

Este exemplar corresponde à redação final da
defendida por Otávio Marcos Scarpa Nema
e aprovada pela Comissão
Julgadora em 17 Dez 96



Orientador Junior

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

*Índice de Proximidade ao Colapso de Tensão Baseado nas
Perdas de Potência Ativa: Investigação do Potencial de
Utilização na Análise de Segurança em Tempo Real de
Sistemas Elétricos de Potência.*

Otávio Marcos Scarpa Nema

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Jr.

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,
UNICAMP, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título
de Mestre em Engenharia Elétrica.

Campinas, Dezembro de 1996.

9404729

UNIDADE	86
N.º CHAMADA:	
T/Unicamp	
N.º 34i	
V. 1	
TIPO DE	30.007
PREC. 281/97	
C ☐ D ☒	
PREC. 281.11.00	
DATA 06/05/97	
N.º CPD	

CM-00097663-4

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

N34i

Nema, Otávio Marcos Scarpa

Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado nas perdas de potência ativa: investigação do potencial de utilização na análise de segurança em tempo real de sistemas de potência / Otávio Marcos Scarpa Nema.-- Campinas, SP: [s.n.], 1996.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Jr..

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. I. Castro Jr., Carlos Alberto de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Resumo

Neste trabalho propõe-se a utilização de um índice baseado nas perdas de potência ativa para a identificação de barras/áreas sujeitas ao colapso de tensão. O cálculo deste índice exige um esforço computacional equivalente a uma iteração de um fluxo de carga sendo, portanto, apropriado para aplicação na operação em tempo real de redes elétricas. O índice foi comparado com outros propostos na literatura e os resultados foram satisfatórios. Verifica-se o caráter adaptativo da determinação das áreas sujeitas ao colapso em função das mudanças nas condições de operação da rede. Mostra-se que o índice pode auxiliar o operador da rede na determinação de ações de controle visando a diminuição do risco de colapso. Finalmente, discute-se o potencial de utilização do índice na classificação de contingências com relação ao colapso de tensão na análise de segurança em tempo real de redes elétricas.

Abstract

This work proposes the utilization of an index based on system power losses to identify buses/areas subjected to voltage collapse. The computation of this index requires the equivalent to one iteration of a power flow, being appropriate for the real time operation of power systems. The comparison of this index with others cited in the literature provided satisfactory results. The adaptive characteristics of the index as the power system operating conditions change are shown. It is also shown that the index can be an important aid to the operator in determining control actions aiming at decreasing the risk of voltage collapse. Finally it is discussed the utilization of the index to the contingency classification with respect the voltage collapse in the real time security analysis of power systems.

Agradecimentos

- Prof. Dr. Carlos Aberto de Castro Jr. pela excelente orientação, paciência e amizade sem as quais não seria possível a conclusão deste trabalho.
- Aos meus pais que sempre me incentivaram;
- Ao companheiro Evandro Borda de Vuono e aos amigos João Carlos e Sílvia Regina, pela amizade e apoio nas horas difíceis;
- Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica/DSEE, pelas inestimáveis colaborações e acima de tudo pelo respeito e amizade com que sempre me trataram;
- A todos que contribuíram para que este trabalho fosse concluído;
- CAPES pelo apoio financeiro.

O caminho a percorrer é mais curto
quando se sabe aonde se quer chegar.
Porém, pode não ser o mais fácil.

Dedico este trabalho aos meus pais José Antônio e Mara,
minha namorada Andréia e meus amigos.

Conteúdo

Resumo	i
Abstract	ii
Agradecimentos	iii
Conteúdo	v
1 Introdução	1
2 O Fenômeno do Colapso de Tensão	3
2.1 Introdução	3
2.2 Conclusões	4
2.3 O colapso de tensão	5
2.3.1 Idéia básica do fenômeno [4]	5
2.3.2 Os diferentes enfoques	10

2.4	Classificação dos métodos para a detecção e prevenção do colapso de tensão	13
2.4.1	Cálculo de índice de proximidade	14
2.4.2	Cálculo de margens de segurança	14
2.4.3	Cálculo de regiões de segurança	15
2.5	Algumas das mais recentes pesquisas realizadas na previsão do colapso de tensão utilizando indicadores de proximidade	15
3	Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado na perdas de potência ativa [18]	20
3.1	Introdução	20
3.2	Análise do comportamento das perdas de potência ativa	20
3.3	Formulação do índice baseado nas perdas de potência ativa do sistema . . .	30
3.4	Limite estático de estabilidade versus colapso de tensão	34
3.5	Testes e resultados de simulações	39
3.5.1	O comportamento dos índices λ_P e λ_Q	39
3.5.2	Utilização do índice λ_i na identificação de barras/áreas mais fracas de um sistema de potência	43
3.6	Outras formas que foram utilizadas para a composição do índice único . . .	51
4	Utilização do Índice λ_i em Análise de Segurança em Tempo Real	53
4.1	Introdução	53
4.2	Os métodos que foram implementados	54
4.2.1	O método Newton completo	55
4.2.2	O método Newton 1	59

4.2.3	O método Newton 1 + 1	62
4.2.4	O método do Lema de Modificação de Matrizes Inversas - IMML . .	65
4.2.5	O método IMML + 1	70
4.3	Análise comparativa dos métodos implementados	74
4.4	Outros métodos que foram implementados	75
5	Conclusões	76
A	O Lema de Modificação de Matrizes Inversas (IMML) [35]	82
B	Arquivo de dados do sistema de 30 barras e 41 ramos	86

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos dez anos os problemas de instabilidade de tensão têm recebido maior atenção devido ao crescente aumento de carga e a falta de um correspondente aumento das capacidades de transmissão e geração dos sistemas de energia elétrica. Diversos sistemas têm experimentado um tipo de instabilidade que se caracteriza por uma lenta variação do ponto de operação do sistema de modo que as magnitudes das tensões nas barras de carga decrescem até um ponto em que não é mais possível manter a estabilidade do sistema. A este fenômeno se deu o nome de colapso de tensão. O colapso de tensão ocorre principalmente em sistemas altamente carregados e que ainda estão sujeitos a novos aumentos de demanda. Costuma-se, também, associar o colapso de tensão com o suporte inadequado de potência reativa nos pontos em que esta se faz necessário.

No conjunto de tarefas que envolvem a operação de sistemas elétricos, a análise do sistema com relação ao risco de ocorrência do colapso de tensão tem se tornado imprescindível. Porém o processo de análise de uma rede para a verificação do risco de colapso de tensão é em geral um processo que exige um grande esforço computacional, o que pode tornar inviável para a implementação em funções de controle em tempo real.

Sabe-se que o colapso de tensão pode ser analisado sob dois enfoques: o estático e o dinâmico. Os enfoques dinâmicos consideram o colapso de tensão como um fenômeno essencialmente dinâmico e somente uma análise dinâmica é capaz de explicá-lo. Os enfoques estáticos consideram que o colapso de tensão pode ser estudado através de métodos estáticos, por este ser um fenômeno que envolve constantes de tempo elevadas.

Dentre os métodos estáticos disponíveis hoje para a análise da rede para a verificação do risco de colapso de tensão, aquele baseado no cálculo de um índice de proximidade

ao colapso através da sensibilidade das perdas ativas foi escolhido como um método que pode ser utilizado em aplicações em tempo real devido ao pequeno esforço computacional exigido em comparação com outros métodos estáticos com o mesmo objetivo.

Nesta tese o índice de proximidade ao colapso de tensão é apresentado, e são analisadas as suas principais características e sua aplicação na análise de segurança em tempo real de sistemas elétricos. É proposto sua aplicação na seleção em tempo real de barras/áreas mais susceptíveis ao colapso de tensão com a apresentação de simulações para redes de tamanhos variados (pequeno a grande porte).

Por fim, são estudados métodos de seleção de contingências que, baseados neste índice, podem detectar quais contingências podem deixar o sistema ou uma região do sistema mais susceptível à uma situação de colapso de tensão. Foram estudados métodos que são baseados no fluxo de carga Newton e métodos de compensação, como o Lema de Modificação de Matrizes Inversas. O objetivo é tentar encontrar um método que forneça informações confiáveis com o mínimo esforço computacional.

O capítulo 2 apresenta uma análise um pouco mais detalhada do fenômeno do colapso de tensão, a apresentação de casos relatados na literatura, o processo pelo qual se atinge o colapso de tensão, os enfoques dinâmicos e estáticos, os métodos de detecção (margens, índices, etc.) e algumas das últimas pesquisas no aspecto da previsão do colapso de tensão.

No capítulo 3 é apresentada uma análise das principais características dos índices baseados nas sensibilidades das perdas ativas do sistema, é apresentado um estudo do comportamento destas sensibilidades, mostra-se também a origem e o equacionamento dos índices adotados neste trabalho, é apresentado um novo índice (aqui chamado de λ_i) que é formado pela composição dos índices escolhidos e por fim são apresentados resultados de simulações em sistemas elétricos de pequeno e grande porte (2, 30 e 904 barras).

O capítulo 4 traz a investigação do potencial de utilização do índice λ_i em análise de segurança em tempo real. O índice é aplicado em diversos métodos para a seleção de contingências, sempre buscando um método que consuma o menor tempo computacional e apresente bons resultados.

O capítulo 5 traz as conclusões gerais sobre este trabalho e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

O Fenômeno do Colapso de Tensão

2.1 Introdução

Atualmente um dos maiores problemas encontrados na operação de sistemas de potência é o constante aumento da demanda de energia dos pontos consumidores, que não é acompanhado pelo aumento no investimento para a melhoria da capacidade de geração e transmissão de energia do sistema. Devido a isso, um grande número de sistemas tem crescentemente experimentado o fenômeno da instabilidade de tensão, que se caracteriza pelo desequilíbrio e queda do perfil de tensões do sistema. Pode, inicialmente, ser um fenômeno local podendo, porém, atingir grande parte do sistema. Este fenômeno é tratado na literatura como sendo o chamado colapso de tensão, e é associado com a incapacidade de se prover energia reativa às localidades que a necessitam dentro do sistema. Basicamente, o sistema atinge um ponto crítico a partir do qual a potência adicional necessária para o suprimento da carga crescente não pode mais ser transmitida. Não havendo mais um ponto de operação factível, a tensão cai e o sistema entra em colapso. Recentemente, tem-se verificado que problemas de instabilidade de tensão como, por exemplo, o colapso de tensões, têm que ser levados em conta no planejamento e na operação dos sistemas de energia elétrica. Alguns termos surgiram nos recentes estudos do problema de controle de tensão em sistemas de potência [1] e que poderão ser usados no decorrer deste trabalho são:

- **Estabilidade de Tensão:** é a habilidade de um sistema de potência de manter o nível de tensão estável sob variações de carga ou topologia de rede.

- **Colapso de Tensão:** é o processo pelo qual uma instabilidade de tensão leva uma significativa parte do sistema a um perfil muito baixo de tensão.
- **Segurança de Tensão:** é a habilidade de um sistema de, não somente operar de forma estável, mas também, manter-se estável sob qualquer contingência ou mudança adversa no sistema.

