contingências ao invés de ter que se analisar todas as 20. Isto representa uma redução de 40 %. Para redes maiores a redução é ainda muito mais pronunciada, como veremos adiante.

Tabela 6.9: Listas N e dos PIs - rede de 14 barras

Ordem	Número dos ramos					
	N	PI_1	PI_2	PI_3	PI_4	PI_5
1	1	1	1	1	3	10
2	3	2	10	10	4	15
3	10	7	3	13	5	3
4	2	3	2	3	6	8
5	15	4	8	17	8	13
6	4	10	7	12	7	17
7	8	5	15	15	15	11
8	7	8	6	16	14	16
9	17	15	4	14	9	12
10	5	6	17	11	13	7
11	13	13	13	2	17	20
12	14	14	5	20	12	18
13	9	9	9	4	16	14
14	6	17	11	5	19	19
15	16	12	16	7	20	9
16	20	11	20	18	11	4
17	11	16	12	8	18	6
18	12	20	18	19	2	5
19	18	18	19	6	10	2
20	19	19	14	9	1	1

Na tabela 6.10 são apresentados resultados para outros valores de n , dos respectivos valores de k , do número de contingências a analisar para cada n e finalmente a Taxa de Captura.

Tabela 6.10: nca e TC - rede de 14 barras

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (nca)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	3	100
2	2	6	100
3	3	9	100
4	4	11	100
5	5	12	100
6	6	13	100
7	7	14	100
8	8	16	100
9	9	17	100
10	10	17	100

A TC para todos os valores de n testados apresenta-se em 100% o que significa que todas as n contingências estão presentes na união das p posições das 5 listas correspondentes aos 5 PI. Para este caso com $n=10$ têm-se um valor de $nca=17$ o que aproxima-se muito do número total de possíveis contingências nesta rede (20). Há que se considerar no entanto que dois elementos contribuem para este fato: o tamanho pequeno

desta rede e o valor relativamente elevado de n em relação ao número total de possíveis contingências da rede. Nota-se que para capturar as 5 contingências mais severas temos que analisar as 12 contingências capturadas pela união dos 5 índices o que corresponde a 60% do total de contingências possíveis nesta rede. Apesar da rede ser de pequeno porte nota-se já um ganho significativo, pois não será necessário analisar detalhadamente as 20 contingências, mas somente 60% delas, para poder identificar as 5 mais severas.

6.3.3. Rede de 24 barras

Na tabela 6.11 são apresentados resultados para alguns valores de n (com $p=n$), os respectivos valores de k , do número de contingências a analisar para cada n e finalmente a Taxa de Captura.

Tabela 6.11: nca e TC - rede de 24 barras

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (nca)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	3	100
2	2	6	100
3	3	7	100
4	4	8	100
5	5	11	100

Nota-se que para esta rede a TC com valores iguais a 100% para todos os valores de n testados. Neste caso já é possível notar o comportamento não linear de crescimento do nca em relação ao crescimento do valor de n . Para o caso de identificar as 5 contingências mais severas há que se realizar a análise detalhada das 11 contingências capturadas pela união dos 5 índices. Nota-se já para esta rede um ganho maior em relação ao número total de possíveis contingências na rede se compararmos com a rede de 14 barras. As 11 contingências representam cerca de 29% do número total de ramos desta rede que é 38.

6.3.4. Rede de 30 barras

Na tabela 6.12 são apresentados resultados para alguns valores de n (com $p=n$), os respectivos valores de k , do número de contingências a analisar para cada n e finalmente a Taxa de Captura.

Para esta rede verifica-se uma TC em 100 % para todos os valores de n testados. De forma semelhante às redes anteriormente citadas percebe-se um crescimento do nca de forma não linear. Se compararmos com a rede de 14 o valor de nca para $n=5$ é também menor em percentual. Para identificar, através de uma análise mais detalhada, quais são as 5 contingências mais severas deve-se analisar 12 das 41 possíveis para esta rede o que representa um percentual de cerca 29%. O valor em percentual está bem próximo ao valor

obtido para a rede de 24 barras uma vez que o número de ramos destas redes apresentam valores próximos e estamos realizando a comparação para os mesmos valores de n .

Tabela 6.12: nca e TC - rede de 30 barras

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (nca)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	3	100
2	2	4	100
3	3	7	100
4	4	10	100
5	5	12	100

6.3.5. Rede de 57 barras

Na tabela 6.13 são apresentados resultados para alguns valores de n (com $p=n$), os respectivos valores de k , do número de contingências a analisar para cada n e finalmente a Taxa de Captura.

Tabela 6.13: nca e TC - rede de 57 barras

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (nca)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	3	100
2	2	5	100
3	2	8	67
4	4	10	100
5	5	11	100

Nos testes realizados com esta rede, para a faixa de n testada a TC apresentou-se em 100 % para a maioria dos casos exceto para $n=3$. Neste caso se realizássemos a análise detalhada das 8 contingências capturadas pela união dos índices conseguiríamos identificar somente as 2 contingências mais severas. No entanto se desejássemos identificar as 5 contingências mais severas obteríamos sucesso analisando as 11 contingências capturadas pela união dos índices. Neste caso a redução torna-se bastante significativa, pois 11 contingências representam 14% do total de ramos da rede que é 80. Há a possibilidade de aumentarmos o valor de p conforme podemos verificar na tabela 6.14 e desta forma obtermos uma taxa de captura de 100% para toda a faixa de valores de n aqui determinada.

Adotamos o valor de $p=1,5*n$ e pudemos observar que para este caso a taxa de captura vai a 100% para qualquer valor de n . O preço que se paga é um ligeiro aumento no valor de nca para todos os valores de n e que agora se encontra em 15 para $n=5$. Vale salientar que nca continua a representando um pequeno percentual do total de ramos da rede, ou seja, aproximadamente 19% mesmo para maiores valores de p .

Tabela 6.14: *nca* e TC - rede de 57 barras (com $p=1,5*n$)

Número de contingências a capturar (<i>n</i>)	Número de contingências capturadas (<i>k</i>)	Número de contingências a analisar (<i>nca</i>)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	5	100
2	2	8	100
3	3	11	100
4	4	11	100
5	5	15	100

6.3.6. Rede de 118 barras

Na tabela 6.15 são apresentados resultados para alguns valores de *n* (com $p=n$), os respectivos valores de *k*, do número de contingências a analisar para cada *n* e finalmente a Taxa de Captura.

Tabela 6.15: *nca* e TC - rede de 118 barras

Número de contingências a capturar (<i>n</i>)	Número de contingências capturadas (<i>k</i>)	Número de contingências a analisar (<i>nca</i>)	Taxa de Captura (TC em %)
1	0	3	0
2	1	4	50
3	3	7	100
4	4	10	100
5	5	12	100

Para esta rede obtivemos $TC = 0$ para o caso de desejar-se capturar apenas a contingência mais severa e um valor de 50% para $n=2$, ou seja, conseguiríamos identificar uma contingência das duas mais severas se analisarmos as 4 contingências capturadas pelos índices. Ainda assim se desejarmos identificar as 5 contingências mais severas obteríamos sucesso analisando detalhadamente as 12 contingências capturadas pelos índices. Nota-se neste caso que o ganho aqui se torna ainda mais expressivo se comparado com as redes anteriores, pois 12 representa aproximadamente 6% do total de ramos desta rede que é 186. No entanto observamos valores de TC não muito aceitáveis para $n=1$ e $n=2$ mas possuímos o recurso de aumentar o valor de *p*, como o fizemos obtendo os resultados apresentados na tabela 6.16.

Colocamos o valor de $p=3*n$ e obtivemos 100% para todos os valores de *n*. Neste caso houve um aumento significativo no valor de *nca*. Nota-se porém, que o método continua bastante atrativo se consideramos que as 52 contingências as quais devem ser analisadas detalhadamente para identificar as 5 mais severas, representam apenas 28% do total das 186 possíveis contingências na rede.

Tabela 6.16: *nca* e TC - rede de 118 barras (com $p=3*n$)

Número de contingências a capturar (<i>n</i>)	Número de contingências capturadas (<i>k</i>)	Número de contingências a analisar (<i>nca</i>)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	10	100
2	2	21	100
3	3	35	100
4	4	43	100
5	5	52	100

6.3.7. Rede de 300 barras

Esta rede é atípica do ponto de vista do número de contingências inactíveis, ou seja, aquelas que levam a divergência no cálculo do FC. Por este motivo vamos realizar a análise considerando as contingências inactíveis separadamente e depois agrega-las ao restante das contingências.

Na tabela 6.17 são apresentados resultados para alguns valores de *n* (com $p=n$), para as contingências inactíveis, os respectivos valores de *k*, do número de contingências a analisar para cada *n* e finalmente a Taxa de Captura.

Há 42 contingências inactíveis de um total de 411 ramos desta rede. As 42 contingências são naturalmente capturadas pela não convergência do processo iterativo do FC utilizando qualquer dos métodos descritos anteriormente. Considerando que dentre estas desejamos identificar as 5 mais severas, adotamos o método de reduzir o carregamento da rede para o cálculo do FC, conseqüentemente tornando estas contingências factíveis e ao final obtendo a união dos 5 índices de performance de forma a capturá-las.

Tabela 6.17: *nca* e TC - rede de 300 barras – contingências inactíveis

Número de contingências a capturar (<i>n</i>)	Número de contingências capturadas (<i>k</i>)	Número de contingências a analisar (<i>nca</i>)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	3	100
2	2	6	100
3	3	9	100
4	4	12	100
5	4	14	80

Notamos que temos uma taxa de captura de 100% para *n* variando de 1 a 4 e 80% para *n*=5. O número de contingências a analisar é de 14 das 411 possíveis, o que representa 33%. Vamos agora adotar um valor maior para *p*, no caso $p=3*n$. Os resultados constam da tabela 6.18.

Tabela 6.18: *nca* e TC - rede de 300 barras (com $p=3*n$) – contingências ineficazes

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (<i>nca</i>)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	5	100
2	2	14	100
3	3	21	100
4	4	27	100
5	5	32	100

Notamos agora uma TC invariavelmente em 100% para a faixa de n adotada. O *nca* sofreu acréscimo se comparados aos valores obtidos para $p=n$. No entanto, ainda assim representam, mesmo para $n=5$, um pequeno percentual, ou seja 8%, do total de ramos da rede. Nesta rede, que se aproxima, em termos de número de barras e ramos, de uma rede real, comprova-se a vantagem em utilizar um método de seleção de contingências como filtro, para então dedicar esforço computacional e humano na análise de um número pequeno de contingências.

Vamos agora analisar a TC considerando as 42 contingências que divergem, estas calculadas com redução do carregamento, juntamente com as contingências que convergem. Nota-se que até a 42ª contingência o procedimento de cálculo é efetuado em separado, sendo que a partir da 43ª é realizado em conjunto. A tabela 6.19 contém os resultados para esta situação. Analisamos uma faixa abrangendo mais que 42 contingências, assumindo $n = 50$.

Tabela 6.19: *nca* e TC - rede de 300 barras (com $p=3*n$)

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (<i>nca</i>)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	5	100
2	2	14	100
3	3	21	100
4	4	27	100
5	5	32	100
6	6	38	100
7	7	41	100
8	8	42	100
9	9	42	100
10	10	42	100
11	11	42	100
12	12	42	100
13	13	42	100
14	14	42	100
15	15	42	100
16	16	42	100
17	17	42	100
18	18	42	100
19	19	42	100

20	20	42	100
21	21	42	100
22	22	42	100
23	23	42	100
24	24	42	100
25	25	42	100
26	26	42	100
27	27	42	100
28	28	42	100
29	29	42	100
30	30	42	100
31	31	42	100
32	32	42	100
33	33	42	100
34	34	42	100
35	35	42	100
36	36	42	100
37	37	42	100
38	38	42	100
39	39	42	100
40	40	42	100
41	41	42	100
42	42	42	100
43	43	225	100
44	44	229	100
45	45	235	100
46	46	238	100
47	47	241	100
48	48	246	100
49	49	250	100
50	50	256	100

6.3.8. Rede de 1081 barras (Parte do Sistema Brasileiro)

Na tabela 6.20 são apresentados resultados para alguns valores de n (com $p=n$), os respectivos valores de k , do número de contingências a analisar para cada n e finalmente a Taxa de Captura.

Tabela 6.20: nca e TC – rede de 1081 barras

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (nca)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	2	100
2	1	4	50
3	3	5	100
4	4	5	100
5	5	5	100

Para a maioria dos valores de n testados a TC obtida é de 100%. Para o caso de 2 contingências, captura-se apenas uma delas levando a TC a 50%. Vamos elevar o valor de p , fazendo $p=3*n$, com o objetivo de melhorar a TC. Os resultados para este caso encontram-se na tabela 6.21. Nota-se que até a 5ª contingência, ou seja o conjunto de contingências que provocam divergência, o procedimento de cálculo é efetuado em separado, sendo que a partir da 6ª é realizado em conjunto.

Tabela 6.21: nca e TC - rede de 1081 barras (com $p=3*n$)

Número de contingências a capturar (n)	Número de contingências capturadas (k)	Número de contingências a analisar (nca)	Taxa de Captura (TC em %)
1	1	5	100
2	2	5	100
3	3	5	100
4	4	5	100
5	5	5	100
6	6	66	100
7	7	76	100
8	8	85	100
9	9	96	100
10	10	106	100
11	11	117	100
12	12	124	100
13	13	128	100
14	14	140	100
15	15	150	100
16	16	156	100
17	17	167	100
18	18	175	100
19	19	186	100
20	20	197	100

Para o valor de $p=3*n$, temos uma TC em 100% para todos os valores de n testados. Verifica-se que o nca fica em 106 para $n=10$, ainda um valor pequeno em percentual do número total de ramos da rede, ou seja, 6%. Aqui como para o caso da rede de 300 barras levamos o valor de n até 20 com o objetivo de verificar a robustez do método. Para esta rede, que é parte de uma rede real, o número de contingências as quais provocam divergência no cálculo do FC é 5 o que confirma o fato de que para redes reais e de grande porte o número de contingências que provocam divergência no processo iterativo é pequeno. Assim um número razoável para n , adotando um ponto de vista prático, seria algo variando de 5 até no máximo 10. Mesmo considerando $n=20$, teríamos um valor de nca em 12% o que ainda representa uma redução bastante significativa das contingências a analisar detalhadamente se considerarmos o número total de possíveis contingências nesta rede que é de 1646.

6.3.9. Considerações gerais sobre os resultados

As redes são casos padrões oriundos do IEEE exceto a rede de 1081 barras que corresponde a uma parte do Sistema Interligado Brasileiro. De forma geral podemos dizer que a Taxa de Captura (TC) encontra-se em 100% para a grande parte das análises realizadas com $p=n$ e invariavelmente em 100% para $p>n$, no nosso caso $p=3*n$. No apêndice E são apresentadas faixas mais ampliadas de n a título de referência.

Fato de relevância pode ser observado em relação ao número de contingências a analisar. Na figura 6.21 é apresentada a relação entre o número de contingências a analisar e o número total de ramos da rede tomando $n=5$ para todas as redes.