Nos últimos anos, um grande número de incidentes envolvendo o colapso de tensão foram relatados em todo o mundo. Incidentes tais como os que ocorreram na Suécia em 1983 [2], na França em 1978 [2] e no Japão em 1987 [3]. Todos estes casos tem em comum o fato de que ocorreram porque os sistemas de potência não estavam preparados para atender à crescente demanda de energia a que eram solicitados ocasionando o colapso de tensão.

2.2 Conclusões

A partir do exame de casos relatados na literatura, como os citados acima, pode-se extrair algumas conclusões a respeito do fenômeno do colapso de tensão[2]:

- o colapso de tensão é um fenômeno dinâmico, aperiódico e não oscilatório;
- trata-se de um fenômeno relativamente lento, com constantes de tempo que variam de alguns segundos a alguns minutos;
- o módulo das tensões é uma das variáveis mais afetadas;
- é um fenômeno intimamente ligado ao funcionamento da rede com elevadas transferências de potência;
- manifesta-se frequentemente como um problema ligado a uma área específica do sistema (caráter geograficamente local);
- pode ser iniciado com um aumento de demanda ou alguma falta e levar a uma sequência de eventos que podem culminar em um blackout.

2.3 O colapso de tensão

2.3.1 Idéia básica do fenômeno [4]

Para auxiliar no entendimento do fenômeno do colapso de tensão será feito uso de um exemplo bastante ilustrativo de um sistema de duas barras mostrado na figura 2.1.

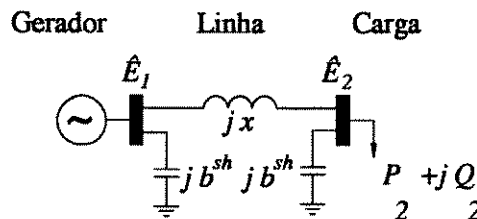


Figura 2.1: Rede exemplo de duas barras

Um gerador, cuja tensão terminal é $\hat{E}_1 = V_1 \angle 0^\circ$, alimenta uma carga através de uma linha de transmissão. A tensão na carga é dada por $\hat{E}_2 = V_2 \angle \alpha^\circ$. Esta rede, embora simples, pode fornecer resultados muito úteis, considerando que ela pode ser a representação da rede completa através do equivalente Thévenin visto pela carga.

Pode-se escrever as equações básicas do fluxo de carga [28] para a barra de carga 2 como:

$$P = P_{G2} - P_{L2} = V_2 \cdot \sum_{m=1,2} V_m \cdot (G_{2m} \cdot \cos \theta_{2m} + B_{2m} \cdot \sin \theta_{2m}) \quad (2.1)$$

$$Q = Q_{G2} - Q_{L2} = V_2 \sum_{m=1,2} V_m \cdot (G_{2m} \cdot \sin \theta_{2m} - B_{2m} \cdot \cos \theta_{2m}) \quad (2.2)$$

onde:

- P_{G2} e Q_{G2} são as potências ativa e reativa geradas

- P_{C2} e Q_{C2} são as potências ativa e reativa de carga
- P e Q são as injeções líquidas de potência na barra 2
- $G_{ij} + jB_{ij}$ é um elemento da matriz admitância Y
- $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ é a diferença angular entre as barras i e j

Quando aplicadas à rede exemplo, as equações 2.1 e 2.2 podem ser simplificadas, resultando em :

$$P = -V_1 \cdot V_2 \cdot b \cdot \sin \alpha \quad (2.3)$$

$$Q = V_1 \cdot V_2 \cdot b \cdot \cos \alpha + (b^{sh} - b) \quad (2.4)$$

onde $b = 1/x$ é a susceptância série da linha de transmissão. Definindo-se o fator de potência da carga como fp , tem-se ainda a relação entre P e Q :

$$Q = P \cdot \frac{\sqrt{1 - fp^2}}{fp} \quad (2.5)$$

Da equação 2.3 tem-se que,

$$\sin \alpha = \frac{-P}{V_1 \cdot V_2 \cdot b} \quad (2.6)$$

Das equações 2.4 e 2.5 pode-se obter:

$$\cos \alpha = \frac{\sqrt{1 - fp^2}}{fp} \cdot \frac{P}{V_1 \cdot V_2 \cdot b} - \frac{(b^{sh} - b) \cdot V_2^2}{V_1 \cdot V_2 \cdot b} \quad (2.7)$$

Lembrando a seguinte identidade trigonométrica:

$$\sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha = 1 \quad (2.8)$$

pode-se combinar as equações 2.6 e 2.7, o que resulta em:

$$\frac{P^2}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} + \left[\frac{(1 - fp^2)}{fp^2} \cdot \frac{P^2}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} + \frac{(b^{sh} - b)^2 \cdot V_2^4}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} - \frac{2 \cdot \sqrt{1 - fp^2} \cdot (b^{sh} - b) \cdot P \cdot V_2^2}{fp \cdot V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} \right] = 1 \quad (2.9)$$

$$\frac{fp^2 \cdot P^2 + (1 - fp^2) \cdot P^2 + fp^2 \cdot (b^{sh} - b)^2 \cdot V_2^4 - 2 \cdot fp \cdot \sqrt{1 - fp^2} \cdot (b^{sh} - b) \cdot P \cdot V_2^2}{fp^2 \cdot V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} = 1 \quad (2.10)$$

E, finalmente:

$$[fp^2 \cdot (b^{sh} - b)^2] \cdot V_2^4 - [2 \cdot fp \cdot \sqrt{1 - fp^2} \cdot (b^{sh} - b) \cdot P + fp^2 \cdot V_1^2 \cdot b^2] \cdot V_2^2 + P^2 = 0 \quad (2.11)$$

que é uma equação cuja incógnita é V_2 para as condições de topologia e carga do circuito fixadas. A figura 2.2 mostra o comportamento da tensão V_2 em função da potência de carga P . Foram utilizados os valores $b = 5$, $b^{sh} = 0.1$ e $V_1 = 1.0$, todos em p.u. O fator de potência é usado como parâmetro. Para cada curva o fator de potência é constante, logo, variações de P implicam em variações de Q , tal que fp se mantenha constante.

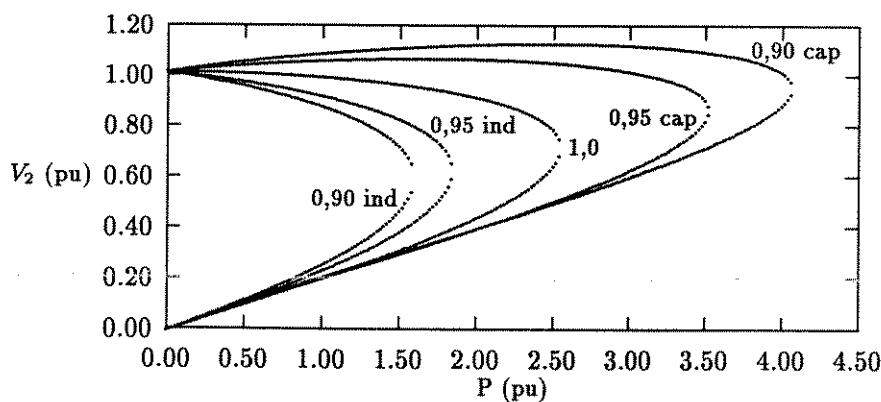


Figura 2.2: Curvas $V_2 \times P$ parametrizadas pelo fator de potência

Pode-se extrair as seguintes observações da figura 2.2:

- para cada fator de potência de carga existe um ponto crítico além do qual não há transmissão de potência ativa. Chamamos a potência correspondente a este ponto crítico de limite de estabilidade e a tensão da barra de carga correspondente a este limite de tensão crítica;
- para cada nível de potência ativa P , exceto no ponto crítico, existem dois pontos de operação para a tensão V_2 . Um é o ponto de operação de alta tensão (este ponto é chamado de ponto de operação estável), e o outro que é menor que a tensão crítica (este ponto é chamado de ponto de operação instável). No ponto crítico $\partial P / \partial V_2$ torna-se zero. Se a carga tende a aumentar além deste ponto crítico, então o sistema não terá um ponto de operação factível o que resultará no colapso de tensão;
- os valores críticos variam de acordo com as condições do sistema, tais como despacho da geração de potência, limites das barras de geração e fator de potência das barras de carga. A ocorrência de contingências também altera estes valores, que dependem da topologia da rede.

Pode-se também obter uma equação em que V_2 é controlada por Q . Da equação 2.4 tem-se:

$$\cos \alpha = \frac{Q}{V_1 \cdot V_2 \cdot b} - \frac{(b^{sh} - b) \cdot V_2^2}{V_1 \cdot V_2 \cdot b} \quad (2.12)$$

Combinando as equações 2.6 e 2.12 e lembrando a identidade trigonométrica 2.8 tem-se:

$$\frac{P^2}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} + \left[\frac{Q^2}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} + \frac{(b^{sh} - b)^2 \cdot V_2^4}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} - \frac{2 \cdot Q \cdot (b^{sh} - b) \cdot V_2^2}{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2} \right] = 1 \quad (2.13)$$

$$Q - (b^{sh} - b) \cdot V_2^2 - \sqrt{V_1^2 \cdot V_2^2 \cdot b^2 - P^2} = 0 \quad (2.14)$$

que pode ser posta na forma:

$$[(b^{sh} - b)^2] \cdot V_2^4 + [-2 \cdot Q \cdot (b^{sh} - b) - V_1^2 \cdot b^2] \cdot V_2^2 + [P^2 + Q^2] = 0 \quad (2.15)$$

A figura 2.3 mostra as curvas $[V_2 \times Q]$ parametrizadas pela potência ativa. A figura mostra as regiões para as quais a potência reativa é gerada ou consumida. Para se manter uma certa tensão V_2 , deve haver uma compensação reativa suficiente que depende da demanda ativa P .

Se a demanda é tal que o sistema tende a operar no ponto de tensão baixa, então a tensão cairá seguindo a curva de P constante. Este processo continua mesmo que, posteriormente, haja uma compensação reativa. Se a carga é alimentada por um transformador com ajuste de *tap* automático (OLTC), a situação fica ainda mais crítica [8]. O ajuste do *tap* será feito de forma a aumentar a tensão da carga. No entanto, esse ajuste faz com que a impedância vista pelo restante da rede diminua, conseqüentemente, contribuindo ainda mais para a queda de tensão na carga.

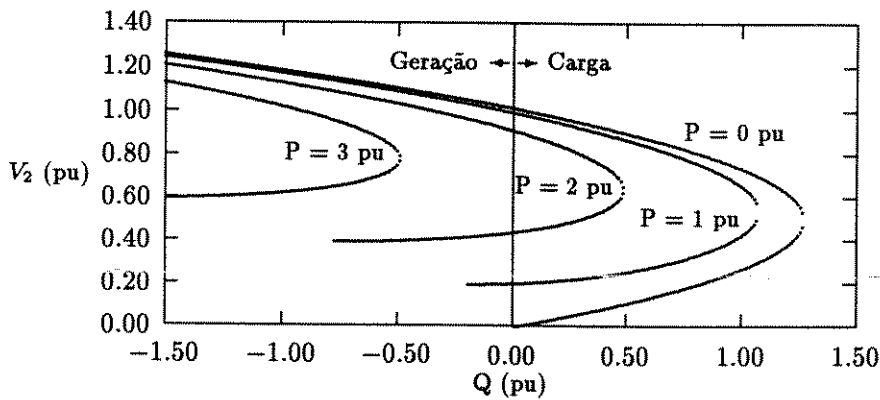


Figura 2.3: Curvas $V_2 \times Q$ parametrizadas pela potência ativa

2.3.2 Os diferentes enfoques

A análise feita na seção anterior, tomou por base o modelo estático da rede, ou seja, a rede foi modelada como um sistema de equações algébricas não-lineares. No entanto, as redes elétricas podem ser modeladas através de um modelo dinâmico, ou seja, através de um sistema de equações diferenciais altamente não linear e que inclui os parâmetros da rede. Para tais sistemas dinâmicos, sabe-se que uma mudança nos seus parâmetros pode resultar em uma mudança nos seus comportamentos devido às chamadas bifurcações. Algumas vezes as variações de parâmetros podem resultar na instabilidade do sistema. No caso específico das redes elétricas, mudanças dos parâmetros podem resultar em um comportamento oscilatório (bifurcação de Hopf) ou, o que é mais comum, na queda monotônica das tensões (bifurcação saddle node).

De acordo com [2], os estudos de colapso de tensão podem ser conduzidos segundo os enfoques dinâmicos e estáticos:

- **Enfoques dinâmicos:** consideram que todo fenômeno de instabilidade é essencialmente dinâmico. Portanto somente um estudo dinâmico é capaz de fornecer uma explicação completa.
- **Enfoques estáticos:** consideram que o colapso de tensão pode ser estudado mediante métodos estáticos. Assim, tem-se considerado que o colapso acontece quando as equações do fluxo de carga deixam de ter solução ou quando alguma sensibilidade muda de sinal.

Os enfoques dinâmicos subdividem-se em três tipos de análise, apesar de que na literatura não existam fronteiras muito rígidas.

- **Análise de pequenas perturbações:** aplicam os métodos usados na análise de pequenas perturbações bem conhecidos da estabilidade eletromecânica. Se concentram no estudo da matriz jacobiana obtida da linearização das equações dinâmicas do sistema.
- **Análises não lineares:** consideram que as análises baseadas em linearizações das equações do sistema, como as que se aplicam nos estudos de pequenas perturbações, não podem explicar o fenômeno, que é um fenômeno dinâmico não linear. Dentro deste grupo existem enfoques baseados na teoria das bifurcações.
- **Análises sobre a importância do modelamento de transformadores com regulação sob carga (OLTC), motores de indução e outros tipos de cargas:** consideram que o correto modelamento destes elementos tem sido tradicionalmente pouco explorado, mas podem ser determinantes no colapso de tensão.

Existem diversos trabalhos de pesquisa conduzidos segundo os enfoques dinâmicos. Com o intuito de enriquecer esta seção alguns destes trabalhos foram examinados de forma a fornecer uma idéia de como estão sendo conduzidas as pesquisas dentro desta área.

Um modelo que fornece o mecanismo da dinâmica do colapso de tensão e que se baseia na aplicação dos resultados da teoria das bifurcações, em especial as bifurcações saddle-node, é apresentado em [5]. A introdução de um modelo dinâmico do motor de indução no estudo da dinâmica do colapso de tensão é apresentado em [6] completando o que é apresentado em [5]. Um mecanismo da dinâmica do fenômeno do colapso de tensão do ponto de vista físico é apresentado em [7]. É mostrada a relação entre a queda de tensão e a dinâmica da carga e da rede do sistema no processo que pode levar o sistema ao colapso de tensão. Em [8], investigam-se os problemas de instabilidade de tensão baseando-se na teoria das perturbações singulares. Os problemas de instabilidade são classificados em 4 tipos de acordo com o mecanismo que causou a instabilidade. Neste trabalho são investigados os efeitos da dinâmica das cargas e dos transformadores reguladores (OLTC's).

Pelo exame destes trabalhos, pode-se notar que não há como erguer fronteiras muito rígidas no que se refere ao tipo de análise. O melhor é considerar combinações de análises, como se pode observar em [12], onde se estudou a relação entre o colapso de tensão e as bifurcações, e os efeitos de diferentes modelos de cargas na bifurcação saddle-node.

Os enfoques estáticos consideram que o colapso de tensão pode ser analisado por métodos estáticos, a princípio, a partir das equações do fluxo de carga ou de alguma generalização destas. Subdividem-se em dois grupos:

- **Análises baseadas em sensibilidades:** são análises baseadas em relações como o incremento da tensão de um nó de carga em relação ao seu consumo de potência reativa (sensibilidade Q/V). Este conceito foi introduzido sob o nome de estabilidade de carga, e se postula que para que o sistema seja estável a sensibilidade Q/V deve ser negativa. Um outro critério considera um sistema instável quando a sensibilidade Q/V relacionada com as componentes modais do jacobiano do fluxo de cargas reduzido às equações de equilíbrio de potência reativa se torne positiva. Este é um critério essencialmente distinto dos anteriores. Se as cargas do sistema são de potência constante, este critério é equivalente a se supor que a instabilidade de tensão é devida a uma bifurcação saddle-node do sistema de energia elétrica.
- **Análises baseadas nas soluções de fluxos de carga :** estes métodos relacionam a existência do colapso de tensão com o bem conhecido fenômeno de que as equações não lineares podem ter várias soluções ou nenhuma. Alguns autores identificam o colapso de tensão com o ponto em que, ao se variar a carga do sistema, deixa de haver solução do fluxo de carga. Este fenômeno se reproduz, em um sistema de equações ligeiramente distinto do fluxo de carga, ao se estudar a bifurcação saddle-node. São vários os trabalhos que, ultimamente, têm sido desenvolvidos dentro deste contexto. Podemos citar, por exemplo, os estudos apresentados em [9] e [10]. Em [9], é mostrado que a teoria da bifurcação estática é um arranjo conveniente para a definição, classificação e análise do fenômeno do colapso de tensão. Em [10], tem-se um método , baseado na geometria da bifurcação saddle-node, que pode estimar a menor distância ao colapso de tensão no espaço de parâmetros através de vetores normais à superfície de bifurcação.

Ainda que as teorias estáticas pareçam ter sido objeto de menor interesse que as dinâmicas, são o ponto de partida de quase todos os métodos propostos para a detecção e prevenção do colapso de tensão, como veremos na seção seguinte.

Têm sido propostos diversos mecanismos para explicar o colapso de tensões. Dado que não existe nenhuma definição deste fenômeno que tenha sido unanimemente aceita, uma parte da discussão parece meramente terminológica. Assim, se expõem diversas formas de instabilidades, todas elas possíveis ainda que claramente diferentes. É o caso, por exemplo, da confusão devido a algumas similaridades entre o colapso de tensão e a violação do limite estático de estabilidade (SSSL). Uma explicação mais detalhada sobre a diferença entre estes dois casos de instabilidade é apresentada em [11]. Mais adiante, no decorrer deste trabalho, este assunto será retomado com a análise de algumas simulações.

2.4 Classificação dos métodos para a detecção e prevenção do colapso de tensão

Um grande número de métodos para detectar o colapso de tensão tem sido proposto na literatura. Porém, como foi dito anteriormente, não há fronteiras claramente definidas entre estes métodos. Mesmo assim, pode-se considerar a seguinte classificação para os métodos de detecção do colapso de tensões [2]:

- **Métodos para o cálculo de índices:** fornecem um número (um índice) que deve indicar a proximidade do colapso de tensão. Este número pode não ter um significado físico claro.
- **Métodos para o cálculo de margens:** fornecem o incremento necessário em magnitude física (potência demandada, admitância conectada, etc.) para alcançar o colapso de tensão. A diferença é o significado físico mais claro das margens.
- **Métodos de regiões de segurança:** calculam uma região no espaço de tensões ou potências, de maneira que se garanta a segurança do sistema de operar em uma dada região.

Estes métodos podem ter ainda as seguintes propriedades:

- Não linear: limitadores de corrente de campo dos geradores, limites nos taps dos transformadores, etc., são incluídos;
- Dinâmico: considera-se o comportamento dinâmico dos subsistemas. O oposto é estático;
- Detalhado: um índice ou margem é fornecido para cada nó do sistema. Se o índice ou margem é para todo o sistema, o método é considerado global;
- Tempo real: é apropriado para uso em aplicações em tempo real;
- Estimção de estado: é necessário o estado completo da rede dado pelo estimador de estado;
- Número de fluxos de carga: tempo estimado de cálculo em número equivalente de fluxos de carga;
- Limite universal: se existe um único limite (valor crítico) definido pela teoria ou se, pelo contrário, deve ser calibrado para o sistema específico.

2.4.1 Cálculo de índice de proximidade

Os índices propostos na literatura são baseados em princípios muitos diversos. Uma característica comum é a rapidez de cálculo, especialmente se compararmos com o requerido para o cálculo de margens. Podemos dividir os índices propostos segundo [2] em:

- **Índices baseados em sensibilidades:** são índices baseados em medidas de sensibilidades calculadas do fluxo de carga, como o incremento marginal de potência reativa gerada em relação com a potência reativa demandada, ou a tensão em um nó com relação a potência reativa demandada. Estes índices, adequados para monitorização em tempo real, tem um limite universal (sensibilidade infinita ou nula) e são não lineares.
- **Índices baseados no desaparecimento das soluções dos fluxos de carga:** são índices que tem seu valor crítico no ponto onde o fluxo de carga deixa de ter solução. Vários autores propuseram índices que, a partir das soluções do fluxo de carga, podem indicar que o estado de operação do sistema aproxima-se de um ponto que não há solução factível para o fluxo de carga.
- **Índices baseados no Jacobiano do fluxo de carga:** estes índices utilizam o Jacobiano do fluxo de carga, justificando-se pelos resultados teóricos que associam o colapso de tensão com a singularidade desta matriz. Estes índices se baseiam em alguma medida do grau de singularidade da matriz jacobiana ou outras matrizes associadas. Uma medida rigorosa do grau de singularidade de uma matriz é o mínimo valor singular, utilizado por diversos autores. Uma outra medida é o mínimo autovalor, dado que um autovalor nulo implica, e é implicado, por um valor singular nulo. Os índices baseados em valores singulares ou autovalores são muito similares, tanto pela semelhança formal que existe entre os algoritmos para análise singular e o cálculo dos autovalores, como por certas relações particularmente estreitas entre estas quantidades no caso de matrizes singulares. O uso destes índices são justificados pela teoria das bifurcações.
- **Índices baseados em funções de Lyapunov:** alguns autores [2] propõem o uso de uma função de Lyapunov como índice de segurança. Estas funções indicam o grau de estabilidade de um sistema de equações não lineares.