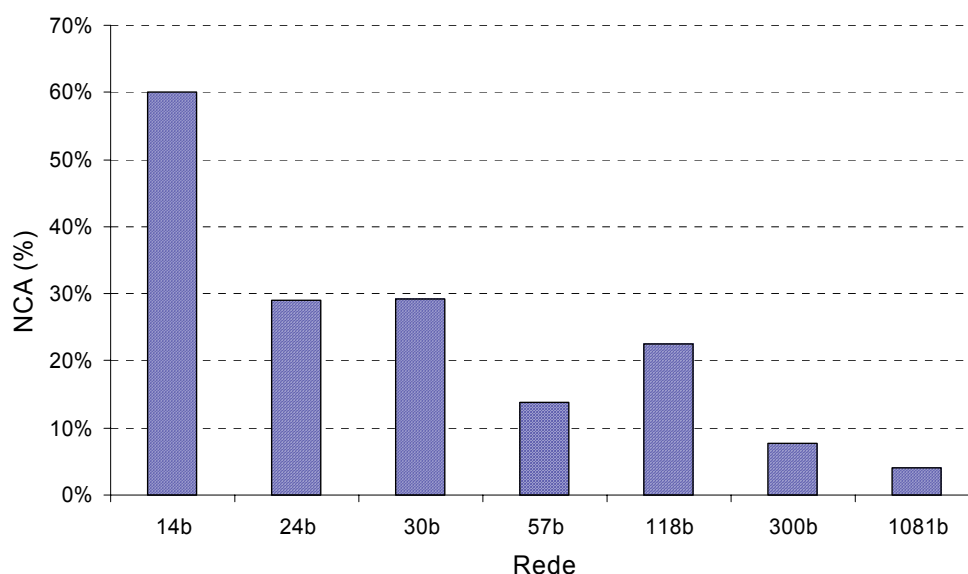


Figura 6.21: *nca* para as redes analisadas considerando $n=5$

Pode-se verificar a diminuição proporcional entre o número de contingências a analisar e o número total de ramos da rede de forma não linear com tendência a ser ainda mais pronunciada, mesmo em percentual, a medida que as redes aumentam em tamanho. Para as redes pequenas e médias (14 a 30 barras) o número de contingências a analisar já apresenta redução em relação ao número total de ramos da rede. Para as redes de tamanho médio (57 e 118 barras) nota-se já uma redução mais acentuada no *nca*. Mas para as redes de grande porte (300 e 1081 barras) a relação número de contingências a analisar sobre o número total de ramos da rede é significativamente pequena. Desta forma pudemos comprovar a tendência que os métodos de seleção de contingências apresentam em tornarem-se mais atraentes a medida que as redes a analisar aumentam em tamanho (número de ramos).

Como proposta final para que se possa alcançar êxito no processo de seleção de contingências, podemos adotar o seguinte:

- Um FC para cada contingência;
- Mais um FC para as contingências que não convergem (com redução do carregamento);
- Os 5 PIs selecionados;
- O valor de $p = 3n$.

Verifica-se que o método proposto neste trabalho requer esforço computacional compatível com aqueles apresentados na tabela 4.1.

Capítulo 7

Conclusões

O presente estudo teve como objetivo fornecer uma ferramenta computacional eficiente e robusta para utilização em tempo real, em especial no que se refere à análise de segurança e estabilidade de tensão.

Em função do baixo esforço computacional, que equivale ao custo de um FC para cada contingência, ou dois FC para as contingências que não convergem, e em consequência o tempo pequeno de resposta, o método apresentado mostra-se útil no desenvolvimento de uma ferramenta que permita uma indicação rápida e confiável de pontos frágeis na rede de operação em relação à estabilidade de tensão. Há ganhos significativos em termos de esforço computacional e consequentemente tempo final de resposta pois o número de contingências a analisar mostra-se muito menor que o número total de ramos da rede que é o número total de contingências que necessitariam ser detalhadamente analisadas caso nenhuma ferramenta de seleção de contingências fosse utilizada. Os métodos de seleção de contingências apresentam esta característica bastante interessante que é a diminuição na relação número de contingências a analisar e número total de ramos da rede à medida que as redes crescem em tamanho. Há dois aspectos a considerar em relação aos ganhos obtidos com a utilização de uma metodologia de seleção de contingências considerando seu nível de severidade. Um deles é o relacionado à economia de esforço computacional. Esta mostra-se atraente, em função da infinidade de tarefas que um servidor de aplicações ou até mesmo um cluster de servidores deve realizar, tarefas estas exigidas pelas ferramentas de apoio à operação em tempo real tais como estimador de estado, fluxo de potência, fluxo de potência ótimo e outras ferramentas computacionais. A economia conseguida com a utilização do método proposto neste trabalho pode ser utilizada pelos servidores para atender outros processos, tais como os citados, que requerem tempo de CPU e cuja demanda cresce dia a dia com o aumento da complexidade dos softwares em geral. O outro aspecto, o que cremos ser o mais relevante, é em relação ao esforço e tempo demandados, a equipe de operação em tempo real, para análise detalhada de situações críticas e tomada de decisões. A utilização da metodologia proposta leva a diminuição do esforço e tempo gastos na análise de segurança relacionada à estabilidade de tensão uma vez que esta atua como um filtro, possibilitando uma pré-seleção das contingências mais severas através da redução do número de contingências a analisar em relação ao número total de ramos de uma determinada rede. Consegue-se assim uma redução do esforço e tempo dispendido pela equipe de tempo real na tomada de ações preventivas com o objetivo de eliminar ou minimizar os efeitos que as contingências mais severas possam trazer para a integridade e segurança sob o aspecto da estabilidade de tensão.

Para as redes analisadas a metodologia apresentou resultados bastante satisfatórios indicando ser uma proposta efetiva e confiável de um método para compor o desenvolvimento de ferramentas de análise de segurança e estabilidade de tensão. Em função das características de agilidade e a possibilidade de focar esforços nas contingências mais severas, leva a conclusão de que o método mostra-se adequado para a utilização como suporte à operação em tempo real onde a tomada de decisões deve ser realizada de forma ágil e centrada nos problemas que efetivamente apresentam riscos para a segurança do sistema de potência.

Como prosseguimento deste trabalho de pesquisa pode-se envidar esforços no sentido de diminuir o número total de contingências a analisar. Para lograr êxito neste objetivo os PIs individualmente devem apresentar uma taxa de captura mais elevada que aquelas obtidas neste trabalho. Neste caso, ao conseguir uma maior taxa de captura para os PIs individualmente, o número de PIs utilizados pode até mesmo ser menor. Em consequência ter-se-á um menor número de contingências a analisar sem diminuição da taxa de captura final.

Capítulo 8

Referências bibliográficas

- [1] K. Morison, L. Wang, P. Kundur, “Power system security assessment”, IEEE Power & Energy Magazine, 2004.
- [2] Z. Jia, B. Jeyasurya, “Contingency Ranking for On-Line Voltage Stability Assessment”, IEEE Trans. on Power Systems, vol.15, n.3, 2000.
- [3] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [4] “Integrated Security Analysis – Final Report”, Power Systems Engineering Research Center, PSERC Publication 03-06, May 2003.
- [5] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Palo Alto, McGraw Hill, 1994.
- [6] I. Dobson, T. Van Cutsem, C. Vournas, C. L. DeMarco, M. Venkatasubramanian, T. Overbye, C. A. Canizares, “Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools”, IEEE Power Engineering Society, Power System Stability Subcommittee Special Publication, ISBN 0780378695, August 2002.
- [7] S. Greene, I. Dobson, F. L. Alvarado, “Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [8] T. Van Cutsem, R. Mailhot, “Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [9] I. S. Baran, “Mapeamento do valor econômico dos equipamentos de compensação reativa”, Dissertação de mestrado, PUC-RIO, Outubro de 2002.
- [10] C. W. Taylor, “Power System Voltage Stability”, Palo Alto, McGraw Hill, 1994.
- [11] T. Van Cutsem, C. Vournas, “Voltage Stability of Electric Power Systems”, Massachusetts, Kluwer Academic Publishers, 1998.

- [12] S. C. Savulescu (Ed.), “Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout”, Springer, 2006.
- [13] Power Systems Test Case Archive. Disponível em: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
- [14] S. Greene, I. Dobson, F. L. Alvarado, “Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a Single Nose Curve”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.
- [15] E. Vaahedi, C. Fuchs, W. Xu, Y. Mansour, H. Hamadanizadeh, G. K. Morison, “Voltage Stability Contingency Screening and Ranking”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.
- [16] H.D. Chiang, C.S. Wang, A.J. Flueck, “Look-ahead Voltage and Load Margin Contingency Selection Functions for Large-Scale Power Systems”, IEEE Trans. on Power Systems, vol.12, n.1, 1997.
- [17] J. Zhao, H.D. Chiang, H. Li, “Enhanced Look-ahead Load Margin Estimation for Voltage Security Assessment”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol.26, n.6, 2004.
- [18] A. J. Flueck, R. Gonella, J. R. Dondeti, “A New Power Sensitivity Method of Ranking Branch Outage Contingencies for Voltage Collapse”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 17, No. 2, May 2002.
- [19] L. C. A. Ferreira, A. C. Z. Souza, S. Granville, “Medidas Operativas de Curto Prazo no Controle de Colapso de Tensão”, XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Brasil, Outubro de 1999.
- [20] NERC U.S.-Canada Power System Outage Task Force, Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes e Recommendations, 2004. Disponível em: <http://www.nerc.com/~filez/blackout.html>
- [21] WECC Reactive Power Reserve Work Group, “Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology”, Final report, 1998. Disponível em: <http://www.wecc.biz/main.html>
- [22] Operador Nacional do Sistema (ONS), “Procedimentos de rede: diretrizes e critérios para estudos elétricos”, Submódulo 23.3. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.html>, Dezembro de 2005.
- [23] Y. Zhang, Z. Zhou, “Online Voltage Stability Contingency Selection Using Improved RSI Method Based on ANN Solution”, Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, 2002, IEEE.

- [24] A. Monticelli, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, São Paulo, Edgard Blücher, 1983.
- [25] C. A. Castro, “Cálculo de Fluxo de Carga”, Apostila para o curso de graduação em Engenharia Elétrica, Campinas, FEEC-UNICAMP, 2002.
- [26] A. S. Quintela, “Estudo de índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão e aplicação na seleção de contingências”, Dissertação de mestrado, Campinas, FEEC-UNICAMP, 2002.
- [27] M.A. Albuquerque, C.A. Castro, “A Contingency Ranking Method for Voltage Stability in Real Time Operation of Power Systems”, 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003.
- [28] L.M.C. Braz, C.A. Castro, C.A.F. Murari, “A critical evaluation of step size optimization based load flow methods”, IEEE Trans. on Power Systems, vol.15, n.1, 2000.
- [29] L.A.L. Zarate, C.A. Castro, J.M. Ramos, E. R. Ramos, “Fast Computation of Voltage Stability Security Margins Using Nonlinear Programming Techniques”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, n.1, 2006.
- [30] V. Ajjarapu, C. Christy, “The Continuation Power Flow: A Tool to Study Steady State Voltage Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.7, n.1, 1992.
- [31] A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, S. Mangione, “Voltage collapse assessment for radial distribution networks”, WSEAS Transactions on Circuits and Systems, vol.4, n.7, 2005.
- [32] M.H. Haque, “Novel method of assessing voltage stability of a power system using stability boundary in P-Q plane”, Electric Power Systems Research, vol.64, n.1, 2003.
- [33] Clive G. Page, “Professional Programmer's Guide to Fortran77”, University of Leicester, UK, February 1995.
- [34] J. Zhao, H. Chiang, H. Li, “Enhanced Look-ahead Load Margin Estimation for Voltage Security Assessment”, IEEE Trans. on Power Systems, 2003.
- [35] H. Chiang, C. Wang, A. Flueck, “Look-ahead Load Margin Contingency Selection Functions for Large-Scale Power Systems”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, n.1, 1997.
- [36] Z. Jia, B. Jeyasurya, “Contingency Ranking for On-Line Voltage Stability Assessment”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, n.3, 2000.
- [37] I. Musirin, T. K. A. Rahman, “On-Line Voltage Stability Based Contingency Ranking Using Fast Voltage Stability Index (FVSI)”, IEEE Trans. on Power Systems, 2002.

Apêndice A

Dados da rede de 14 barras

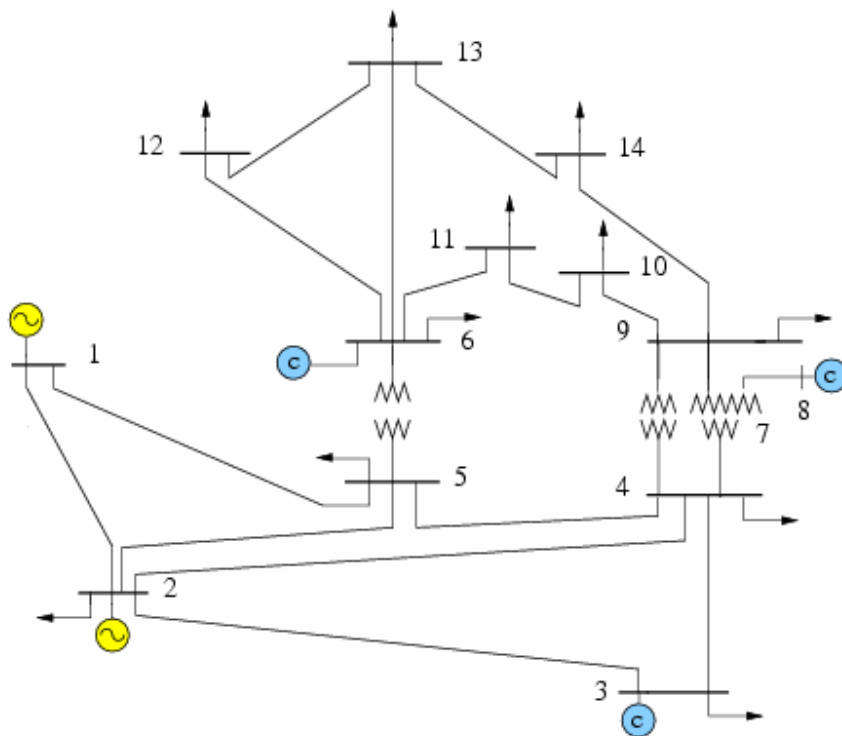


Figura A.1: Diagrama unifilar da rede de 14 barras e 20 ramos (IEEE)

Tabela A.1: Dados das barras da rede de 14 barras

Barra	Tipo	Tensão	Limites	Shunt	PL	QL	PG	QG
01	V θ	1,0600	(-9999,00 – 9999,00)	0,0000	0,00	0,00	232,40	-16,90
02	PV	1,0450	(-40,00 – 50,00)	0,0000	21,70	12,70	40,00	42,40
03	PV	1,0100	(0,00 – 40,00)	0,0000	94,20	19,00	0,00	23,40
04	PQ	1,0190	(0,00 – 0,00)	0,0000	47,80	0,00	0,00	3,90
05	PQ	1,0200	(0,00 – 0,00)	0,0000	7,60	1,60	0,00	0,00
06	PV	1,0700	(-6,00 – 24,00)	0,0000	11,20	7,50	0,00	12,20
07	PQ	1,0620	(0,00 – 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
08	PV	1,0900	(-6,00 – 24,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	17,40
09	PQ	1,0560	(0,00 – 0,00)	0,1900	29,50	16,60	0,00	0,00
10	PQ	1,0510	(0,00 – 0,00)	0,0000	9,00	5,80	0,00	0,00
11	PQ	1,0570	(0,00 – 0,00)	0,0000	3,50	1,80	0,00	0,00
12	PQ	1,0550	(0,00 – 0,00)	0,0000	6,10	1,60	0,00	0,00
13	PQ	1,0500	(0,00 – 0,00)	0,0000	13,50	5,80	0,00	0,00
14	PQ	1,0360	(0,00 – 0,00)	0,0000	14,90	5,00	0,00	0,00

Tabela A.2: Dados dos ramos da rede de 14 barras

Ramo	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo	Tap
01	01	02	0,019380	0,059170	0,052800	LT	-
02	01	05	0,054030	0,223040	0,049200	LT	-
03	02	03	0,046990	0,197970	0,043800	LT	-
04	02	04	0,058110	0,176320	0,037400	LT	-
05	02	05	0,056950	0,173880	0,034000	LT	-
06	03	04	0,067010	0,171030	0,034600	LT	-
07	04	05	0,013350	0,042110	0,012800	LT	-
08	04	07	0,000000	0,209120	0,000000	Trafo	0,9780
09	04	09	0,000000	0,556180	0,000000	Trafo	0,9690
10	05	06	0,000000	0,252020	0,000000	Trafo	0,9320
11	06	11	0,094980	0,198900	0,000000	LT	-
12	06	12	0,122910	0,255810	0,000000	LT	-
13	06	13	0,066150	0,130270	0,000000	LT	-
14	07	08	0,000000	0,176150	0,000000	LT	-
15	07	09	0,000000	0,110010	0,000000	LT	-
16	09	10	0,031810	0,084500	0,000000	LT	-
17	09	14	0,127110	0,270380	0,000000	LT	-
18	10	11	0,082050	0,192070	0,000000	LT	-
19	12	13	0,220920	0,199880	0,000000	LT	-
20	13	14	0,170930	0,348020	0,000000	LT	-

Tabela A.3: Valores obtidos dos PI para cada ramo da rede de 14 barras

Ordem	Ramo	Valor do PI1	Ramo	Valor do PI2	Ramo	Valor do PI3	Ramo	Valor do PI4	Ramo	Valor do PI5
1	1	0,000000000	1	0,000000000	1	0,000000000	3	0,440150023	10	0,159758151
2	2	772,824645996	10	2537,773925781	10	9706,087890625	4	0,422706813	15	0,157927260
3	7	888,944824219	3	3363,556884766	13	11300,439453125	5	0,421500772	3	0,153575346
4	3	953,271545410	2	5177,491210938	3	13449,833007813	6	0,393835396	8	0,151508063
5	4	1028,040893555	8	5731,874511719	17	14928,411132813	8	0,366957724	13	0,149558276
6	10	1273,107910156	7	7992,316894531	12	20809,236328125	7	0,365667284	17	0,137461916
7	5	1394,594360352	15	8296,203125000	15	21473,316406250	15	0,363941908	11	0,137182087
8	8	1897,676513672	6	10698,973632813	16	22254,730468750	14	0,362904698	16	0,136654839
9	15	2009,680053711	4	11087,708007813	14	23792,810546875	9	0,359868407	12	0,136255741
10	6	2357,660644531	17	12787,942382813	11	23970,451171875	13	0,358907551	7	0,136060745
11	13	3048,821289063	13	17234,503906250	2	33060,105468750	17	0,358395666	20	0,134835511
12	14	3299,892578125	5	17302,212890625	20	35494,652343750	12	0,357622892	18	0,134595752
13	9	3543,641845703	9	19590,578125000	4	54314,296875000	16	0,357343018	14	0,134064123
14	17	5772,109863281	11	23561,433593750	5	63612,214843750	19	0,357289702	19	0,133819744
15	12	7108,721679688	16	29384,023437500	7	67267,976562500	20	0,357234091	9	0,133373842
16	11	7141,324218750	20	30583,384765625	18	88593,289062500	11	0,357230455	4	0,130437076
17	16	8492,191406250	12	37282,257812500	8	92191,507812500	18	0,357077062	6	0,128464460
18	20	9879,363281250	18	52937,957031250	19	151752,531250000	2	0,351368487	5	0,127886176
19	18	14068,734375000	19	182179,906250000	6	236497,015625000	10	0,343739271	2	0,126376614
20	19	32463,570312500	14	237241,687500000	9	253133,843750000	1	0,000000000	1	0,000000000

Na tabela A.4, a coluna MET traz o percentual de acréscimo de carga sobre o carregamento nominal de 100 % suportado pela rede para cada contingência.

Tabela A.4: Contingências da rede de 14 barras ordenadas pela MET

Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	1	1	2	-1,6275
2	3	2	3	30,6000
3	10	5	6	31,2500
4	2	1	5	40,3000
5	15	7	9	50,9500
6	4	2	4	60,0500
7	8	4	7	60,9000
8	7	4	5	61,9000
9	17	9	14	66,6000
10	5	2	5	67,1500
11	13	6	13	67,8000
12	14	7	8	69,4500
13	9	4	9	70,1000
14	6	3	4	72,3500
15	16	9	10	75,2500
16	20	13	14	75,5500
17	11	6	11	75,9500
18	12	6	12	76,0500
19	18	10	11	77,7500
20	19	12	13	78,2000

Apêndice B

Listas de contingências ordenadas por severidade

Listas de contingências ordenadas pela suportabilidade de aumento de carga na rede para estado pós-contingência. A coluna MET traz o percentual de acréscimo de carga sobre o carregamento nominal de 100 % suportado pela rede para cada contingência.

Tabela B.1: Rede 14 barras - contingências ordenadas pela MET

Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	1	1	2	-1,6275
2	3	2	3	30,6000
3	10	5	6	31,2500
4	2	1	5	40,3000
5	15	7	9	50,9500
6	4	2	4	60,0500
7	8	4	7	60,9000
8	7	4	5	61,9000
9	17	9	14	66,6000
10	5	2	5	67,1500
11	13	6	13	67,8000
12	14	7	8	69,4500
13	9	4	9	70,1000
14	6	3	4	72,3500
15	16	9	10	75,2500
16	20	13	14	75,5500
17	11	6	11	75,9500
18	12	6	12	76,0500
19	18	10	11	77,7500
20	19	12	13	78,2000

Tabela B.2: Rede 24 barras - contingências ordenadas MET

Ordem	Ramo	De	Para	MET	Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	10	6	10	-10,200000000	20	26	15	21	57,650000000
2	7	3	24	38,450000000	21	30	17	18	58,950000000
3	27	15	24	38,450000000	22	24	15	16	59,500000000
4	11	7	8	39,700000000	23	6	3	9	60,550000000
5	23	14	16	40,650000000	24	1	1	2	60,750000000
6	29	16	19	45,050000000	25	8	4	9	60,750000000
7	22	13	23	47,300000000	26	5	2	6	61,050000000
8	18	11	13	48,400000000	27	3	1	5	61,350000000
9	28	16	17	48,550000000	28	2	1	3	61,450000000
10	17	10	12	49,050000000	29	12	8	9	61,550000000
11	16	10	11	49,250000000	30	4	2	4	61,850000000
12	20	12	13	49,400000000	31	34	19	20	61,950000000
13	15	9	12	53,800000000	32	35	19	20	61,950000000
14	21	12	23	54,350000000	33	13	8	10	62,000000000
15	14	9	11	54,800000000	34	9	5	10	62,200000000
16	38	21	22	55,950000000	35	36	20	23	62,200000000
17	31	17	22	56,750000000	36	37	20	23	62,200000000
18	19	11	14	57,450000000	37	32	18	21	62,350000000
19	25	15	21	57,650000000	38	33	18	21	62,350000000

Tabela B.3: Rede 30 barras - contingências ordenadas pela MET

Ordem	Ramo	De	Para	MET	Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	1	1	2	-11,600000000	22	27	10	21	50,450000000
2	5	2	5	13,050000000	23	24	19	20	51,300000000
3	2	1	3	23,250000000	24	31	22	24	51,300000000
4	4	3	4	24,050000000	25	35	25	27	51,300000000
5	36	28	27	25,750000000	26	39	29	30	51,400000000
6	15	4	12	28,300000000	27	30	15	23	51,500000000
7	6	2	6	37,600000000	28	19	12	16	51,750000000
8	7	4	6	38,250000000	29	22	15	18	51,850000000
9	9	6	7	38,750000000	30	17	12	14	51,900000000
10	14	9	10	39,600000000	31	8	5	7	52,100000000
11	3	2	4	43,750000000	32	26	10	17	52,100000000
12	38	27	30	44,400000000	33	28	10	22	52,450000000
13	11	6	9	45,150000000	34	40	8	28	52,450000000
14	16	12	13	45,700000000	35	32	23	24	52,600000000
15	13	9	11	46,350000000	36	21	16	17	52,650000000
16	37	27	29	47,600000000	37	23	18	19	52,750000000
17	10	6	8	48,350000000	38	20	14	15	52,950000000
18	18	12	15	48,550000000	39	33	24	25	52,950000000
19	12	6	10	49,200000000	40	29	21	22	53,000000000
20	41	6	28	49,500000000	41	34	25	26	56,650000000
21	25	10	20	49,850000000					

Tabela B.4: Rede 57 barras - contingências ordenadas pela MET

Ordem	Ramo	De	Para	MET	Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	48	35	36	-29,670000000	41	34	23	24	57,400000000
2	42	25	30	3,100000000	42	71	11	43	57,800000000
3	46	34	32	7,000000000	43	70	54	55	58,000000000
4	47	34	35	7,000000000	44	79	38	48	58,200000000
5	41	7	29	10,900000000	45	23	10	12	58,500000000
6	50	37	38	18,650000000	46	56	41	43	58,750000000
7	49	36	37	27,550000000	47	61	47	48	58,900000000
8	8	8	9	32,750000000	48	14	13	15	59,000000000
9	43	30	31	35,250000000	49	7	6	8	59,300000000
10	15	1	15	35,900000000	50	18	3	15	59,700000000
11	67	29	52	36,050000000	51	20	4	18	59,850000000
12	40	28	29	36,300000000	52	64	50	51	59,850000000
13	80	9	55	41,400000000	53	54	11	41	59,900000000
14	1	1	2	41,900000000	54	69	53	54	60,150000000
15	39	27	28	45,200000000	55	29	18	19	60,450000000
16	17	1	17	47,300000000	56	11	9	12	60,550000000
17	16	1	16	50,750000000	57	74	56	41	60,550000000
18	3	3	4	51,450000000	58	19	4	18	60,650000000
19	35	24	25	51,500000000	59	6	6	7	60,750000000
20	60	46	47	52,000000000	60	24	11	13	60,750000000
21	59	14	46	52,050000000	61	78	38	49	60,850000000
22	2	2	3	52,300000000	62	5	4	6	61,100000000
23	33	22	23	52,300000000	63	77	57	56	61,200000000
24	36	24	25	52,750000000	64	4	4	5	61,250000000
25	65	10	51	52,750000000	65	51	37	39	61,250000000
26	22	7	8	53,200000000	66	76	39	57	61,250000000
27	72	44	45	53,800000000	67	30	19	20	61,300000000
28	58	15	45	53,850000000	68	9	9	10	61,350000000
29	68	52	53	54,100000000	69	10	9	11	61,350000000
30	37	24	26	54,250000000	70	12	9	13	61,500000000
31	38	26	27	54,250000000	71	62	48	49	61,500000000
32	53	22	38	55,000000000	72	75	56	42	61,500000000
33	44	31	32	55,050000000	73	13	13	14	61,600000000
34	27	12	17	55,300000000	74	63	49	50	61,600000000
35	28	14	15	55,600000000	75	31	21	20	61,700000000
36	66	13	49	55,600000000	76	32	21	22	61,700000000
37	57	38	44	56,700000000	77	52	36	40	61,850000000
38	55	41	42	57,250000000	78	73	40	56	61,850000000
39	25	12	13	57,300000000	79	21	5	6	62,000000000
40	26	12	16	57,350000000	80	45	32	33	67,200000000

Tabela B.5: Rede 118 barras - contingências ordenadas pela MET (90 mais severas)

Ordem	Ramo	De	Para	MET	Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	8	5	8	25,700000000	46	99	49	66	105,450000000
2	7	8	9	51,150000000	47	53	37	40	105,550000000
3	9	9	10	51,900000000	48	10	4	11	105,750000000
4	185	75	118	59,550000000	49	52	37	39	106,050000000
5	51	37	38	66,950000000	50	48	33	37	106,250000000
6	163	100	103	69,050000000	51	59	43	44	106,300000000
7	96	38	65	72,400000000	52	1	1	2	106,400000000
8	118	76	77	81,500000000	53	107	68	69	106,450000000
9	174	103	110	88,250000000	54	14	3	12	106,500000000
10	3	4	5	93,050000000	55	104	65	68	106,500000000
11	38	26	30	93,650000000	56	105	47	69	106,550000000
12	116	69	75	94,300000000	57	42	31	32	106,600000000
13	36	17	30	94,600000000	58	58	41	42	106,600000000
14	176	110	111	97,000000000	59	30	23	24	106,650000000
15	167	100	106	98,700000000	60	34	27	28	106,650000000
16	97	64	65	98,850000000	61	39	17	31	106,700000000
17	108	69	70	98,850000000	62	183	68	116	106,700000000
18	178	17	113	99,600000000	63	24	18	19	106,750000000
19	33	25	27	99,950000000	64	106	49	69	106,800000000
20	29	22	23	100,150000000	65	12	11	12	106,850000000
21	32	25	26	100,400000000	66	57	40	42	106,850000000
22	4	3	5	100,500000000	67	60	34	43	106,850000000
23	21	15	17	101,050000000	68	69	48	49	106,850000000
24	66	42	49	101,300000000	69	6	6	7	106,900000000
25	67	42	49	101,300000000	70	47	35	37	106,900000000
26	31	23	25	101,650000000	71	87	55	59	106,950000000
27	28	21	22	102,750000000	72	181	27	115	106,950000000
28	94	63	64	103,150000000	73	18	13	15	107,000000000
29	13	2	12	103,250000000	74	35	28	29	107,000000000
30	5	5	6	103,300000000	75	43	27	32	107,000000000
31	23	17	18	103,350000000	76	45	19	34	107,000000000
32	2	1	3	103,400000000	77	63	46	47	107,000000000
33	164	100	104	103,400000000	78	84	54	59	107,000000000
34	16	11	13	103,500000000	79	95	61	64	107,000000000
35	93	59	63	103,550000000	80	141	89	92	107,000000000
36	61	44	45	103,750000000	81	49	34	36	107,050000000
37	41	23	32	104,000000000	82	74	53	54	107,050000000
38	62	45	46	104,100000000	83	85	56	59	107,050000000
39	55	39	40	104,900000000	84	86	56	59	107,050000000
40	68	45	49	104,900000000	85	88	59	60	107,050000000
41	50	34	37	105,050000000	86	89	59	61	107,050000000
42	22	16	17	105,350000000	87	90	60	61	107,050000000
43	27	20	21	105,400000000	88	110	70	71	107,050000000
44	11	5	11	105,450000000	89	179	32	113	107,050000000
45	98	49	66	105,450000000	90	71	49	51	107,100000000

Tabela B.6: Rede 300 barras - contingências ordenadas pela MET (90 mais severas)