2.4.2 Cálculo de margens de segurança

Como dito anteriormente, a margem de segurança é a distância existente desde o ponto de operação considerado até o ponto do colapso, dada em termos físicos (incremento de

potência demandada, das admitâncias de carga, etc...). Estes métodos, que requerem um esforço computacional maior que os índices, podem ser divididos em dois grupos [2]:

- **Métodos de curvas** : estes métodos baseiam-se na utilização de ferramentas já existentes, como o fluxo de carga. Em geral, resolvem uma sucessão de fluxos de carga para diversos incrementos da admitância de carga de um dado nó, mantendo constante a potência demandada pelos demais nós. Conservam-se os valores obtidos da tensão e da potência consumida pelo nó cuja carga é uma admitância variável para se construir as curvas $P - V$ e $Q - V$ do respectivo nó. Estas curvas fornecem a potência máxima que o nó pode demandar (Figuras 2.2 e 2.3). Estas margens se caracterizam por serem detalhadas e não apropriadas para uso em tempo real. A maior vantagem destes métodos é que utilizam ferramentas já existentes, o que faz com que sua implementação seja quase imediata. Seus inconvenientes são os grandes tempos de computação que requerem e a incapacidade de considerar com rigor os casos de evolução simultânea da carga em vários nós.
- **Métodos direcionais** : estes métodos pretendem determinar em quanto pode se aumentar a carga, até que o fluxo de carga deixe de ter solução, dada uma direção de incremento das potências demandadas. Em geral esta direção pode ser livremente especificada pelo usuário.

2.4.3 Cálculo de regiões de segurança

Como dito anteriormente estes métodos definem uma região no espaço de tensões ou potências, de forma que se garanta a segurança do sistema [38] . Porém, fornecem somente como resposta 'sim' ou 'não' à pergunta sobre a segurança do sistema (se está dentro ou fora da região de segurança). O uso de índices ou margens superam estes inconvenientes.

2.5 Algumas das mais recentes pesquisas realizadas na previsão do colapso de tensão utilizando indicadores de proximidade

Não é o objetivo desta seção listar todo o material que existe na literatura especializada mas mostrar, de uma maneira geral, que o assunto tem recentemente despertado bastante interesse por parte dos pesquisadores da área.

Carpentier et al [13] definiram um indicador de proximidade do colapso de tensão para um barramento ou área, ou o sistema completo, como um vetor de razões dQ/dD , onde dQ é o incremento da potência reativa gerada quando é dado um aumento da potência reativa de carga, dado por dD . Quando um elemento deste vetor torna-se infinito, ocorre o colapso de tensão. Fluxos de carga ótimos são recomendados para avaliar estes indicadores.

Kessel e Glavitsch [14] propuseram um tipo diferente de indicador para expressar a proximidade do colapso de tensões. O indicador é calculado a partir de um fluxo de carga comum. Trata-se o problema do colapso de tensão como a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa, relacionando com a factibilidade de uma solução de equação do fluxo de carga para cada nó. O indicador, chamado de índice L, varia na faixa entre 0 (sistema sem carga) e 1 (colapso de tensão). O indicador pode ser computado para cada nó, porém para o sistema estar estável nenhum valor de L pode ser maior ou igual a 1.

Tiranuchit e Thomas [15] propuseram o mínimo valor singular do Jacobiano das equações que descrevem a rede como um índice de segurança de tensão. Baseia-se no fato do colapso de tensão ocorrer quando o Jacobiano de um fluxo de carga torna-se singular. O mínimo valor singular é usado como uma medida da proximidade do Jacobiano com a singularidade. Quanto menor seu valor, mais próximo o sistema está do colapso. Quando o mínimo valor singular atinge zero, o Jacobiano torna-se singular e o sistema está em colapso. A alta sensibilidade do mínimo valor singular do Jacobiano para ajustes de potência perto do limite de estabilidade, junto com a precisão na computação numérica faz deste índice um método atrativo para acompanhar os fenômenos relativos à tensão. Porém, a desvantagem deste método está em seu alto custo computacional, pois o cálculo do mínimo valor singular requer grandes tempos de CPU para o cálculo em sistemas grandes. Outra desvantagem é que não se obtém informações sobre o estado de cada nó, apenas do sistema como um todo.

Löf et al [16] e [17] propuseram o uso da decomposição em valor singular para calcular o mínimo valor singular e os correspondentes vetores singulares (direito e esquerdo) da matriz Jacobiana do fluxo de carga e/ou de matrizes derivadas da matriz Jacobiana. A vantagem deste método, em relação ao proposto acima, é a maior velocidade de cálculo e a quantidade maior de informações que ele fornece. O método requer informações apenas do fluxo de carga comum.

Gil e Gomes [19], propuseram um método para se dividir um sistema de potência em áreas sensíveis ao colapso de tensões através da análise de valores singulares. Sabe-se que o comportamento estático de um sistema é dominado pelo mínimo valor singular e que, barras são pertencentes à mesma área quando seus correspondentes vetores singulares direito e esquerdo são similares. Como tais vetores são muito parecidos esta condição

pode ser checada para apenas um deles. Os autores desenvolveram dois algoritmos. Um deles executa a decomposição em valores singulares calculando o mínimo valor singular e seus vetores singulares. O outro é um algoritmo de otimização para se obter a melhor divisão do sistema em áreas. O número de áreas irá depender do número de valores singulares adicionados.

Gao, Morison e Kundur [20] abordaram o estudo da estabilidade de tensão em grandes sistemas através da análise modal. Seu método calcula, usando um modelo estático do sistema, um número especificado de autovalores e autovetores de uma matriz jacobiana reduzida. Os autovalores, cada um associado com um modo de variação da tensão/potência reativa, fornecem uma medida relativa da proximidade da instabilidade de tensão. Os modos correspondentes aos menores autovalores representam os modos mais propensos à perda de estabilidade e a magnitude de cada pequeno autovalor fornece uma medida relativa da proximidade da instabilidade para cada modo.

Nwankpa e Hassan [21] propuseram um indicador que se baseia em processos estocásticos. O colapso de tensão em um sistema de potência é analisado como o resultado de uma eventual mudança do ponto de operação atual para além do limite de segurança de tensão, devido às flutuações aleatórias das características da carga. O efeito de diferentes níveis de flutuações nas barras de carga em um eventual colapso de tensão é estudado, neste caso, com ajuda de um indicador baseado na teoria estocástica. O indicador proposto é uma consequência direta da implementação das recentes técnicas assintóticas para o cálculo do tempo médio, antes do ponto de operação eventualmente desaparecer além dos seus limites. Este tempo é definido como o "primeiro tempo de passagem" ou "tempo de saída". O tempo médio de primeira passagem (MFPT) é o resultado de uma média dos tempos de saída para todos os possíveis pontos de operação iniciais. O índice fornece resultados por barramento. O barramento mais fraco, ou seja, mais próximo do colapso é aquele com o menor valor do (MFPT). Testes realizados mostraram que conforme se aumentam os níveis de carga, os valores para (MFPT) diminuem. Quando o (MFPT) atinge zero tem-se o colapso de tensão.

Hong e Gau [22] propuseram um indicador oriundo da aplicação do fluxo de carga ótimo. Para comprovar sua eficácia aplicaram-no na identificação de barras e/ou áreas mais fracas em termos de estabilidade de tensão no sistema teste IEEE-30. O indicador é calculado a partir das condições de Kuhn-Tucker. O índice fornece informações do estado de barras de carga e de geração sendo que, quando o valor do índice para uma dada barra de carga é o menor de todos, esta barra é a mais fraca do sistema. Quando o valor do índice para uma barra de geração é o maior, este é o gerador mais fraco e que poderá colaborar para a ocorrência do colapso de tensão. O índice é adaptável para identificar qual é a área mais fraca do sistema, mas há o inconveniente da necessidade do sistema já estar previamente dividido em áreas. Tem, também, a vantagem de permitir a

incorporação das restrições de magnitudes de tensão, limites de reativos e efeitos dos *taps* de transformadores.

Chiang e Jean-Jumeau [23] desenvolveram um índice de performance baseado em um modelo do colapso de tensão retirado da teoria das bifurcações. Este índice fornece um relacionamento direto entre seu valor e o montante de demanda de carga que o sistema pode suportar antes do colapso. Uma das características que distingue este indicador dos demais é que foi desenvolvido no espaço de parâmetros. O índice fornece resultados aproximados ao cálculo de margens de segurança à um custo computacional menor. Pode responder, por exemplo, perguntas do tipo: o sistema pode suportar um aumento de carga de 100 MVAR na barra 11? Porém, não dá tratamento apropriado às restrições físicas como limites de geração de reativos, *taps* de transformadores, etc. Também não há resultados para sistemas de grande porte, o que dificulta uma boa avaliação de sua eficiência.

Gubina e Strmenik [24] criaram um tipo de índice baseado nos fasores de tensão do sistema. O índice baseia-se numa condição de estabilidade oriunda do fato de que no ponto de instabilidade o determinante do Jacobiano do fluxo de carga torna-se zero. Introduz a idéia do cálculo de caminhos de transmissão entre geração e carga. O índice monitora as condições de estabilidade destes caminhos (através dos fasores de tensão) e indica quais são os caminhos mais críticos, o que pode ser importante para a tomada de ações corretivas.

Prada e Vieira Filho [25],[26] utilizam um indicador baseado na análise do determinante de uma matriz oriunda de uma redução na matriz Jacobiana do fluxo de carga. A matriz é chamada de D' , e é determinada para cada barra do sistema. O sinal e magnitude do determinante da matriz D' correspondente a uma certa barra traduz a sensibilidade da magnitude de tensão e ângulo em relação às variações das cargas ativa e reativa para aquela barra. O pior caso é quando $\det[D']$ aproxima-se de zero, pois significa que a sensibilidade é muito grande e uma pequena variação de carga significa um grande desvio na tensão, indicando que se está próximo do limite máximo de transferência de potência. O método torna-se bastante eficiente com a aplicação de métodos de compensação que reduzem seu custo computacional. Porém, esta melhora somente se evidencia quando se trata da análise de poucas barras do sistema pois conforme aumenta-se o número de barras estudadas o esforço computacional torna-se considerável.

Jung, Lee e Kim [18] propuseram índices que são baseados na sensibilidade das perdas de potência ativa do sistema. A maior vantagem destes índices é sua velocidade de cálculo sendo possível, portanto, sua aplicação para análises em tempo real. Esta tese tem por objetivo investigar algumas das possíveis aplicações destes índices, por esta razão o capítulo seguinte conterá uma apresentação mais detalhada destes indicadores.

Como se pode notar, a pesquisa de índices de estabilidade de tensão é um tema que tem sido abordado com bastante interesse por diversos pesquisadores. A procura por indicadores cada vez mais rápidos e precisos é a principal meta a ser atingida e motivo de muitas pesquisas na área dos estudos de colapso de tensão.