Ordem	Ramo	De	Para	MET	Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	116	62	64	-49,420000000	46	371	159	117	1,400000000
2	350	63	64	-49,375000000	47	337	3	4	1,450000000
3	181	119	120	-47,147500000	48	88	39	42	1,550000000
4	370	155	156	-45,482500000	49	387	229	230	1,600000000
5	114	59	61	-44,762500000	50	407	7039	39	1,850000000
6	3	9001	9006	-42,445000000	51	255	177	178	2,150000000
7	187	125	126	-33,805000000	52	403	7049	49	2,200000000
8	268	191	192	-30,587500000	53	348	45	46	2,350000000
9	367	145	180	-26,065000000	54	101	46	81	2,700000000
10	369	153	183	-25,952500000	55	99	45	60	2,800000000
11	400	7130	130	-21,430000000	56	293	213	214	2,850000000
12	294	214	215	-19,975000000	57	393	7002	2	3,000000000
13	394	7003	3	-18,000000000	58	59	16	42	3,050000000
14	15	9002	9021	-17,400000000	59	307	224	225	3,300000000
15	309	225	191	-16,720000000	60	411	7071	71	3,300000000
16	406	7017	17	-15,760000000	61	243	162	165	3,550000000
17	177	118	119	-14,920000000	62	397	7166	166	3,550000000
18	349	62	61	-14,600000000	63	245	165	166	3,600000000
19	257	178	180	-13,520000000	64	366	143	148	3,700000000
20	364	142	175	-13,280000000	65	111	57	58	3,750000000
21	395	7061	61	-12,960000000	66	113	58	59	3,850000000
22	344	21	20	-12,760000000	67	117	62	144	4,300000000
23	374	164	155	-12,440000000	68	399	7001	1	4,300000000
24	244	163	164	-11,520000000	69	132	77	78	4,350000000
25	182	119	121	-10,600000000	70	83	37	49	4,400000000
26	66	23	25	-9,685000000	71	106	51	52	4,400000000
27	205	133	137	-7,480000000	72	365	143	144	4,400000000
28	93	42	46	-6,940000000	73	352	81	88	4,450000000
29	224	140	182	-6,670000000	74	242	162	164	4,500000000
30	1	37	9001	-6,535000000	75	301	219	237	4,600000000
31	388	234	236	-5,140000000	76	110	55	57	4,700000000
32	176	117	118	-4,870000000	77	398	7024	24	4,750000000
33	322	241	237	-4,285000000	78	347	45	44	4,850000000
34	389	238	239	-3,340000000	79	410	7055	55	4,850000000
35	408	7057	57	-2,980000000	80	50	8	14	4,900000000
36	396	7062	62	-2,485000000	81	61	19	87	4,900000000
37	213	136	152	-1,900000000	82	405	7012	12	4,900000000
38	381	202	211	-1,360000000	83	273	194	664	5,000000000
39	137	78	84	-1,315000000	84	409	7044	44	5,000000000
40	115	60	62	-0,640000000	85	129	74	88	5,200000000
41	214	137	140	-0,280000000	86	226	142	143	5,200000000
42	404	7139	139	-0,280000000	87	272	194	219	5,200000000
43	208	133	171	0,250000000	88	140	81	194	5,250000000
44	45	4	16	0,300000000	89	100	45	74	5,300000000
45	112	57	63	0,600000000	90	41	2	8	5,350000000

Tabela B.7: Rede 1081 barras - contingências ordenadas MET (90 mais severas)

Ordem	Ramo	De	Para	MET	Ordem	Ramo	De	Para	MET
1	653	1611	18	-31,304690000	46	651	1198	1182	5,742190000
2	220	1903	1370	-11,710940000	47	224	422	389	5,750000000
3	696	2070	1370	-10,226560000	48	238	485	543	5,781250000
4	33	33	1365	-5,125000000	49	718	1337	324	5,781250000
5	1646	1236	2134	-0,015620000	50	290	580	544	5,796870000
6	32	33	1236	0,421870000	51	311	623	513	5,867190000
7	14	17	39	2,187500000	52	252	522	1016	5,875000000
8	94	184	268	3,265620000	53	239	486	566	5,921870000
9	95	184	268	3,265620000	54	240	486	566	5,921870000
10	62	91	1278	3,273440000	55	241	486	566	5,921870000
11	96	184	1016	3,289060000	56	60	73	91	5,929690000
12	688	1278	164	3,492190000	57	223	423	389	5,945310000
13	611	1136	1230	3,585940000	58	140	238	237	5,968750000
14	46	39	1198	3,671870000	59	554	1029	1034	5,992190000
15	1424	1931	585	3,765620000	60	274	573	218	6,000000000
16	377	727	184	4,015620000	61	80	157	164	6,039060000
17	378	727	184	4,015620000	62	81	157	164	6,039060000
18	47	39	1230	4,031250000	63	44	39	184	6,085940000
19	375	727	39	4,210940000	64	397	775	910	6,101560000
20	376	727	39	4,210940000	65	820	1992	1488	6,101560000
21	428	824	184	4,273440000	66	840	1223	1451	6,117190000
22	45	39	964	4,343750000	67	1154	1155	1710	6,125000000
23	97	184	1017	4,406250000	68	150	246	268	6,132810000
24	363	1938	549	4,507810000	69	255	522	1198	6,140620000
25	364	1938	549	4,507810000	70	658	1225	1230	6,148440000
26	253	522	1017	4,695310000	71	122	218	140	6,156250000
27	484	1984	1411	4,992190000	72	213	395	411	6,156250000
28	21	17	18	5,046870000	73	312	623	608	6,156250000
29	794	1890	1457	5,117190000	74	313	623	608	6,156250000
30	85	164	1198	5,125000000	75	136	238	513	6,164060000
31	20	17	18	5,125000000	76	448	852	1053	6,164060000
32	1498	1984	1253	5,164060000	77	657	1225	1230	6,164060000
33	496	2010	18	5,203120000	78	727	1358	1369	6,171870000
34	61	91	184	5,234370000	79	728	1358	1369	6,171870000
35	747	1411	1253	5,281250000	80	193	380	218	6,179690000
36	717	1337	91	5,328120000	81	294	585	581	6,187500000
37	254	522	268	5,531250000	82	780	215	1459	6,187500000
38	142	238	233	5,578120000	83	444	852	140	6,195310000
39	327	654	667	5,601560000	84	447	852	858	6,195310000
40	141	238	233	5,609370000	85	295	585	581	6,203120000
41	819	1992	1488	5,617190000	86	296	585	581	6,203120000
42	297	590	991	5,625000000	87	693	2068	576	6,203120000
43	298	590	991	5,625000000	88	694	2068	576	6,203120000
44	729	1365	1369	5,632810000	89	695	2068	576	6,203120000
45	13	16	17	5,734370000	90	571	1053	1052	6,218750000

Apêndice C

Gráficos das tensões nodais da rede de 14 barras

Gráficos das tensões nodais para o máximo carregamento no estado pós-contingência da rede de 14 barras. No eixo das ordenadas está a magnitude de tensão e no eixo das abscissas o número da barra.

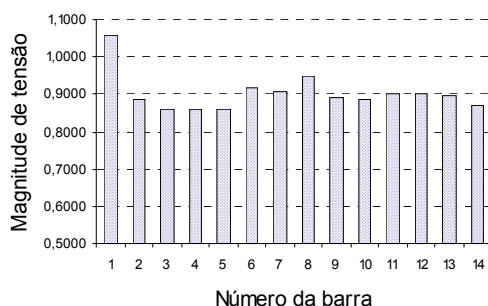


Figura C.1: Contingência no ramo 01-02

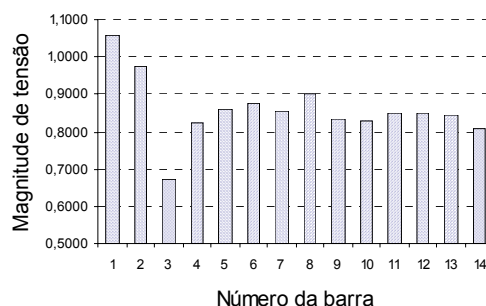


Figura C.2: Contingência no ramo 02-03

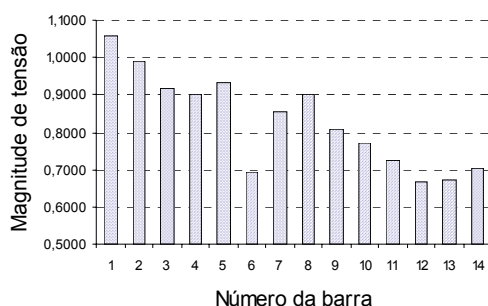


Figura C.3: Contingência no ramo 05-06

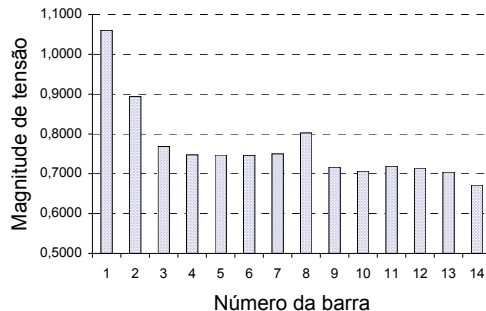


Figura C.4: Contingência no ramo 01-05

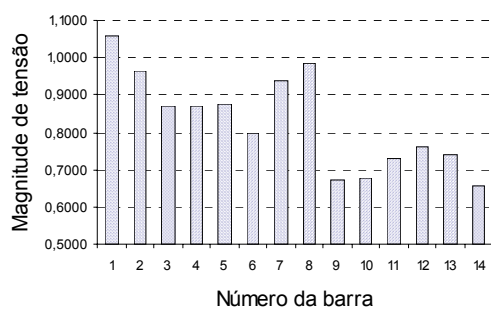


Figura C.5: Contingência no ramo 07-09

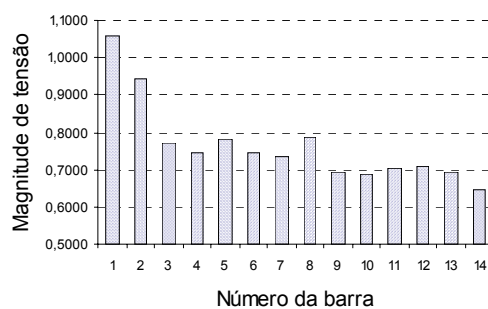


Figura C.6: Contingência no ramo 02-04

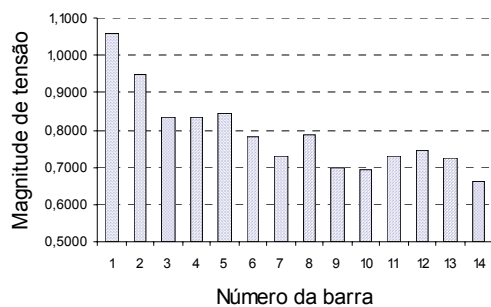


Figura C.7: Contingência no ramo 04-07

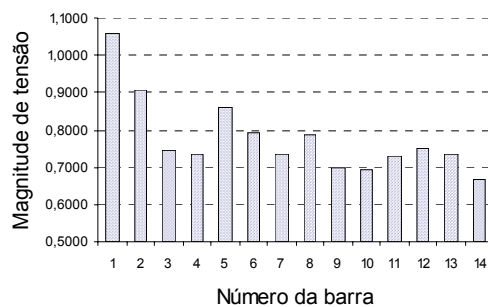


Figura C.8: Contingência no ramo 04-05

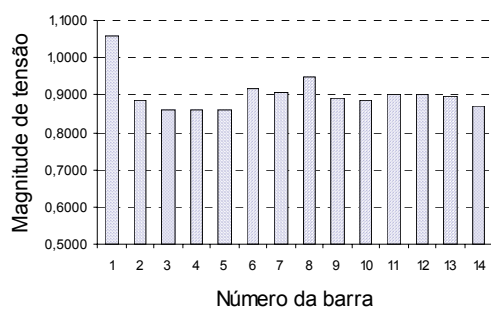


Figura C.9: Contingência no ramo 02-05

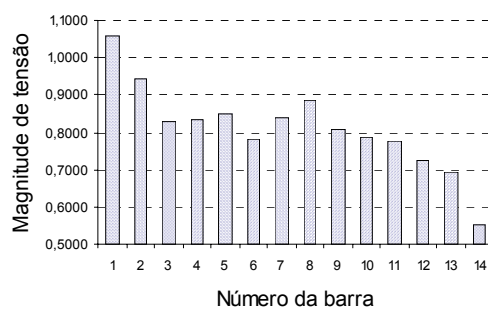


Figura C.10: Contingência no ramo 09-14

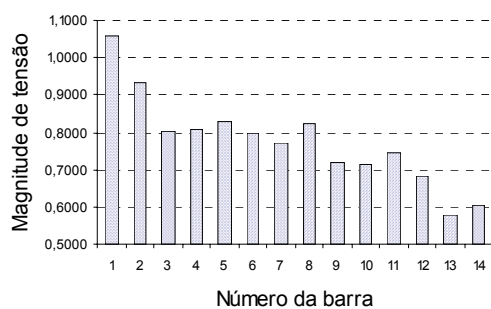


Figura C.11: Contingência no ramo 06-13

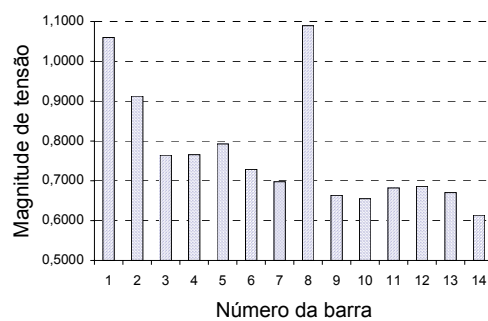


Figura C.12: Contingência no ramo 07-08

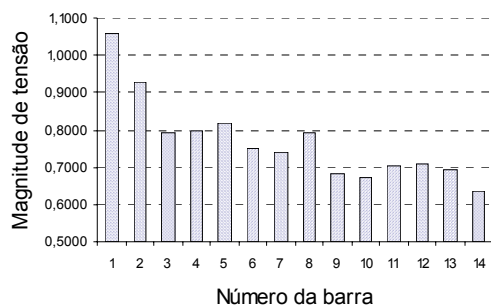


Figura C.13: Contingência no ramo 04-09

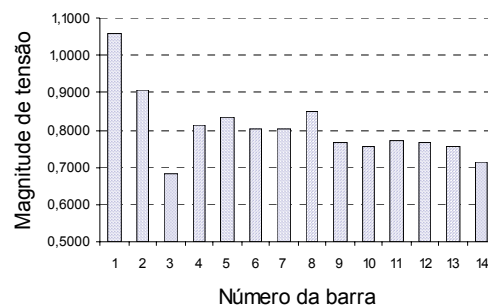


Figura C.14: Contingência no ramo 03-04

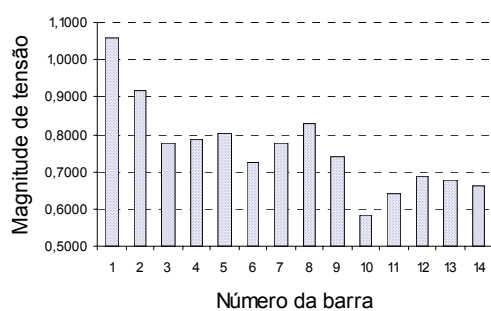


Figura C.15: Contingência no ramo 09-10

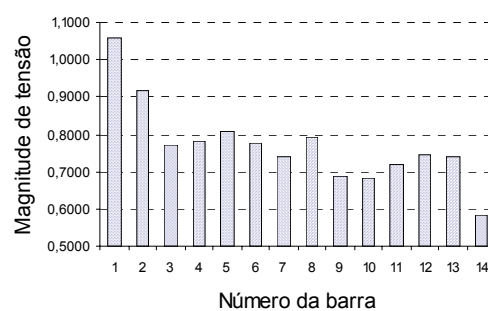


Figura C.16: Contingência no ramo 13-14

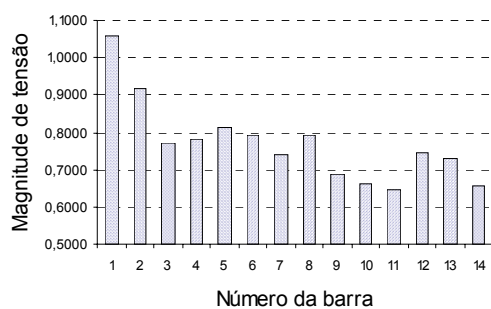


Figura C.17: Contingência no ramo 06-11

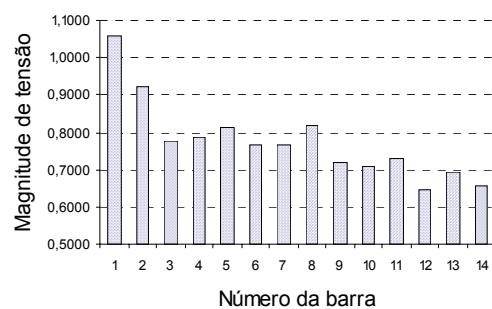


Figura C.18: Contingência no ramo 06-12

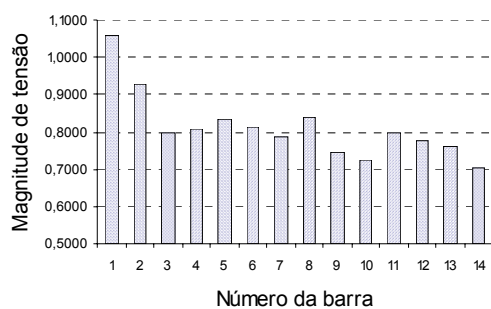


Figura C.19: Contingência no ramo 10-11

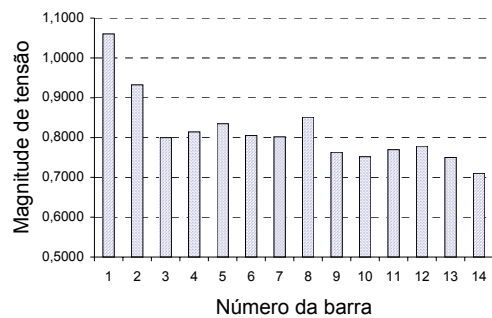


Figura C.20: Contingência no ramo 12-13

Apêndice D

Gráficos do comportamento dos PIs

As curvas referentes aos $VSPI$ a seguir representadas foram obtidas para cada ramo da rede de 14 barras. Os gráficos cartesianos onde estão representadas as curvas têm no eixo das abscissas o carregamento da rede e no eixo das ordenadas o valor do índice. Os traçados foram realizados com incrementos de 1% de 100% a 170% e incrementos de 0.1% de 170% a 175% (muito próximo ao carregamento máximo suportado pela rede). As equações para cálculo do Índice 1 e Índice 2 são as seguintes:

$$VSPI_1 = b^2 - 4ac = \left\{ \left[2(b_{km} + b_{km}^{sh}) \right] Q_{mk} - 2(g_{km}) P_{mk} - [y_{km} (a_{km} V_k)]^2 \right\}^2 - 4 \left[(g_{km})^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2 \right] \left[(P_{mk})^2 + (Q_{mk})^2 \right] \geq 0$$

$$VSPI_2 = \frac{4ac}{b^2} = \frac{4 \left[(g_{km})^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2 \right] \left[(P_{mk})^2 + (Q_{mk})^2 \right]}{\left\{ \left[2(b_{km} + b_{km}^{sh}) \right] Q_{mk} - 2(g_{km}) P_{mk} - [y_{km} (a_{km} V_k)]^2 \right\}^2} \leq 1$$

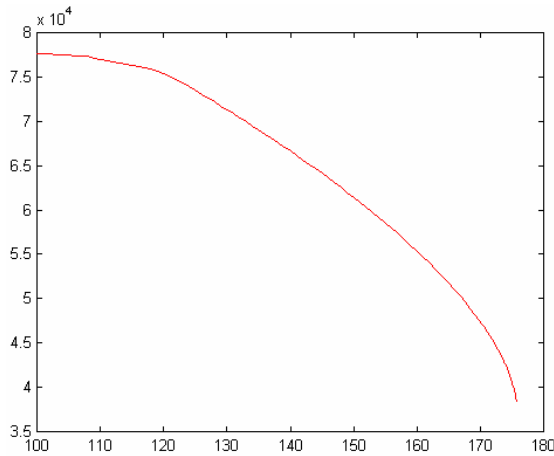


Figura D.1: Índice 1 x λ - Ramo 01-02

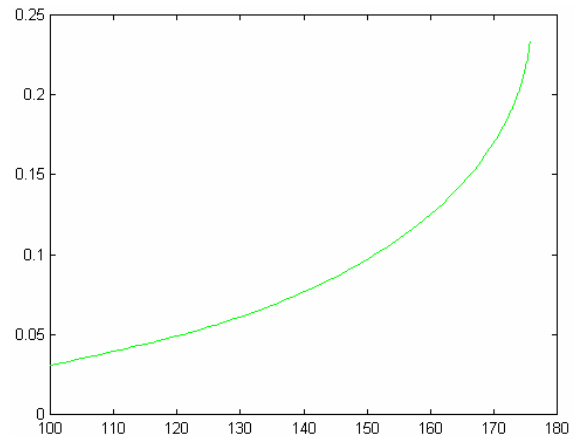
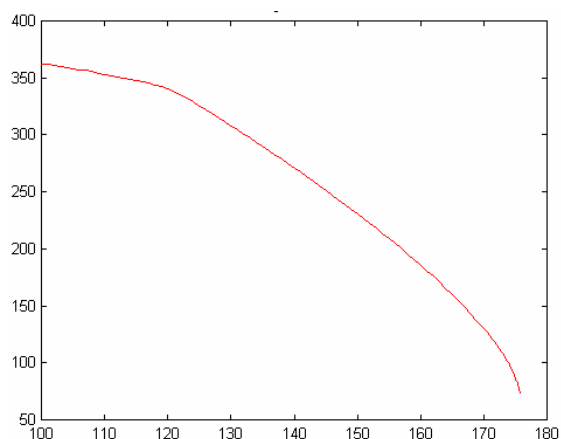
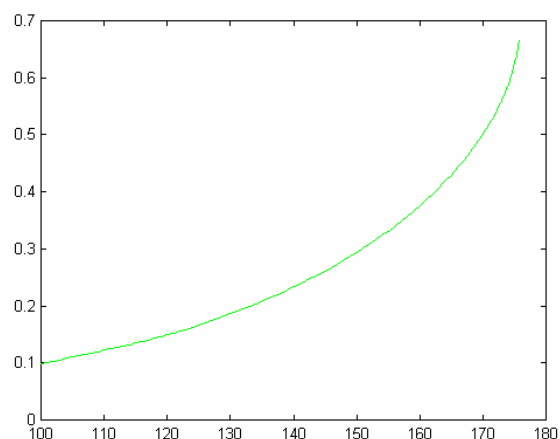
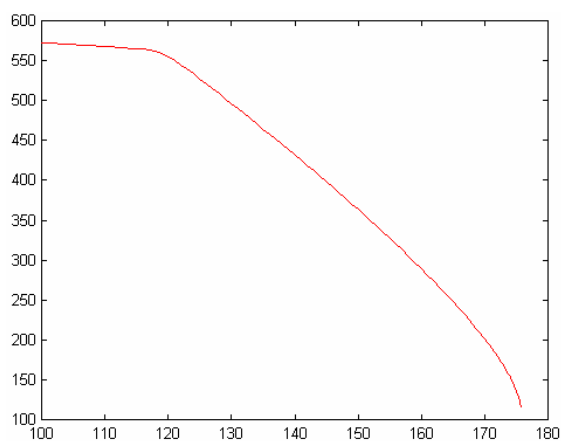
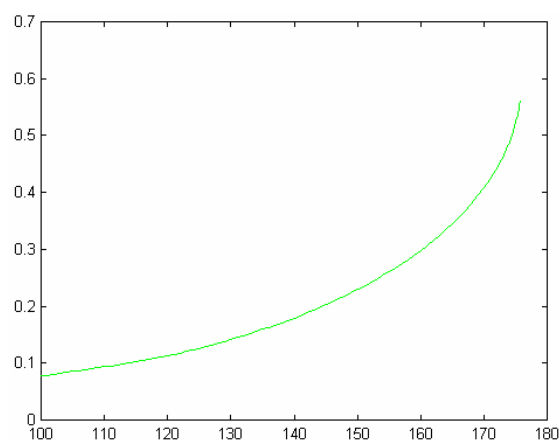
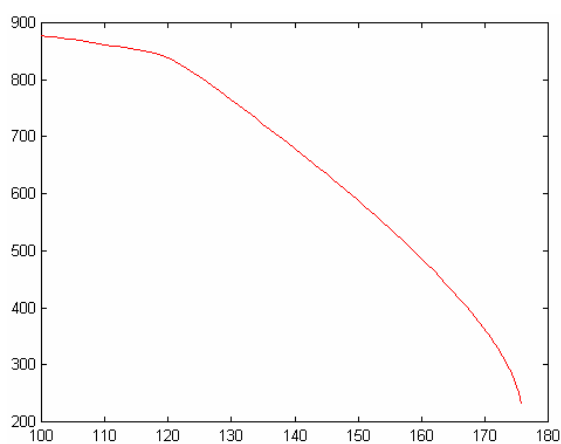
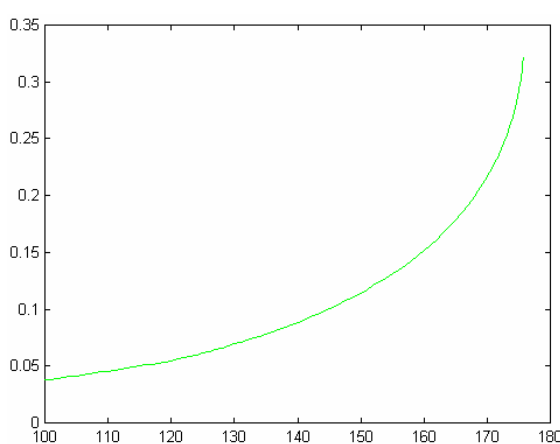
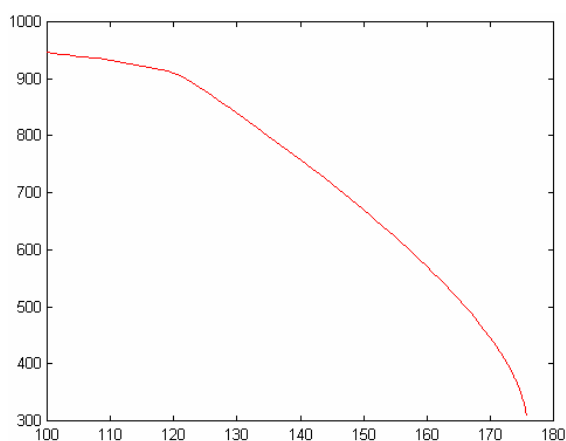
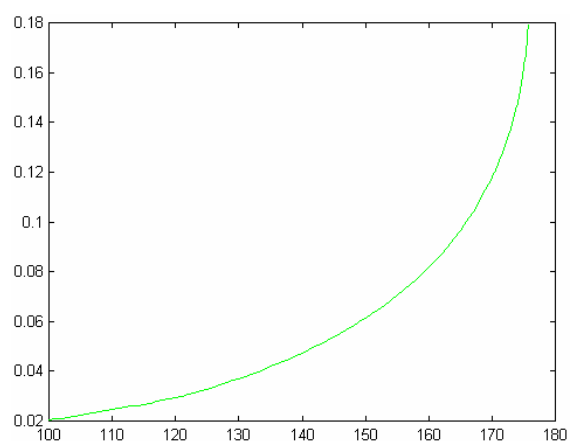
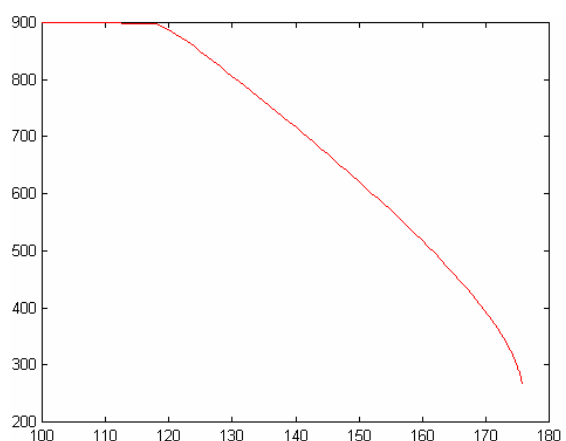
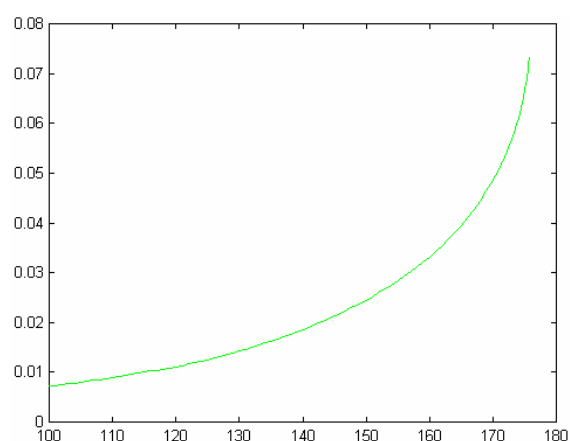
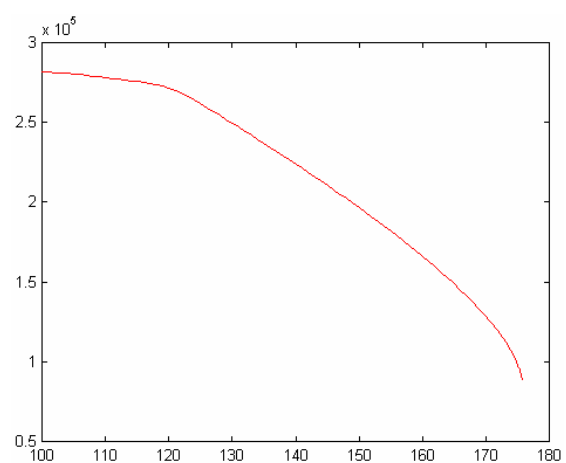
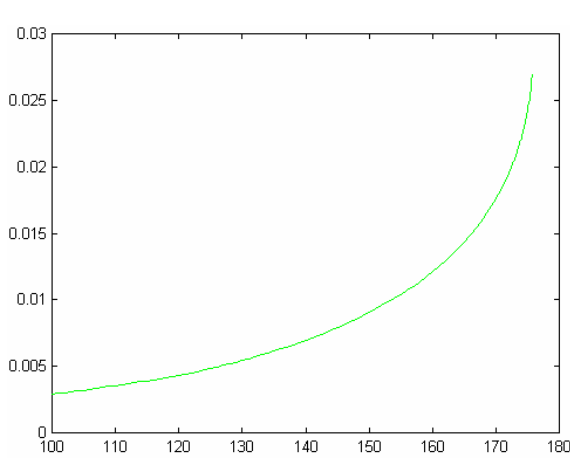
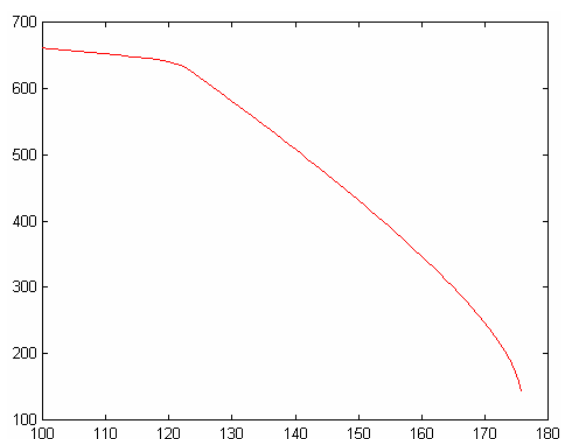
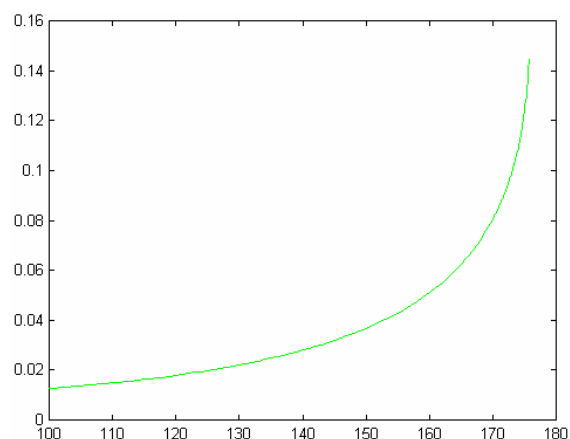
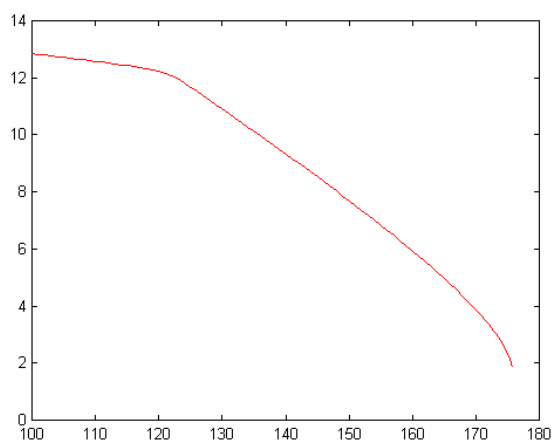
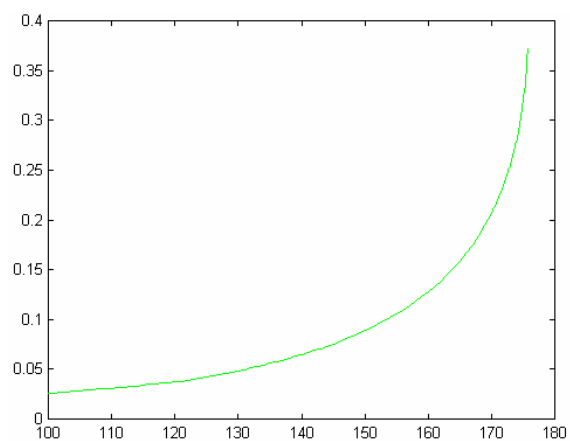
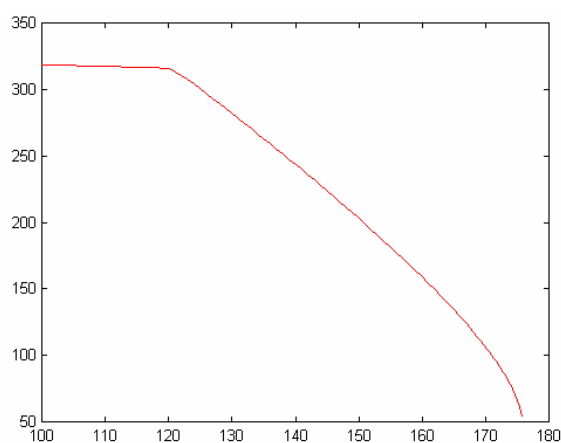
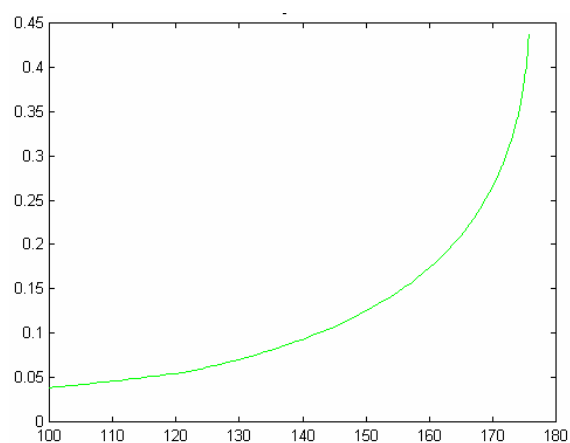
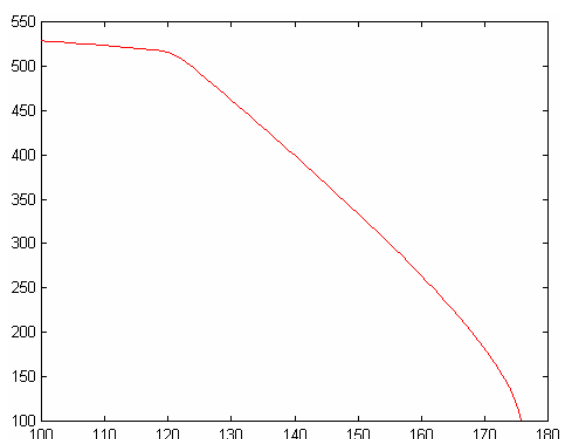
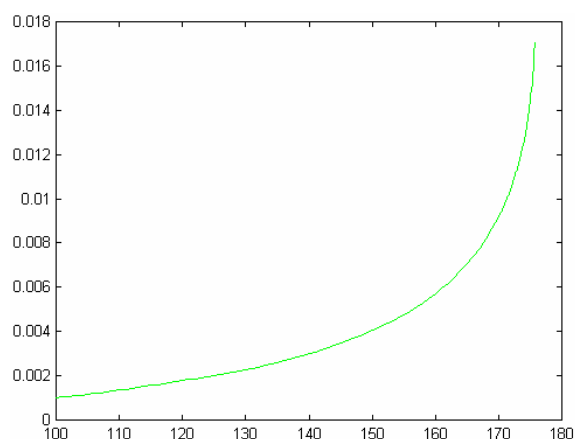
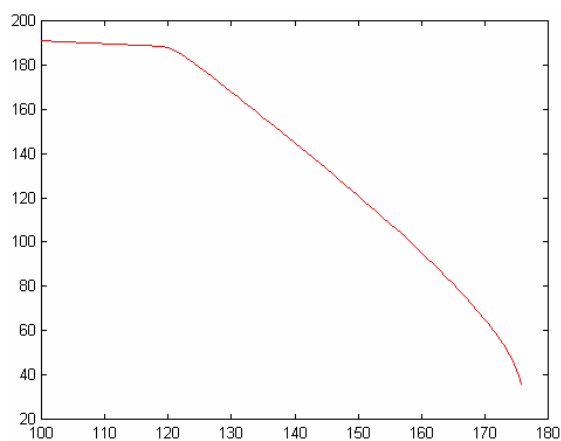
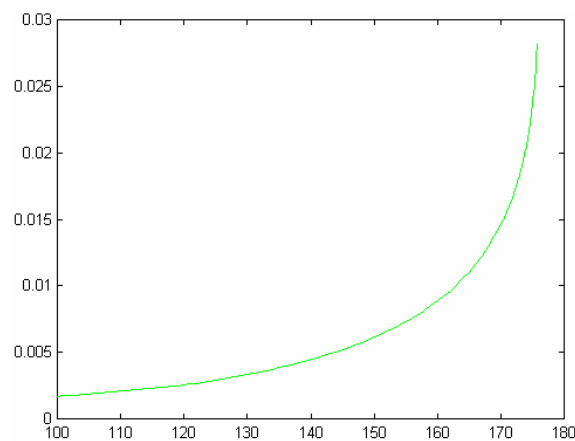
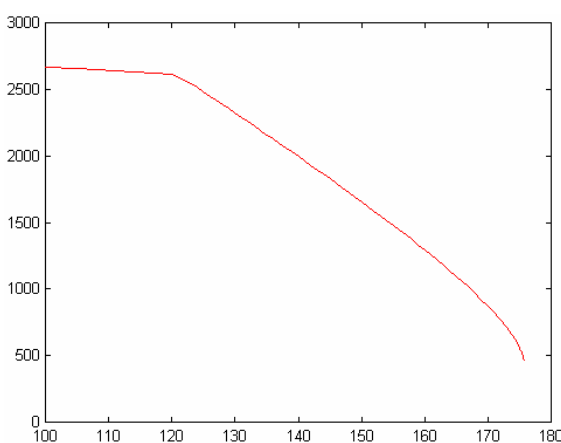
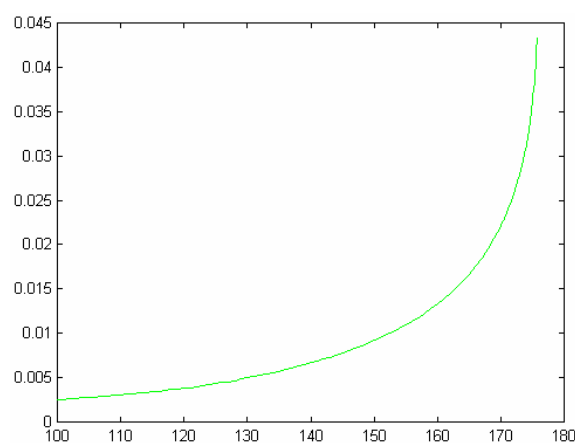