Capítulo 3

Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado na perdas de potência ativa [18]

3.1 Introdução

Em sistemas de potência, quando a demanda de potência da carga aumenta, as perdas nas linhas causam uma queda no valor da tensão nas barras de carga. Como a carga é usualmente modelada através de uma injeção de potência constante, uma queda de tensão resulta em aumento das correntes nas linhas. Este aumento nas correntes leva a maiores perdas e, conseqüentemente, a maiores quedas de tensão, levando finalmente ao colapso de tensão do sistema [22].

3.2 Análise do comportamento das perdas de potência ativa

Considerar o sistema simples de duas barras da figura 3.1, onde um gerador alimenta uma carga através de uma linha de transmissão.

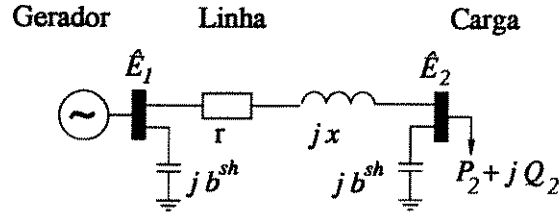


Figura 3.1: Sistema de duas barras

onde $\hat{E}_1 = V_1 \angle \theta_1^\circ$ e $\hat{E}_2 = V_2 \angle \theta_2^\circ$. A linha é representada pelo seu modelo π equivalente, com resistência série r , reatância série x e susceptância shunt b^{sh} . A carga é representada pelas potências P_2 e Q_2 .

A matriz de admitância nodal Y para esta rede é:

$$Y = \begin{bmatrix} G_{11} + jB_{11} & G_{12} + jB_{12} \\ G_{21} + jB_{21} & G_{22} + jB_{22} \end{bmatrix}$$

onde:

$$\begin{aligned} G_{11} &= G_{22} = g = \frac{r}{(r^2 + x^2)} \\ B_{11} &= B_{22} = b + b^{sh} = \frac{-x}{(r^2 + x^2)} + b^{sh} \\ G_{12} &= G_{21} = -g \\ B_{12} &= B_{21} = -b \end{aligned}$$

Para esta rede admite-se que $V_1 = 1,06$ p.u.; $\theta_1 = 0,0^\circ$; $x = 0,2$ p.u.; $r = 0,05$ p.u.; $b^{sh} = 0,1$ p.u.

As equações para as injeções de potências são [28]:

$$P_1 = V_1^2 \cdot G_{11} + V_1 \cdot V_2 \cdot (G_{12} \cdot \cos \theta_{12} + B_{12} \cdot \sin \theta_{12}) \quad (3.1)$$

$$P_2 = V_2^2 \cdot G_{22} + V_1 \cdot V_2 \cdot (G_{21} \cdot \cos \theta_{21} + B_{21} \cdot \sin \theta_{21}) \quad (3.2)$$

onde P_1 é a injeção de potência ativa referente à geração e P_2 é a injeção de potência ativa referente à carga.

A partir das equações (3.1) e (3.2) obtém-se a expressão das perdas de potência ativa do sistema:

$$P_{loss} = P_1 + P_2 \quad (3.3)$$

$$P_{loss} = -g \cdot (V_1^2 + V_2^2 - 2 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \theta_{12}) \quad (3.4)$$

As derivadas parciais de P_1 , P_2 e P_{loss} com relação a θ_2 são, respectivamente:

$$\frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} = V_1 \cdot V_2 \cdot (G_{12} \cdot \sin \theta_{12} - B_{12} \cdot \cos \theta_{12}) \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = -V_2 \cdot V_1 \cdot (G_{21} \cdot \sin \theta_{21} - B_{21} \cdot \cos \theta_{21}) \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \theta_2} = -2 \cdot g \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \theta_{12} \quad (3.7)$$

Combinando-se as equações (3.5) e (3.7) obtém-se:

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1} = \frac{-2 \cdot g \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \theta_{12}}{V_1 \cdot V_2 \cdot (G_{12} \cdot \sin \theta_{12} - B_{12} \cdot \cos \theta_{12})} \quad (3.8)$$

que é a equação do gradiente das perdas ativas em função da potência gerada.

Combinando-se as equações (3.6) e (3.7) obtém-se:

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_2} = \frac{-2 \cdot g \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \theta_{12}}{-V_2 \cdot V_1 \cdot (G_{21} \cdot \sin \theta_{21} - B_{21} \cdot \cos \theta_{21})} \quad (3.9)$$

que é a equação do gradiente das perdas de potência ativa em função da potência consumida pela carga.

Após algumas modificações nas equações (3.8) e (3.9) tem-se:

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1} = \frac{1}{\frac{1}{2} \cdot [1 - \frac{x}{r} \cdot \frac{1}{\tan \theta_2}]} = f_A(\theta_2) \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_2} = \frac{1}{\frac{1}{2} \cdot [1 + \frac{x}{r} \cdot \frac{1}{\tan \theta_2}]} = f_B(\theta_2) \quad (3.11)$$

Como o colapso de tensão ocorre na maioria das vezes em redes que operam próximas dos seus limites de transferência de potência, é interessante determinar as condições para as quais o sistema está em situação crítica.

A condição de máxima transferência de potência ativa é chamada de limite estático de estabilidade, que é obtido igualando-se a zero a equação 3.6. Logo, substituindo os valores numéricos para o sistema da figura 3.1 tem-se que o limite estático de estabilidade se dá para $\theta_2^{max} = \arctan \frac{-x}{r} = -1.32 \text{ rad}$ ou -75.6° .

As equações (3.10) e (3.11) definem as funções $f_A(\theta_2)$ e $f_B(\theta_2)$ respectivamente. Pode-se então verificar graficamente o comportamento destas funções frente à variações do ângulo da barra de carga θ_2 . Variar este ângulo é o mesmo que variar a carga, logo os gráficos a seguir irão mostrar como se comportam as sensibilidades dadas pelas equações (3.8) e (3.9) frente à variações da potência de carga.

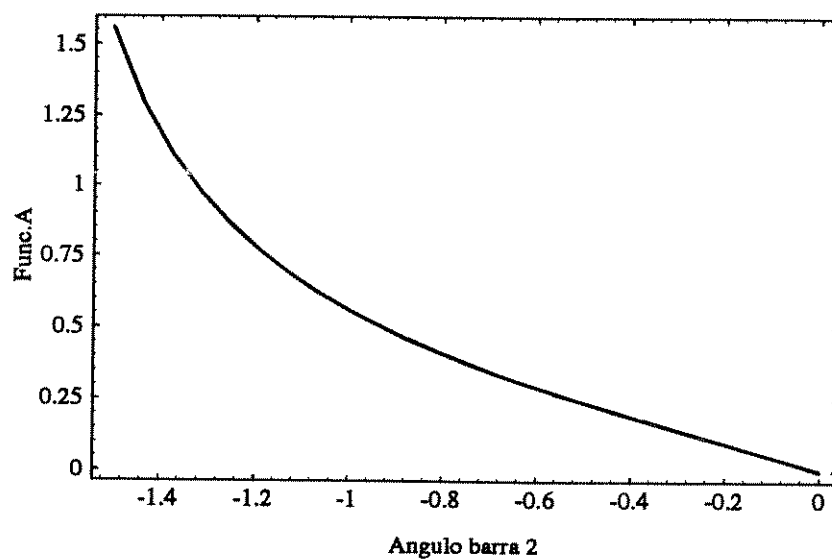


Figura 3.2: Gráfico gerado pela equação (3.10)

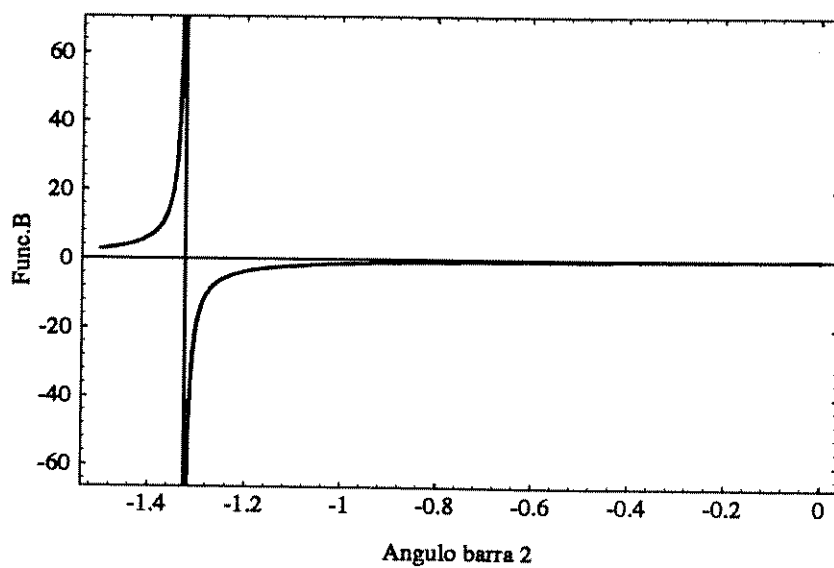


Figura 3.3: Gráfico gerado pela equação (3.11)

A partir das figuras 3.2 e 3.3 pode-se tirar importantes conclusões:

- Observando-se a figura 3.3 nota-se que à medida que a transferência de potência aumenta, ou seja, o ângulo θ_2 diminui a função da sensibilidade das perdas de potência ativa com relação às variações da potência de carga aproxima-se ainda mais de uma descontinuidade onde, no limite, tem-se que $\theta_2 = \theta_{max} = -1,326\text{rad}$ e a sensibilidade das perdas de potência ativa com relação à potência de carga atinge o infinito. Isto significa que quanto mais próximo o estado de operação do sistema estiver da condição crítica, uma pequena variação da carga resulta em uma grande variação das perdas de potência ativa.
- A figura 3.2 fornece um complemento às conclusões tiradas da figura 3.3, onde pode-se notar que à medida que se aumentam as transferências de potência, maiores se tornam as parcelas da potência gerada que são utilizadas para suprir as perdas. Na condição crítica, quando $\theta_2 = \theta_{max}$ a função $f_A(\theta_2)$ é igual a 1, indicando que toda potência gerada é utilizada exclusivamente para o suprimento das perdas.

Em [4] é mencionado que a estabilidade de tensão está relacionada com a sensibilidade da potência em relação à tensão. Assim, é relevante analisar estas sensibilidades em relação à tensão na carga (V_2). Deste modo, tem-se que as derivadas parciais de P_1 , P_2 e P_{loss} com relação a V_2 são, respectivamente:

$$\frac{\partial P_1}{\partial V_2} = V_1 \cdot (G_{12} \cdot \cos \theta_{12} + B_{12} \cdot \sin \theta_{12}) \quad (3.12)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial V_2} = V_1 \cdot (G_{21} \cdot \cos \theta_{21} + B_{21} \cdot \sin \theta_{21}) + 2 \cdot V_2 \cdot G_{22} \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial V_2} = -2 \cdot g \cdot (V_2 - V_1 \cdot \cos \theta_{12}) \quad (3.14)$$

Combinando-se as equações (3.14) e (3.12) obtém-se:

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1} = \frac{-2 \cdot g \cdot (V_2 - V_1 \cdot \cos \theta_{12})}{V_1 \cdot (G_{12} \cdot \cos \theta_{12} + B_{12} \cdot \sin \theta_{12})} = f_1(V_2, \theta_2) \quad (3.15)$$

Como já mencionado anteriormente a equação (3.15) é a expressão do gradiente das perdas ativas em função da potência gerada, desta vez obtida por equações relacionadas com a tensão na carga.

Combinando-se as equações (3.13) e (3.14) obtém-se:

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_2} = \frac{2 \cdot g \cdot (V_2 - V_1 \cdot \cos \theta_{12})}{V_1 \cdot (G_{21} \cdot \cos \theta_{21} + B_{21} \cdot \sin \theta_{21}) + 2 \cdot V_2 \cdot G_{22}} = f_2(V_2, \theta_2) \quad (3.16)$$

A equação (3.16) representa a expressão do gradiente das perdas ativas em função da potência consumida pela carga. Obtida, também, por equações relacionadas com a tensão na carga.

A análise das equações (3.15) e (3.16) não é tão simples como no caso do limite estático de estabilidade. Pode-se perceber que as equações (3.15) e (3.16) são equações de superfície em função de V_2 e θ_2 .

Substituindo os valores numéricos da rede da figura 3.1 nas equações (3.15) e (3.16), e variando-se V_2 e θ_2 em uma faixa de valores coerentes com o sistema, podemos obter os gráficos das superfícies produzidas pelas equações (3.15) e (3.16).

A figura 3.4 mostra a superfície gerada com a equação (3.15), enquanto que a figura 3.5 mostra a superfície gerada com a equação (3.16).

Como se está interessado em analisar os efeitos da variação de V_2 a melhor forma é fixar θ_2 , carga com P constante e demanda de Q variável, obtendo curvas apenas em função de V_2 , mostradas nas figuras 3.6 e 3.7. O gráfico da figura 3.6 refere-se à superfície da figura 3.4 e o gráfico da figura 3.7 refere-se à superfície da figura 3.5. Ambos os gráficos construídos fazendo-se $\theta_2 = -0,2$ rad.

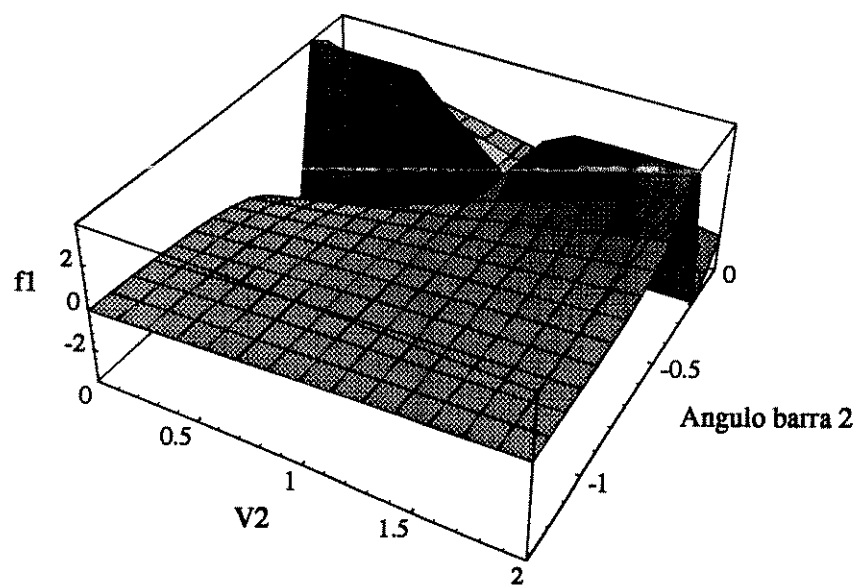


Figura 3.4: Superfície gerada pela equação (3.15)

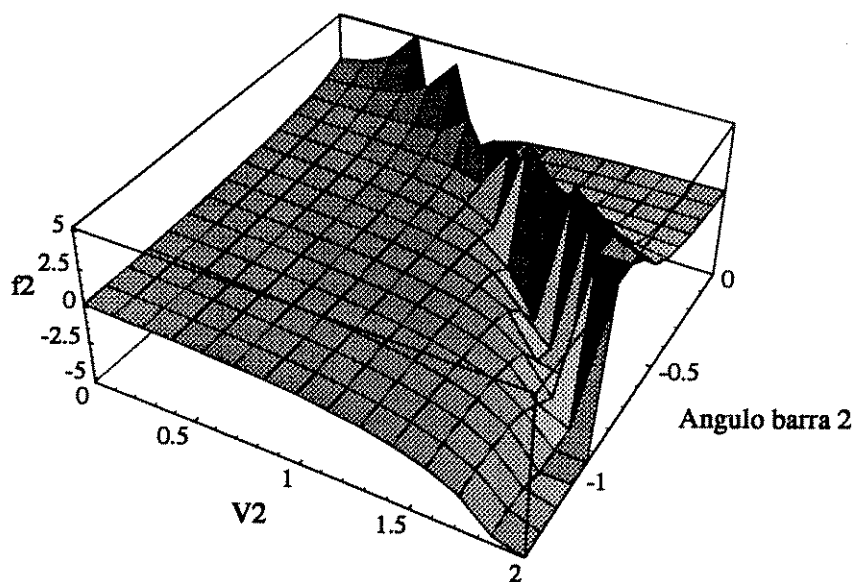


Figura 3.5: Superfície gerada pela equação (3.16)

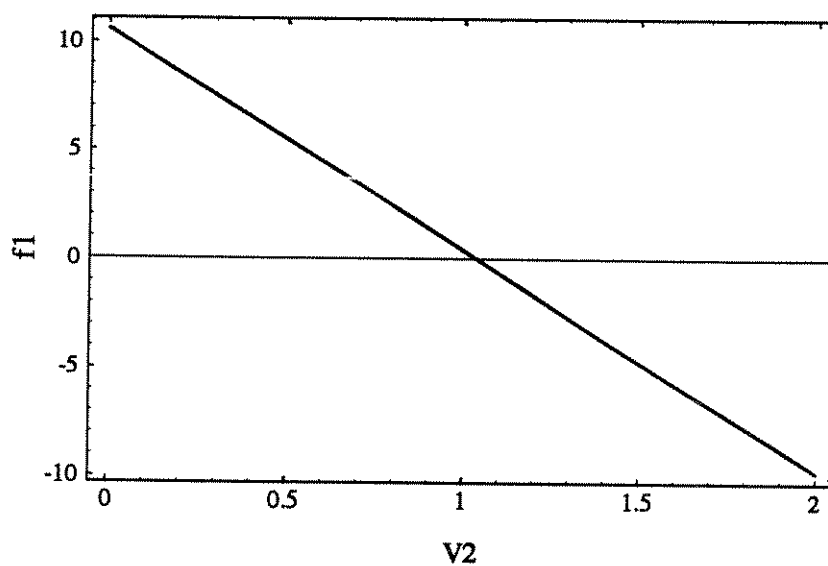


Figura 3.6: Secção na superfície da figura (3.4)

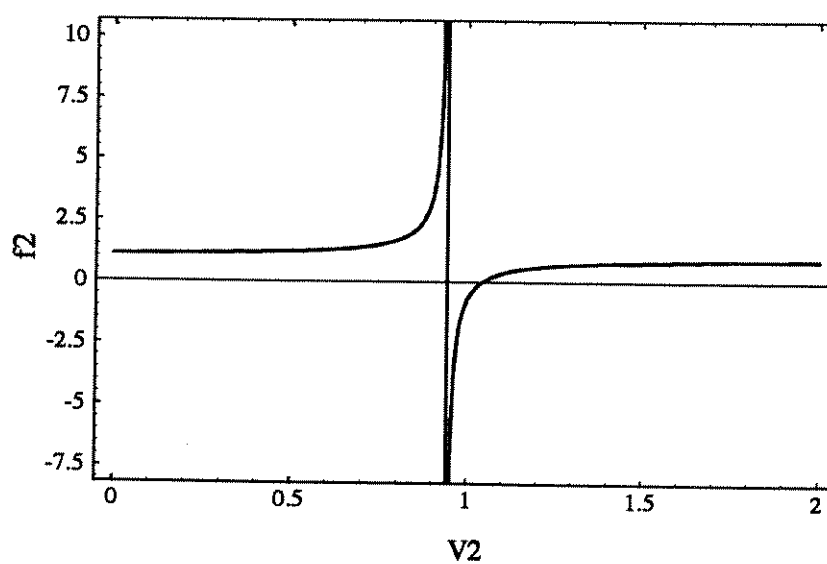


Figura 3.7: Secção na superfície da figura (3.5)

Como os gráficos mostrados nas figuras 3.6 e 3.7 são obtidos de funções puramente matemáticas, deve-se verificar quais valores têm significado físico relacionados com a rede. Analisando-se a função $f_1 = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1}$, pode-se perceber que a faixa de valores possíveis para a existência desta função está compreendida entre $f_1 = 0,0$ e $f_1 = 1,0$. O mínimo valor de f_1 , ou seja, $f_1 = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1} = 0,0$ relaciona-se com a ausência de perdas, pois significa que não há parcela alguma da geração que esteja sendo utilizada para o seu suprimento. O máximo valor de f_1 , ou seja, $f_1 = 1,0$ significa que toda potência gerada é utilizada no suprimento das perdas, não sobrando, portanto, potência suficiente para o atendimento à demanda adicional de carga.

Estes dois caso extremos, definem no gráfico da figura 3.6 uma determinada faixa de valores da tensão de carga do seguinte modo: $f_1 = 0,0$ corresponde a $V_2 = 1.06\text{pu}$ e $f_1 = 1,0$ corresponde a $V_2 = 0,95\text{ pu}$. Esta faixa de valores para a tensão de carga, $0,95 \leq V_2 \leq 1.06$ define no gráfico da figura 3.7 uma faixa de valores para a função $f_2 = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_2}$. Para $V_2 = 1,06\text{ pu}$ tem-se que $f_2 = 0,0$ e, para $V_2 = 0,95\text{ pu}$ tem-se f_2 tendendo para $-\infty$.

Pode-se notar que, à medida que a sensibilidade $f_1 = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1}$ aproxima-se de seu valor máximo, a sensibilidade $f_2 = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_2}$ diminui sensivelmente, até que no ponto crítico, onde $f_1 = 1,0$, tem-se que $f_2 = -\infty$. Isto significa que na proximidade do ponto crítico, qualquer pequeno aumento de carga implicará em um grande aumento das perdas.

Para melhorar o entendimento do comportamento do gradiente das perdas em função da potência de geração $\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1}$ considerar a figura 3.8 . Nesta figura são mostradas curvas obtidas de simulações feitas com o sistema da figura 3.1 . São mostradas a tensão na barra de carga (V) , as perdas de potência ativa do sistema (Ploss) e o gradiente das perdas com relação à potência gerada (Delta = $\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_1}$) em função da potência ativa de carga (Pload).