Figura D.2: Índice 2 x λ - Ramo 01-02

Figura D.3: Índice 1 x λ - Ramo 01-05Figura D.4: Índice 2 x λ - Ramo 01-05Figura D.5: Índice 1 x λ - Ramo 02-03Figura D.6: Índice 2 x λ - Ramo 02-03Figura D.7: Índice 1 x λ - Ramo 02-04Figura D.8: Índice 2 x λ - Ramo 02-04

Figura D.9: Índice 1 x λ - Ramo 02-05Figura D.10: Índice 2 x λ - Ramo 02-05Figura D.11: Índice 1 x λ - Ramo 03-04Figura D.12: Índice 2 x λ - Ramo 03-04Figura D.13: Índice 1 x λ - Ramo 04-05Figura D.14: Índice 2 x λ - Ramo 04-05

Figura D.15: Índice 1 x λ - Ramo 04-07Figura D.16: Índice 2 x λ - Ramo 04-07Figura D.17: Índice 1 x λ - Ramo 04-09Figura D.18: Índice 2 x λ - Ramo 04-09Figura D.19: Índice 1 x λ - Ramo 05-06Figura D.20: Índice 2 x λ - Ramo 05-06

Figura D.21: Índice 1 x λ - Ramo 06-11Figura D.22: Índice 2 x λ - Ramo 06-11Figura D.23: Índice 1 x λ - Ramo 06-12Figura D.24: Índice 2 x λ - Ramo 06-12Figura D.25: Índice 1 x λ - Ramo 06-13Figura D.26: Índice 2 x λ - Ramo 06-13