Nota-se que à medida que se aumenta o valor da potência de carga tem-se uma queda do valor da tensão e aumento nos valores das perdas e do gradiente. Ao se atingir um certo valor de potência de carga há um abrupto crescimento do valor do gradiente acompanhado por uma significativa queda no valor da tensão. Na condição crítica, ou seja, quando o valor do gradiente se iguala a 1, não há mais potência entregue para a carga, pois toda potência fornecida pelo gerador é convertida em perdas e o sistema já está em colapso [18]. Pode-se, então, considerar o gradiente das perdas como uma forma de indicador da proximidade ao colapso. À medida que seu valor aumenta, mais próximo o sistema está do colapso.

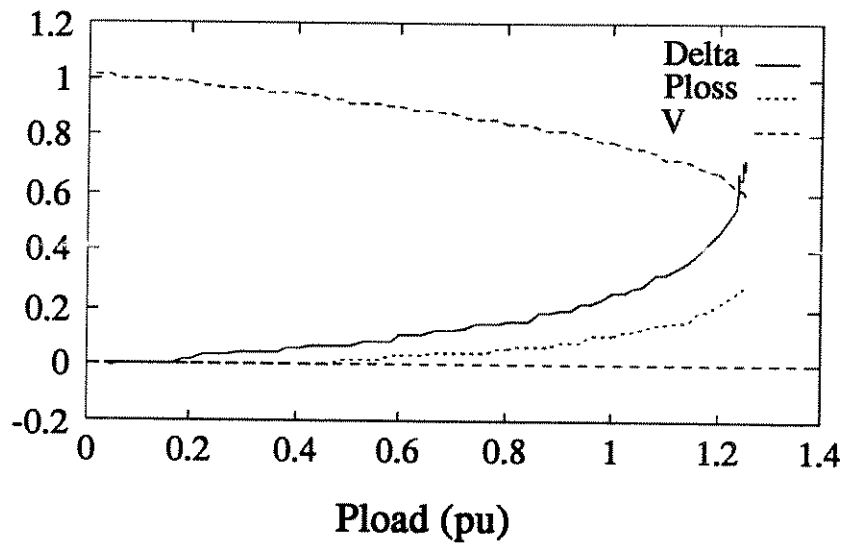


Figura 3.8: Resultados das simulações para o sistema de duas barras

3.3 Formulação do índice baseado nas perdas de potência ativa do sistema

Esta seção tem por objetivo desenvolver, a partir das conclusões anteriores sobre a sensibilidade das perdas, um método mais generalizado e eficiente de se verificar as variações de comportamento das perdas de potência ativa em sistemas com maior número de barras.

Considere-se o seguinte problema de otimização não linear [18]:

$$\begin{aligned}
 &\text{Minimizar} && P_{loss}(V, \theta) \\
 &\text{s.a} && P(V, \theta) = P^s \\
 &&& Q(V, \theta) = Q^s
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

onde V e θ são respectivamente a magnitude e o ângulo das tensões e P^s e Q^s são as injeções de potência ativa e reativa especificadas para cada barra. A função a ser

minimizada representa as perdas de potência ativa do sistema, sujeita às restrições de atendimento da demanda de potência, dadas pelas equações do fluxo de carga [28]:

$$P_i^s = V_i \sum_k V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (3.18)$$

$$Q_i^s = V_i \sum_k V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (3.19)$$

Diferentemente do proposto em [22], na formulação deste problema não se consideram as restrições de desigualdade (limites de geração de reativos, taps, OLTCs e limites de tensões em barras). Porém, como será visto mais adiante, a eficiência dos indicadores não é significativamente comprometida. As restrições de desigualdade podem ser adicionadas ao problema, mas tornariam o processo de cálculo mais lento.

O método utilizado para a solução deste problema é o que utiliza a função Lagrangeana e a aplicação das condições de otimalidade de Kuhn-Tucker [18,29]. O Lagrangeano para o problema é:

$$\mathcal{L} = P_{loss}(V, \theta) + \lambda_P^T [P(V, \theta) - P^s] + \lambda_Q^T [Q(V, \theta) - Q^s] \quad (3.20)$$

Aplicando as condições de otimalidade tem-se:

$$[\partial \mathcal{L} / \partial \theta] = [\partial P_{loss} / \partial \theta] + [\partial P / \partial \theta]^T \lambda_P + [\partial Q / \partial \theta]^T \lambda_Q = 0 \quad (3.21)$$

$$[\partial \mathcal{L} / \partial V] = [\partial P_{loss} / \partial V] + [\partial P / \partial V]^T \lambda_P + [\partial Q / \partial V]^T \lambda_Q = 0 \quad (3.22)$$

$$[\partial \mathcal{L} / \partial \lambda_P] = P(V, \theta) - P^s = 0 \quad (3.23)$$

$$[\partial \mathcal{L} / \partial \lambda_Q] = Q(V, \theta) - Q^s = 0 \quad (3.24)$$

O ponto de operação corrente é obtido do fluxo de carga, logo as condições de otimalidade dadas pelas equações (3.23) e (3.24) estão sempre satisfeitas. A partir das equações (3.21) e (3.22) pode-se calcular as variáveis duais ótimas. Logo:

$$\begin{bmatrix} \partial P_{loss} / \partial \theta \\ \partial P_{loss} / \partial V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \partial P / \partial \theta & \partial P / \partial V \\ \partial Q / \partial \theta & \partial Q / \partial V \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = 0 \quad (3.25)$$

Finalmente pode-se obter os multiplicadores de Lagrange por:

$$\begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \partial P / \partial \theta & \partial P / \partial V \\ \partial Q / \partial \theta & \partial Q / \partial V \end{bmatrix}^{-T} \begin{bmatrix} \partial P_{loss} / \partial \theta \\ \partial P_{loss} / \partial V \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$= -J^{-T} \begin{bmatrix} \partial P_{loss} / \partial \theta \\ \partial P_{loss} / \partial V \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Segundo [22], o vetor $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$ é o vetor dos custos marginais para as restrições de igualdade. Do ponto de vista da otimalidade, os custos marginais representam fatores de sensibilidade. Por exemplo, λ_{Qi} indica como o valor da função objetivo varia se houver uma variação de um por unidade de potência reativa na barra i . Como a função objetivo, neste caso, representa as perdas ativas do sistema, $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$ representa a sensibilidade das perdas do sistema com relação a alterações na demanda de potência das barras. Já que o fenômeno do colapso de tensão está relacionado com o crescimento abrupto das perdas do sistema seguindo uma pequena variação na potência de carga da barra, o vetor $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$ pode ser usado como um índice de proximidade ao colapso de tensão do sistema.

Observa-se pela equação (3.27) que os valores de $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$ dependem do gradiente das perdas e da matriz Jacobiana, que é disponível após a resolução do fluxo de carga e cujo determinante tende a zero quando a rede tende ao colapso de tensão [2,15]. Deste modo, o vetor $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$, que é calculado com a inversa da matriz Jacobiana, tende ao infinito. Naturalmente, na prática observa-se que seus elementos tendem a valores elevados e, a partir de um certo ponto, tem-se problemas numéricos na solução do fluxo de carga devido à precisão finita de cálculo. A proximidade ao colapso pode ser detectada quando os elementos do vetor $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$ apresentarem valores elevados em relação aos valores de operação normal. O volume de cálculo de $[\lambda_P \ \lambda_Q]^T$ é equivalente a uma iteração do fluxo de carga, pois consiste na multiplicação de um vetor cuja formação é semelhante à formação do vetor de mismatches de potência pela matriz Jacobiana.

Neste trabalho propõe-se a utilização de um único índice para cada barra de carga i . Sabe-se que para uma variação de carga de $\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i$ na barra i , a variação das perdas de potência ativa será dada aproximadamente por:

$$\Delta P_{loss} = \frac{\partial}{\partial P_i} P_{loss} \cdot \Delta P_i + \frac{\partial}{\partial Q_i} P_{loss} \cdot \Delta Q_i = \lambda_{pi} \cdot \Delta P_i + \lambda_{qi} \cdot \Delta Q_i \quad (3.28)$$

Pode-se mostrar que para uma variação de carga tal que o fator de potência da barra i se mantenha constante, a equação (3.28) pode ser escrita como:

$$\Delta P_{loss} = [\lambda_{Pi} \cdot fp_i + \lambda_{Qi} \cdot (1 - fp_i^2)^{1/2}] \cdot \Delta S_i = \lambda_i \cdot \Delta S_i \quad (3.29)$$

onde fp_i é o fator de potência da barra i . Logo, λ_i é definido da seguinte forma:

$$\lambda_i = [\lambda_{Pi} \cdot fp_i + \lambda_{Qi} \cdot (1 - fp_i^2)^{1/2}] \quad (3.30)$$

podendo ser utilizado, então, como o índice de proximidade ao colapso de tensão para a barra i . A hipótese de que a variação de carga ocorre mantendo-se o fator de potência constante é baseada no fato de que na prática não se observam variações muito grandes do fator de potência, apesar de que, em geral, ΔP_i e ΔQ_i podem assumir quaisquer valores.

A obtenção do vetor $[\partial P_{loss}/\partial \theta \ \partial P_{loss}/\partial V]^T$ baseia-se na seguinte expressão para as perdas ativas do sistema, deduzidas a partir de [28]:

$$P_{loss} = \sum_{\ell} g_{km} [a_{kk} V_k^2 + a_{mm} V_m^2 - 2a_{km} V_k V_m \cos(\theta_{km} + \phi_{km})] \quad (3.31)$$

sendo ℓ um ramo genérico que conecta as barras k e m , V_k e V_m os módulos das tensões nas barras, θ_{km} a defasagem angular entre as barras k e m , ϕ_{km} o ângulo da defasagem angular caso o ramo seja um transformador defasador. a_{kk} , a_{mm} e a_{km} são relacionados com o modelo adotado para o transformador. Neste trabalho adotou-se $a_{kk} = 1/t^2$, $a_{mm} = 1$ e $a_{km} = 1/t$, onde t representa a posição do tap fora do nominal em por unidade [30]. Se ℓ for uma linha de transmissão tem-se $\phi_{km} = 0$ e $a_{kk} = a_{mm} = a_{km} = 1$.

Observando-se as expressões para o cálculo do índice λ_i , nota-se que outra grande vantagem deste método é a simplicidade de sua implementação, que requer um pequeno adicional computacional a partir da solução de um fluxo de carga comum. O método também faz uso da esparsidade da matriz Jacobiana tornando-o bastante econômico em termos de ocupação de memória.

Essas vantagens podem tornar possível a utilização deste índice em aplicações em tempo real. Ao longo deste trabalho será proposto o uso deste indicador para se obter informações em tempo real sobre barras e/ou áreas mais susceptíveis ao colapso de tensão e para a seleção e análise de contingências, a fim de se verificar quais contingências podem deixar o sistema ou uma região do sistema mais próximo de uma situação de colapso de tensão. A aplicação em seleção e análise de contingências será abordada no capítulo seguinte.