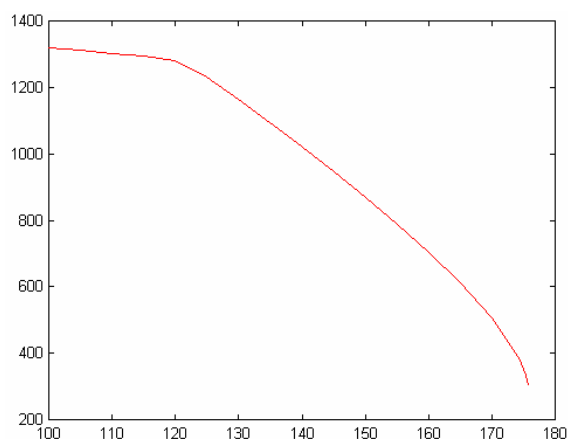


Figura D.27: Índice 1 x λ - Ramo 07-08

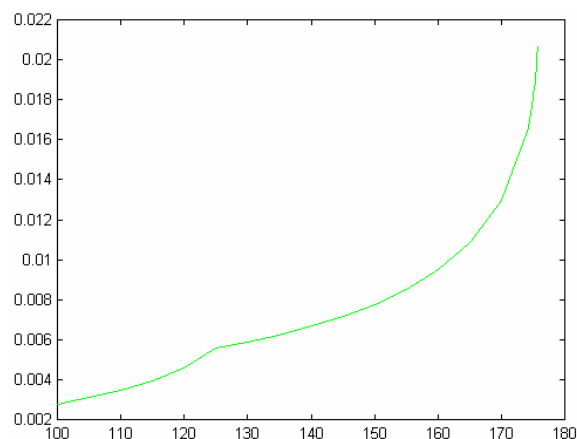


Figura D.28: Índice 2 x λ - Ramo 07-08

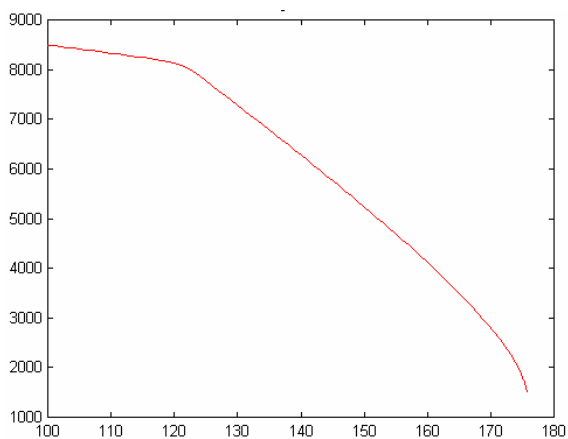


Figura D.29: Índice 1 x λ - Ramo 07-09

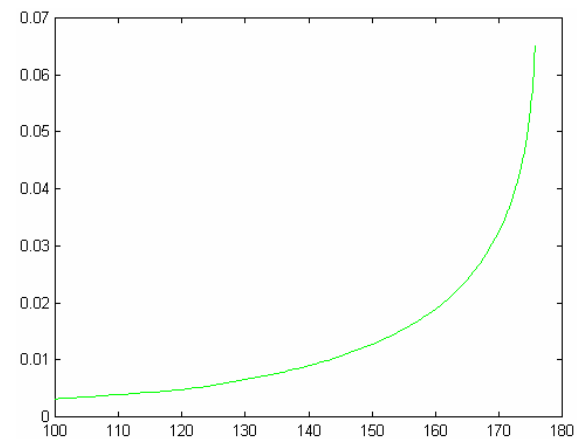


Figura D.30: Índice 2 x λ - Ramo 07-09

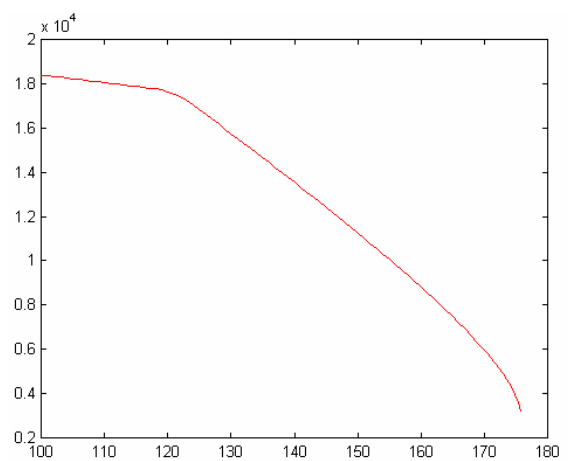


Figura D.31: Índice 1 x λ - Ramo 09-10

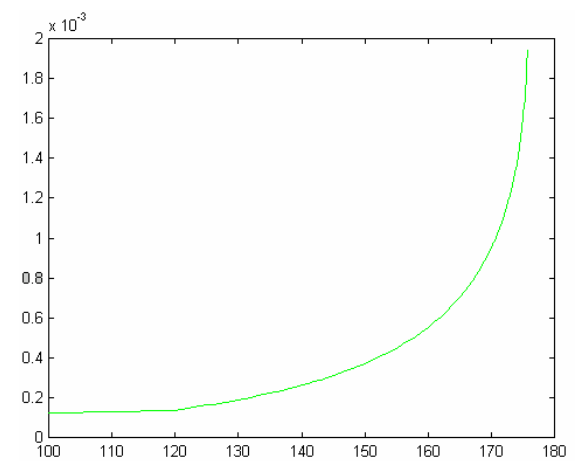
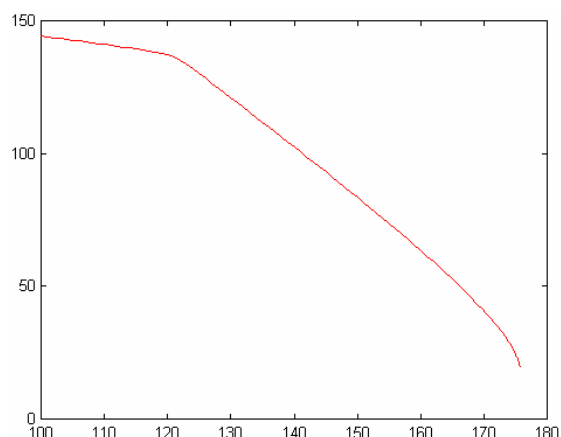
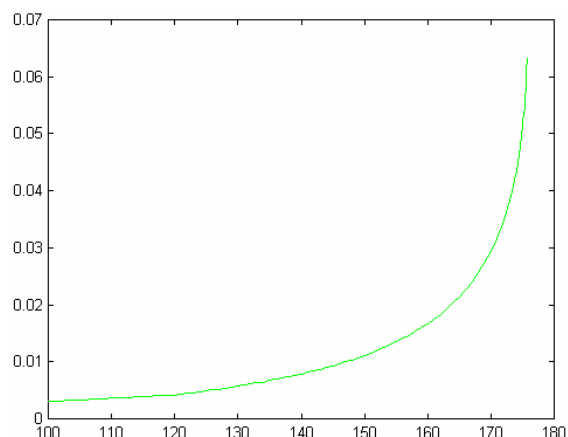
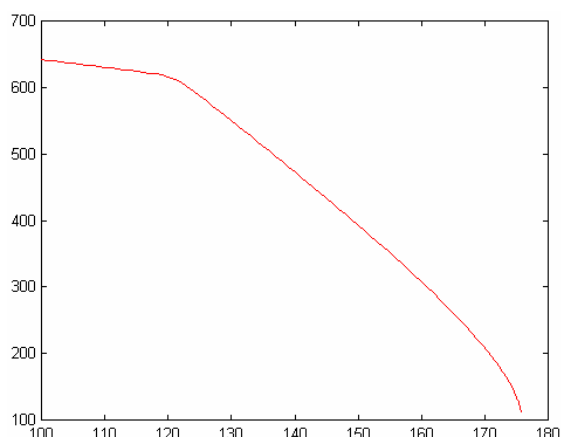
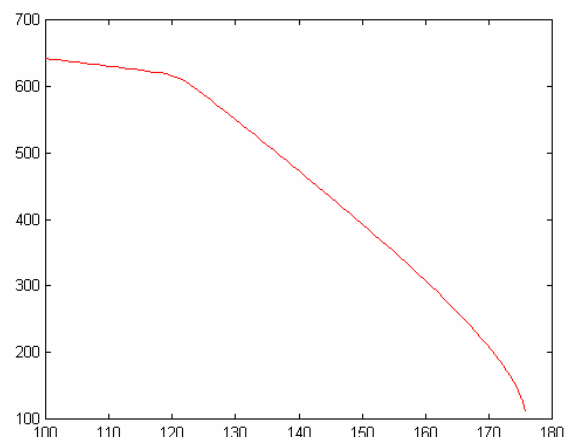
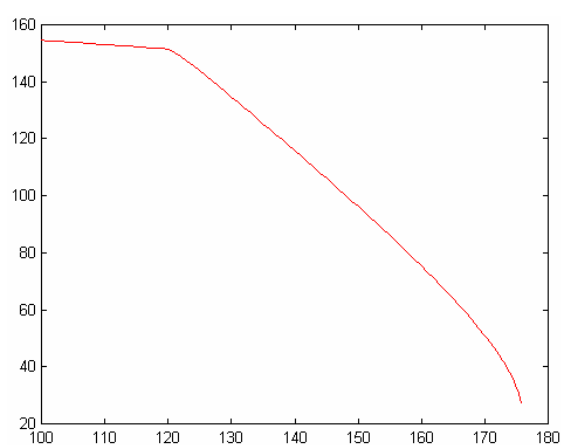
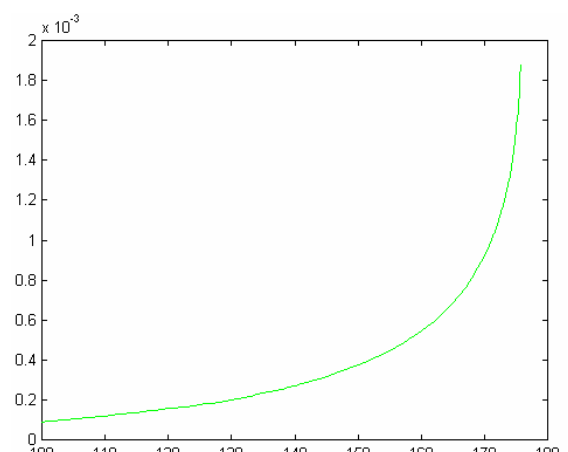
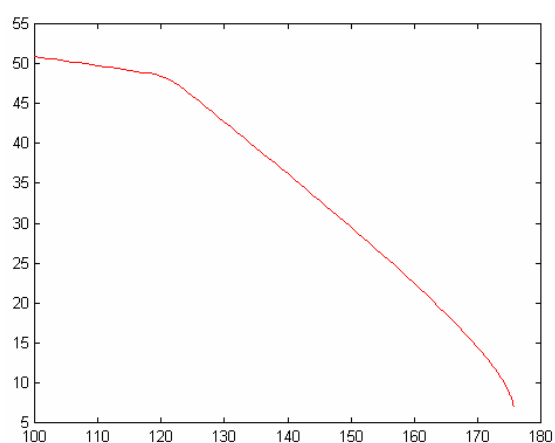
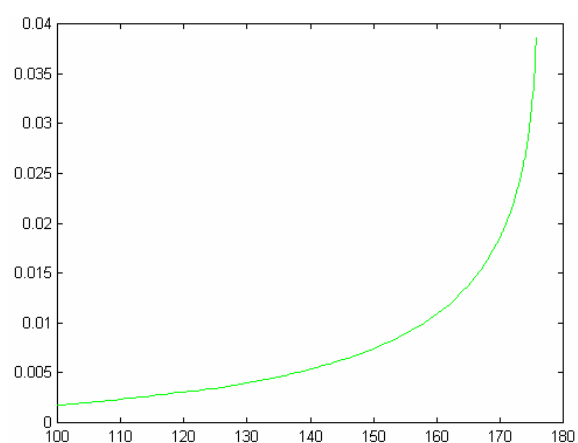


Figura D.32: Índice 2 x λ - Ramo 09-10

Figura D.33: Índice 1 x λ - Ramo 09-14Figura D.34: Índice 2 x λ - Ramo 09-14Figura D.35: Índice 1 x λ - Ramo 10-11Figura D.36: Índice 2 x λ - Ramo 10-11Figura D.37: Índice 1 x λ - Ramo 12-13Figura D.38: Índice 2 x λ - Ramo 12-13

Figura D.39: Índice 1 x λ - Ramo 13-14Figura D.40: Índice 2 x λ - Ramo 13-14

Apêndice E

Taxas de captura

Taxas de captura para valores ampliados de n . Para cada tabela, na primeira coluna, a partir da esquerda, constam os valores de n . Na segunda coluna os valores de p que podem ser iguais a n ou maiores. Na terceira coluna os valores de k , que é o número de contingências capturadas para cada valor de n . Na quarta coluna estão os valores do Número de Contingências a Analisar (nca) para cada valor de n . Na quinta coluna estão os valores da Taxa de Captura (TC) para cada valor de n .

Tabela E.1: Taxas de captura para a rede de 14 barras ($p = n$)

n	p	k	nca	TC
1	1	1	3	100%
2	2	2	6	100%
3	3	3	9	100%
4	4	4	11	100%
5	5	5	12	100%
6	6	6	13	100%
7	7	7	14	100%
8	8	8	16	100%
9	9	9	17	100%
10	10	10	17	100%
11	11	11	18	100%
12	12	12	19	100%
13	13	13	19	100%
14	14	14	20	100%
15	15	15	20	100%
16	16	16	20	100%
17	17	17	20	100%
18	18	18	20	100%
19	19	19	20	100%
20	20	20	20	100%

Tabela E.2: Taxas de captura para a rede de 24 barras ($p = n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	1	1	3	100%	20	20	20	34	100%
2	2	2	6	100%	21	21	21	36	100%
3	3	3	7	100%	22	22	22	37	100%
4	4	4	8	100%	23	23	23	37	100%
5	5	5	11	100%	24	24	23	37	96%
6	6	5	11	83%	25	25	25	38	100%
7	7	6	16	86%	26	26	26	38	100%
8	8	7	19	88%	27	27	27	38	100%
9	9	8	22	89%	28	28	28	38	100%
10	10	9	23	90%	29	29	29	38	100%
11	11	10	23	91%	30	30	30	38	100%
12	12	11	23	92%	31	31	31	38	100%
13	13	13	25	100%	32	32	32	38	100%
14	14	14	26	100%	33	33	33	38	100%
15	15	15	27	100%	34	34	34	38	100%
16	16	16	29	100%	35	35	35	38	100%
17	17	17	30	100%	36	36	36	38	100%
18	18	18	31	100%	37	37	37	38	100%
19	19	19	33	100%	38	38	38	38	100%

Tabela E.3: Taxas de captura para a rede de 30 barras ($p = n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	1	1	3	100%	22	22	22	35	100%
2	2	2	4	100%	23	23	23	36	100%
3	3	3	7	100%	24	24	24	37	100%
4	4	4	10	100%	25	25	25	39	100%
5	5	5	12	100%	26	26	26	40	100%
6	6	6	13	100%	27	27	27	40	100%
7	7	7	15	100%	28	28	28	40	100%
8	8	8	17	100%	29	29	29	41	100%
9	9	9	18	100%	30	30	30	41	100%
10	10	10	20	100%	31	31	31	41	100%
11	11	11	22	100%	32	32	32	41	100%
12	12	12	25	100%	33	33	33	41	100%
13	13	13	27	100%	34	34	34	41	100%
14	14	13	29	93%	35	35	35	41	100%
15	15	14	30	93%	36	36	36	41	100%
16	16	15	30	94%	37	37	37	41	100%
17	17	16	30	94%	38	38	38	41	100%
18	18	17	31	94%	39	39	39	41	100%
19	19	18	32	95%	40	40	40	41	100%
20	20	20	33	100%	41	41	41	41	100%
21	21	21	34	100%					

Tabela E.4: Taxas de captura para a rede de 57 barras ($p = n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	1	1	3	100%	41	41	39	61	95%
2	2	2	5	100%	42	42	40	61	95%
3	3	2	8	67%	43	43	41	63	95%
4	4	4	10	100%	44	44	42	63	95%
5	5	5	11	100%	45	45	43	66	96%
6	6	6	11	100%	46	46	44	67	96%
7	7	7	13	100%	47	47	45	68	96%
8	8	8	15	100%	48	48	47	70	98%
9	9	8	16	89%	49	49	48	71	98%
10	10	10	19	100%	50	50	49	71	98%
11	11	10	22	91%	51	51	50	71	98%
12	12	12	26	100%	52	52	51	71	98%
13	13	13	26	100%	53	53	52	73	98%
14	14	14	27	100%	54	54	53	74	98%
15	15	15	27	100%	55	55	54	75	98%
16	16	16	29	100%	56	56	54	76	96%
17	17	17	31	100%	57	57	55	76	96%
18	18	18	33	100%	58	58	56	78	97%
19	19	18	35	95%	59	59	59	80	100%
20	20	19	36	95%	60	60	60	80	100%
21	21	20	39	95%	61	61	61	80	100%
22	22	21	41	95%	62	62	62	80	100%
23	23	22	42	96%	63	63	63	80	100%
24	24	22	43	92%	64	64	64	80	100%
25	25	24	44	96%	65	65	65	80	100%
26	26	25	45	96%	66	66	66	80	100%
27	27	26	47	96%	67	67	67	80	100%
28	28	27	48	96%	68	68	68	80	100%
29	29	28	49	97%	69	69	69	80	100%
30	30	29	49	97%	70	70	70	80	100%
31	31	30	52	97%	71	71	71	80	100%
32	32	32	54	100%	72	72	72	80	100%
33	33	32	54	97%	73	73	73	80	100%
34	34	33	54	97%	74	74	74	80	100%
35	35	34	56	97%	75	75	75	80	100%
36	36	35	58	97%	76	76	76	80	100%
37	37	36	58	97%	77	77	77	80	100%
38	38	37	58	97%	78	78	78	80	100%
39	39	38	60	97%	79	79	79	80	100%
40	40	39	61	98%	80	80	80	80	100%

Tabela E.5: Taxas de captura para a rede de 57 barras ($p = 1,5 * n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	2	1	5	100%	41	62	41	80	100%
2	3	2	8	100%	42	63	42	80	100%
3	5	3	11	100%	43	65	43	80	100%
4	6	4	11	100%	44	66	44	80	100%
5	8	5	15	100%	45	68	45	80	100%
6	9	6	16	100%	46	69	46	80	100%
7	11	7	22	100%	47	71	47	80	100%
8	12	8	26	100%	48	72	48	80	100%
9	14	9	27	100%	49	74	49	80	100%
10	15	10	27	100%	50	75	50	80	100%
11	17	11	31	100%	51	77	51	80	100%
12	18	12	33	100%	52	78	52	80	100%
13	20	13	36	100%	53	80	53	80	100%
14	21	14	39	100%	54	80	54	80	100%
15	23	15	42	100%	55	80	55	80	100%
16	24	16	43	100%	56	80	56	80	100%
17	26	17	45	100%	57	80	57	80	100%
18	27	18	47	100%	58	80	58	80	100%
19	29	19	49	100%	59	80	59	80	100%
20	30	20	49	100%	60	80	60	80	100%
21	32	21	54	100%	61	80	61	80	100%
22	33	22	54	100%	62	80	62	80	100%
23	35	23	56	100%	63	80	63	80	100%
24	36	24	58	100%	64	80	64	80	100%
25	38	25	58	100%	65	80	65	80	100%
26	39	26	60	100%	66	80	66	80	100%
27	41	27	61	100%	67	80	67	80	100%
28	42	28	61	100%	68	80	68	80	100%
29	44	29	63	100%	69	80	69	80	100%
30	45	30	66	100%	70	80	70	80	100%
31	47	31	68	100%	71	80	71	80	100%
32	48	32	70	100%	72	80	72	80	100%
33	50	32	71	97%	73	80	73	80	100%
34	51	33	71	97%	74	80	74	80	100%
35	53	34	73	97%	75	80	75	80	100%
36	54	35	74	97%	76	80	76	80	100%
37	56	36	76	97%	77	80	77	80	100%
38	57	37	76	97%	78	80	78	80	100%
39	59	39	80	100%	79	80	79	80	100%
40	60	40	80	100%	80	80	80	80	100%

Tabela E.6: Taxas de captura para a rede de 118 barras (n variando de 1 a 90, $p = n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	1	0	3	0%	46	46	43	103	93%
2	2	1	4	50%	47	47	43	106	91%
3	3	3	7	100%	48	48	44	106	92%
4	4	4	10	100%	49	49	45	106	92%
5	5	5	12	100%	50	50	46	107	92%
6	6	5	14	83%	51	51	47	109	92%
7	7	7	18	100%	52	52	47	111	90%
8	8	7	21	88%	53	53	48	113	91%
9	9	7	25	78%	54	54	48	115	89%
10	10	7	28	70%	55	55	49	116	89%
11	11	8	31	73%	56	56	50	120	89%
12	12	9	35	75%	57	57	51	122	89%
13	13	10	38	77%	58	58	52	123	90%
14	14	11	39	79%	59	59	52	126	88%
15	15	11	42	73%	60	60	53	127	88%
16	16	12	43	75%	61	61	54	128	89%
17	17	12	46	71%	62	62	55	129	89%
18	18	12	47	67%	63	63	55	131	87%
19	19	13	49	68%	64	64	56	133	88%
20	20	15	52	75%	65	65	57	136	88%
21	21	17	54	81%	66	66	58	138	88%
22	22	17	57	77%	67	67	59	140	88%
23	23	18	59	78%	68	68	60	141	88%
24	24	20	60	83%	69	69	61	142	88%
25	25	21	62	84%	70	70	61	143	87%
26	26	23	65	88%	71	71	62	144	87%
27	27	24	66	89%	72	72	64	147	89%
28	28	25	69	89%	73	73	65	148	89%
29	29	26	71	90%	74	74	65	148	88%
30	30	27	73	90%	75	75	65	148	87%
31	31	27	73	87%	76	76	68	150	89%
32	32	29	76	91%	77	77	69	150	90%
33	33	30	80	91%	78	78	70	153	90%
34	34	31	82	91%	79	79	71	153	90%
35	35	32	84	91%	80	80	72	153	90%
36	36	33	87	92%	81	81	72	154	89%
37	37	34	88	92%	82	82	73	154	89%
38	38	35	90	92%	83	83	75	156	90%
39	39	35	93	90%	84	84	77	158	92%
40	40	36	95	90%	85	85	78	160	92%
41	41	37	96	90%	86	86	79	161	92%
42	42	37	98	88%	87	87	80	162	92%
43	43	39	99	91%	88	88	81	162	92%
44	44	40	100	91%	89	89	82	163	92%
45	45	41	101	91%	90	90	83	163	92%

Tabela E.7: Taxas de captura para a rede de 118 barras (n variando de 1 a 90, $p = 3*n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	3	1	7	100%	46	138	46	185	100%
2	6	2	14	100%	47	141	47	185	100%
3	9	3	25	100%	48	144	48	185	100%
4	12	4	35	100%	49	147	49	185	100%
5	15	5	42	100%	50	150	50	186	100%
6	18	6	47	100%	51	153	51	186	100%
7	21	7	54	100%	52	156	52	186	100%
8	24	7	60	88%	53	159	53	186	100%
9	27	8	66	89%	54	162	54	186	100%
10	30	9	73	90%	55	165	55	186	100%
11	33	10	80	91%	56	168	56	186	100%
12	36	11	87	100%	57	171	57	186	100%
13	39	12	93	100%	58	174	58	186	100%
14	42	13	98	100%	59	177	59	186	100%
15	45	14	101	100%	60	180	60	186	100%
16	48	16	106	100%	61	183	61	186	100%
17	51	17	109	100%	62	186	62	186	100%
18	54	18	115	100%	63	186	63	186	100%
19	57	19	122	100%	64	186	64	186	100%
20	60	20	127	100%	65	186	65	186	100%
21	63	21	131	100%	66	186	66	186	100%
22	66	22	138	100%	67	186	67	186	100%
23	69	23	142	100%	68	186	68	186	100%
24	72	24	147	100%	69	186	69	186	100%
25	75	25	148	100%	70	186	70	186	100%
26	78	26	153	100%	71	186	71	186	100%
27	81	27	154	100%	72	186	72	186	100%
28	84	28	158	100%	73	186	73	186	100%
29	87	29	162	100%	74	186	74	186	100%
30	90	30	163	100%	75	186	75	186	100%
31	93	31	168	100%	76	186	76	186	100%
32	96	32	174	100%	77	186	77	186	100%
33	99	33	174	100%	78	186	78	186	100%
34	102	34	174	100%	79	186	79	186	100%
35	105	35	177	100%	80	186	80	186	100%
36	108	36	181	100%	81	186	81	186	100%
37	111	37	183	100%	82	186	82	186	100%
38	114	38	184	100%	83	186	83	186	100%
39	117	39	184	100%	84	186	84	186	100%
40	120	40	184	100%	85	186	85	186	100%
41	123	41	184	100%	86	186	86	186	100%
42	126	42	184	100%	87	186	87	186	100%
43	129	43	185	100%	88	186	88	186	100%
44	132	44	185	100%	89	186	89	186	100%
45	135	45	185	100%	90	186	90	186	100%

Tabela E.8: Taxas de captura para a rede de 300 barras (n variando de 1 a 90, $p = n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	1	1	2	100%	46	46	45	58	98%
2	2	2	2	100%	47	47	46	61	98%
3	3	3	5	100%	48	48	47	64	98%
4	4	4	9	100%	49	49	48	65	98%
5	5	4	11	80%	50	50	49	68	98%
6	6	4	14	67%	51	51	50	72	98%
7	7	5	16	71%	52	52	51	74	98%
8	8	6	19	75%	53	53	51	75	96%
9	9	6	21	67%	54	54	51	76	94%
10	10	6	23	60%	55	55	51	80	93%
11	11	7	26	64%	56	56	52	84	93%
12	12	9	27	75%	57	57	53	87	93%
13	13	11	29	85%	58	58	54	88	93%
14	14	12	30	86%	59	59	55	91	93%
15	15	13	32	87%	60	60	56	92	93%
16	16	14	34	88%	61	61	57	92	93%
17	17	16	36	94%	62	62	58	94	94%
18	18	18	38	100%	63	63	61	97	97%
19	19	19	38	100%	64	64	63	99	98%
20	20	20	39	100%	65	65	63	100	97%
21	21	21	41	100%	66	66	63	102	95%
22	22	22	41	100%	67	67	63	104	94%
23	23	23	42	100%	68	68	64	106	94%
24	24	24	42	100%	69	69	66	109	96%
25	25	25	42	100%	70	70	66	112	94%
26	26	26	42	100%	71	71	66	115	93%
27	27	27	42	100%	72	72	66	116	92%
28	28	28	42	100%	73	73	67	119	92%
29	29	29	42	100%	74	74	68	121	92%
30	30	30	42	100%	75	75	69	123	92%
31	31	31	42	100%	76	76	69	125	91%
32	32	32	42	100%	77	77	71	127	92%
33	33	33	42	100%	78	78	72	127	92%
34	34	34	42	100%	79	79	73	131	92%
35	35	35	42	100%	80	80	73	132	91%
36	36	36	42	100%	81	81	74	133	91%
37	37	37	42	100%	82	82	75	133	91%
38	38	38	42	100%	83	83	75	134	90%
39	39	39	42	100%	84	84	75	135	89%
40	40	40	42	100%	85	85	76	137	89%
41	41	41	42	100%	86	86	79	140	92%
42	42	42	42	100%	87	87	80	143	92%
43	43	42	45	98%	88	88	80	145	91%
44	44	44	50	100%	89	89	81	146	91%
45	45	44	53	98%	90	90	82	147	91%

Tabela E.9: Taxas de captura para a rede de 300 barras (n variando de 1 a 90, $p = 3 * n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	3	1	5	100%	46	138	46	238	100%
2	6	2	14	100%	47	141	47	241	100%
3	9	3	21	100%	48	144	48	246	100%
4	12	4	27	100%	49	147	49	250	100%
5	15	5	32	100%	50	150	50	256	100%
6	18	6	38	100%	51	153	51	260	100%
7	21	7	41	100%	52	156	52	265	100%
8	24	8	42	100%	53	159	53	265	100%
9	27	9	42	100%	54	162	54	269	100%
10	30	10	42	100%	55	165	55	274	100%
11	33	11	42	100%	56	168	56	281	100%
12	36	12	42	100%	57	171	57	286	100%
13	39	13	42	100%	58	174	58	287	100%
14	42	14	42	100%	59	177	59	291	100%
15	42	15	42	100%	60	180	60	293	100%
16	42	16	42	100%	61	183	61	294	100%
17	42	17	42	100%	62	186	62	295	100%
18	42	18	42	100%	63	189	63	298	100%
19	42	19	42	100%	64	192	64	300	100%
20	42	20	42	100%	65	195	65	304	100%
21	42	21	42	100%	66	198	66	311	100%
22	42	22	42	100%	67	201	67	314	100%
23	42	23	42	100%	68	204	68	320	100%
24	42	24	42	100%	69	207	69	321	100%
25	42	25	42	100%	70	210	70	324	100%
26	42	26	42	100%	71	213	71	325	100%
27	42	27	42	100%	72	216	72	326	100%
28	42	28	42	100%	73	219	73	330	100%
29	42	29	42	100%	74	222	74	330	100%
30	42	30	42	100%	75	225	75	331	100%
31	42	31	42	100%	76	228	76	334	100%
32	42	32	42	100%	77	231	77	337	100%
33	42	33	42	100%	78	234	78	340	100%
34	42	34	42	100%	79	237	79	347	100%
35	42	35	42	100%	80	240	80	349	100%
36	42	36	42	100%	81	243	81	353	100%
37	42	37	42	100%	82	246	82	358	100%
38	42	38	42	100%	83	249	83	360	100%
39	42	39	42	100%	84	252	84	363	100%
40	42	40	42	100%	85	255	85	365	100%
41	42	41	42	100%	86	258	86	368	100%
42	42	42	42	100%	87	261	87	371	100%
43	129	43	225	100%	88	264	88	371	100%
44	132	44	229	100%	89	267	89	375	100%
45	135	45	235	100%	90	270	90	379	100%

Tabela E.10: Taxas de captura para a rede de 1081 barras (n variando de 1 a 90, $p = n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	1	1	3	100%	46	46	37	153	80%
2	2	1	6	50%	47	47	38	155	81%
3	3	3	9	100%	48	48	39	156	81%
4	4	4	12	100%	49	49	41	160	84%
5	5	5	14	100%	50	50	42	163	84%
6	6	6	16	100%	51	51	44	167	86%
7	7	7	19	100%	52	52	45	170	87%
8	8	8	24	100%	53	53	45	174	85%
9	9	9	29	100%	54	54	45	175	83%
10	10	10	34	100%	55	55	46	179	84%
11	11	11	38	100%	56	56	46	182	82%
12	12	11	43	92%	57	57	47	186	82%
13	13	11	47	85%	58	58	48	189	83%
14	14	12	51	86%	59	59	48	193	81%
15	15	12	55	80%	60	60	48	197	80%
16	16	13	60	81%	61	61	48	202	79%
17	17	14	63	82%	62	62	49	205	79%
18	18	15	66	83%	63	63	49	209	78%
19	19	15	68	79%	64	64	50	213	78%
20	20	15	72	75%	65	65	51	217	78%
21	21	17	76	81%	66	66	53	221	80%
22	22	19	80	86%	67	67	54	223	81%
23	23	20	83	87%	68	68	55	225	81%
24	24	21	85	88%	69	69	56	228	81%
25	25	22	87	88%	70	70	58	231	83%
26	26	23	92	88%	71	71	60	234	85%
27	27	24	96	89%	72	72	61	237	85%
28	28	26	100	93%	73	73	61	239	84%
29	29	26	103	90%	74	74	62	241	84%
30	30	26	106	87%	75	75	62	245	83%
31	31	27	109	87%	76	76	64	247	84%
32	32	28	113	88%	77	77	64	250	83%
33	33	28	117	85%	78	78	65	255	83%
34	34	30	120	88%	79	79	65	258	82%
35	35	30	123	86%	80	80	67	261	84%
36	36	31	124	86%	81	81	67	264	83%
37	37	31	125	84%	82	82	68	267	83%
38	38	32	127	84%	83	83	69	269	83%
39	39	32	128	82%	84	84	69	272	82%
40	40	33	131	83%	85	85	69	276	81%
41	41	33	136	80%	86	86	69	279	80%
42	42	33	140	79%	87	87	71	283	82%
43	43	33	143	77%	88	88	73	287	83%
44	44	35	146	80%	89	89	75	291	84%
45	45	37	150	82%	90	90	77	294	86%

Tabela E.11: TC para a rede de 1081 barras (n variando de 1 a 90, $p = 3 * n$)

n	p	k	nca	TC	n	p	k	nca	TC
1	3	1	5	100%	46	138	44	426	96%
2	5	2	5	100%	47	141	45	435	96%
3	5	3	5	100%	48	144	46	440	96%
4	5	4	5	100%	49	147	47	449	96%
5	5	5	5	100%	50	150	48	457	96%
6	18	6	66	100%	51	153	49	463	98%
7	21	7	76	100%	52	156	50	469	98%
8	24	8	85	100%	53	159	51	472	98%
9	27	9	96	100%	54	162	52	481	98%
10	30	10	106	100%	55	165	53	484	98%
11	33	11	117	100%	56	168	54	493	98%
12	36	12	124	100%	57	171	55	499	98%
13	39	13	128	100%	58	174	56	509	98%
14	42	14	140	100%	59	177	57	519	98%
15	45	15	150	100%	60	180	57	527	97%
16	48	16	156	100%	61	183	58	531	97%
17	51	17	167	100%	62	186	59	534	97%
18	54	18	175	100%	63	189	60	539	97%
19	57	19	186	100%	64	192	61	545	97%
20	60	20	197	100%	65	195	61	547	95%
21	63	21	209	100%	66	198	62	555	95%
22	66	22	221	100%	67	201	63	562	96%
23	69	23	228	100%	68	204	65	571	96%
24	72	24	237	100%	69	207	66	576	96%
25	75	25	245	100%	70	210	67	582	96%
26	78	26	255	100%	71	213	68	589	97%
27	81	27	264	100%	72	216	69	594	97%
28	84	28	272	100%	73	219	70	599	97%
29	87	29	283	100%	74	222	71	607	97%
30	90	30	294	100%	75	225	72	613	99%
31	93	31	301	100%	76	228	73	615	99%
32	96	32	312	100%	77	231	74	618	99%
33	99	33	321	100%	78	234	75	622	99%
34	102	34	327	100%	79	237	76	628	99%
35	105	35	335	100%	80	240	77	632	99%
36	108	36	341	100%	81	243	78	635	99%
37	111	37	349	100%	82	246	79	640	99%
38	114	38	360	100%	83	249	80	648	99%
39	117	39	365	100%	84	252	81	650	99%
40	120	40	374	100%	85	255	82	655	99%
41	123	40	385	98%	86	258	83	659	99%
42	126	41	393	98%	87	261	84	664	99%
43	129	42	398	98%	88	264	85	667	99%
44	132	43	406	98%	89	267	86	673	99%
45	135	44	415	98%	90	270	87	677	99%

COMISSÃO JULGADORA – TESE DE MESTRADO

Candidato(a): Mauricio Dester

Data da Defesa: 22 de agosto de 2006

Título da Tese: “Estudo para Classificação de Contingências Sob o Aspecto da Estabilidade de Tensão”

AVALIAÇÃO FINAL

Será considerada aprovada a tese que obtiver aprovação da maioria dos membros da Comissão Julgadora.

Votos Favoráveis: 4

Votos Contrários: —

Resultado (Aprovado ou Reprovado): Aprovado

1. Modificações sugeridas pela Comissão Julgadora que deverão ser incorporadas na versão final da tese:

As sugestões e correções sugeridas pela comissão julgadora serão incorporadas na versão final da tese, sob a supervisão do orientador.

2. Prazo máximo para a entrega da versão final da tese na CPG: 30 (dias).

3. Comentários finais (se necessário):

—

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior (Presidente):

Júnior

Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto:

Luís Fernando Costa Alberto

Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari:

CM

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva:

Luiz C.P. da Silva