3.4 Limite estático de estabilidade versus colapso de tensão

Como foi visto anteriormente, o cálculo do índice λ_i está intimamente ligado à matriz Jacobiana, principalmente ao valor de seu determinante. Cabe aqui, então, um comentário sobre um problema enfrentado por alguns autores que, por causa de algumas similaridades, como por exemplo a singularidade da matriz Jacobiana, confundem o colapso de tensão com a violação do limite estático de estabilidade (SSSL). Segundo [11], tratam-se de dois fenômenos distintos pois:

- o colapso de tensão está relacionado com a insuficiência no fornecimento de reativos para a barra de carga frente a um aumento de carga. Relaciona-se com a singularidade da matriz jacobiana, ou seja, com o ponto de operação em que $\text{Det}[J] = 0$ e também, como visto anteriormente, com um severo aumento na sensibilidade das perdas ativas.
- o limite estático de estabilidade está relacionado com o máximo valor de potência ativa que pode ser transmitido pelo sistema. Relaciona-se com a máxima abertura angular no ramo de carga, ou seja, quando $\frac{\partial P}{\partial \theta} = 0$.

De modo a ilustrar melhor estas diferenças foram feitas algumas simulações com o sistema simples de duas barras mostrado na figura (3.1). A idéia é mostrar como se comporta o estado de operação do sistema frente a estes dois tipos de instabilidade.

Neste caso, utilizou-se $\hat{E}_1 = 1,06 \angle 0^\circ$; $\hat{E}_2 = V_2 \angle \theta_2^\circ$; $r = 0,05$ pu; $X = 0,2$ pu; $b^{sh} = 0,1$ pu.

Com isso, temos a seguinte matriz admitância:

$$Y = \begin{bmatrix} 1,1765 - j4,6059 & -1,1765 + j4,7059 \\ -1,1765 + j4,7059 & 1,1765 - j4,6059 \end{bmatrix}$$

Para mostrar a violação do limite estático de estabilidade considerar a barra 2 como sendo uma barra de geração (tipo PV). Não há, também, limites no fornecimento de potência reativa. Deste modo, o valor da tensão deve se manter constante.

O Jacobiano para este caso será:

$$J = \left[\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \right] \quad (3.32)$$

e, segundo [28]:

$$P_2 = V_2 \cdot V_1 \cdot (G_{21} \cdot \cos \theta_{21} + B_{21} \cdot \sin \theta_{21}) + V_2^2 \cdot G_{22} \quad (3.33)$$

Pode-se, então, determinar a máxima transferência de potência ativa com a seguinte equação:

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 0 \quad (3.34)$$

Ou seja,

$$-V_2 \cdot V_1 \cdot (G_{21} \cdot \sin \theta_{21} - B_{21} \cdot \cos \theta_{21}) = 0 \quad (3.35)$$

Resolvendo a equação (3.35) para os valores do sistema temos:

$$\theta_2 = -75,96^\circ = -1,32 \text{ rad}$$

Este valor máximo de abertura angular corresponde ao máximo valor de potência ativa que se pode transportar por esta linha. Este valor é chamado de limite estático de estabilidade.

Para ilustrar melhor o que foi dito anteriormente fez-se a seguinte simulação : partindo de uma condição inicial, onde $P_2 = -30,0$ MW e $Q_2 = -10,0$ MVar, foi-se aumentado a carga na barra 2 obtendo-se valores de tensão e ângulo para esta barra até que não houvesse mais convergência do fluxo de carga. Com estes valores plotou-se um gráfico no plano $V\theta$ de modo a se verificar o comportamento da curva obtida frente ao lugar geométrico onde $\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 0$. O gráfico é mostrado na figura 3.9 .

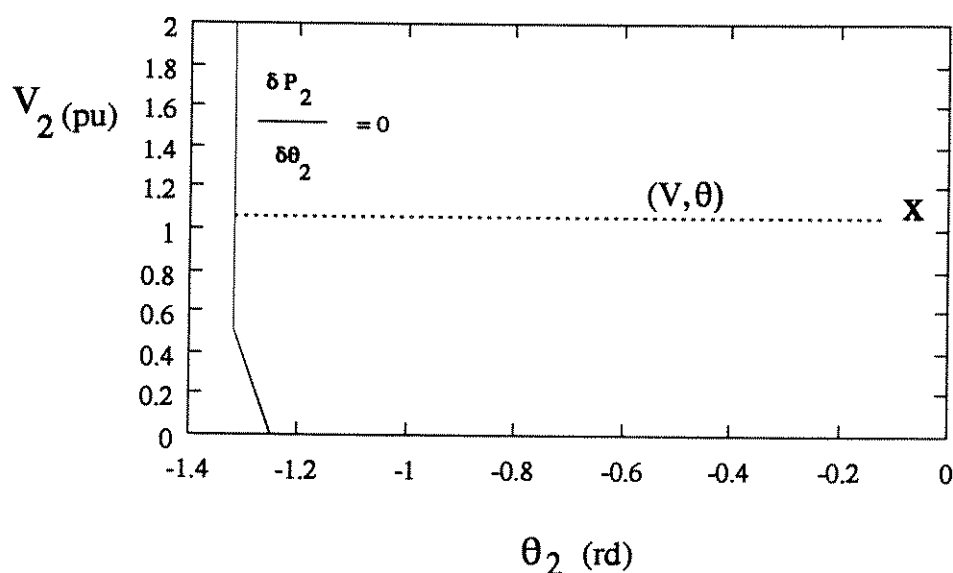


Figura 3.9: Simulações para a barra tipo PV

No gráfico a linha tracejada representa o estado de operação no plano (V, θ) da barra de carga 2, enquanto que a linha cheia mostra o lugar geométrico onde $\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 0$. O ponto assinalado com o **X** é o ponto de operação respectivo à carga da condição inicial. Pode-se notar que o aumento de carga é plenamente atendido até que se tenha atingido o limite de máxima transferência de potência, a partir deste ponto não se consegue mais a convergência do fluxo de carga e a carga não pode mais ser atendida.

Considerando-se agora a barra 2 como sendo PQ, a matriz jacobiana será:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Sabe-se que começam a surgir problemas de convergência do fluxo de carga quando o determinante da matriz Jacobiana se aproxima de zero ($\text{Det}[J] = 0$), ou seja, da singularidade. À medida que a matriz Jacobiana aproxima-se da singularidade mais próximo o sistema está da ocorrência do fenômeno do colapso de tensão [2,15,16].

Para ilustrar as afirmações anteriores foram feitas uma série de simulações com o sistema teste de duas barras considerando, neste caso, a barra 2 como uma barra do tipo PQ.

A carga na barra 2 foi aumentada sob três diferentes condições:

1. Aumentando-se apenas P_2 mantendo-se fixo Q_2
2. Aumentando-se apenas Q_2 mantendo-se fixo P_2
3. Aumentando-se P_2 e Q_2 com fator de potência constante

Como na simulação anterior, aumentou-se a carga até que não houvesse mais a convergência do fluxo de carga. Com isso, obteve-se valores de V_2 e θ_2 que são apresentados em um gráfico no plano (V, θ) juntamente com os lugares geométricos para os quais se têm $\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 0$ e $\text{Det}[J] = 0$, lembrando que o ponto assinalado com **X** corresponde ao estado de operação inicial.

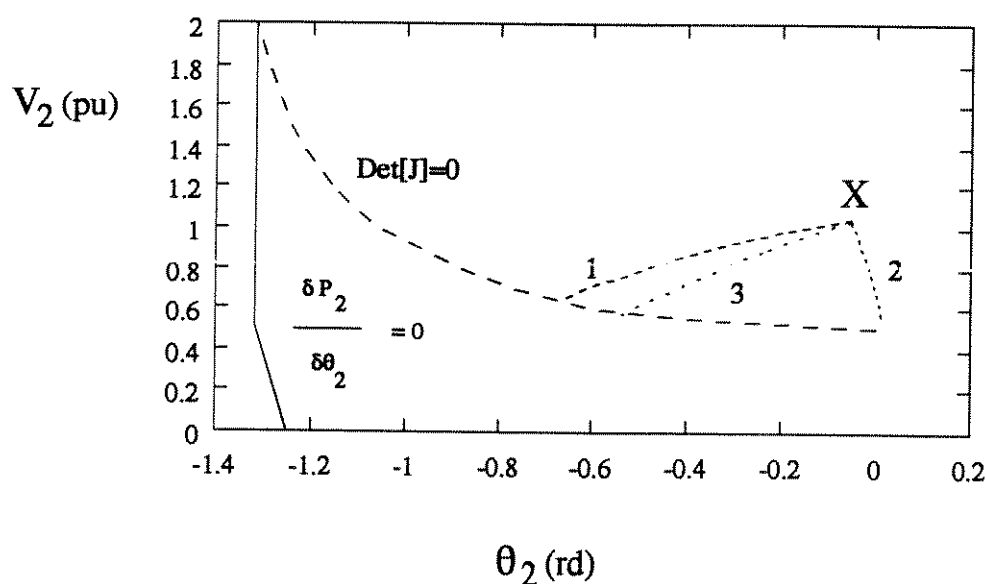


Figura 3.10: Simulações para a barra tipo PQ

Pode-se notar claramente pelo gráfico da figura 3.10 que, para este caso, o sistema não atinge o limite de estabilidade estático definido por $\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 0$. Como a tensão não se mantém constante, quando há um aumento de carga seu valor decresce tanto mais quanto mais potência for solicitada pela barra de carga. Esta queda de tensão varia conforme o tipo de solicitação da potência de carga. Este fato pode ser percebido observando a diferença da taxa da queda no valor da tensão para os três diferentes modos de incremento de carga.

Para os três casos, as trajetórias vão de encontro à curva onde $\text{Det}[J] = 0$. O aumento de carga, neste caso, provocou a condução do estado de operação deste sistema para uma situação pré-colapso, que é caracterizada pela mudança do ponto de operação do sistema de uma região estável para o limiar da instabilidade (lembrar as figuras 2.2 e 2.3).

3.5 Testes e resultados de simulações

Nesta seção serão apresentados os resultados de diversos ensaios realizados em um sistema simples de 2 barras, no sistema teste de 30 barras (ver apêndice B) e em um sistema real de 904 barras. Tais ensaios tem como objetivo mostrar o comportamento do índice para diversas condições de operação dos sistemas em estudo.

3.5.1 O comportamento dos índices λ_P e λ_Q

Foram feitas simulações no sistema de duas barras apresentado na figura 3.1 com a intenção de mostrar como se variam λ_P e λ_Q para diferentes variações de carga. Como nas simulações anteriores, partiu-se de uma condição normal de operação aumentando-se a carga até não haver mais a convergência do fluxo de carga.

Foram obtidos gráficos para o comportamento da tensão e dos índices λ_P e λ_Q considerando-se três situações:

1. Aumento de carga com fator de potência constante, na figura 3.11;
2. Aumento somente da potência de carga ativa, na figura 3.12;
3. Aumento somente da potência de carga reativa, na figura 3.13.

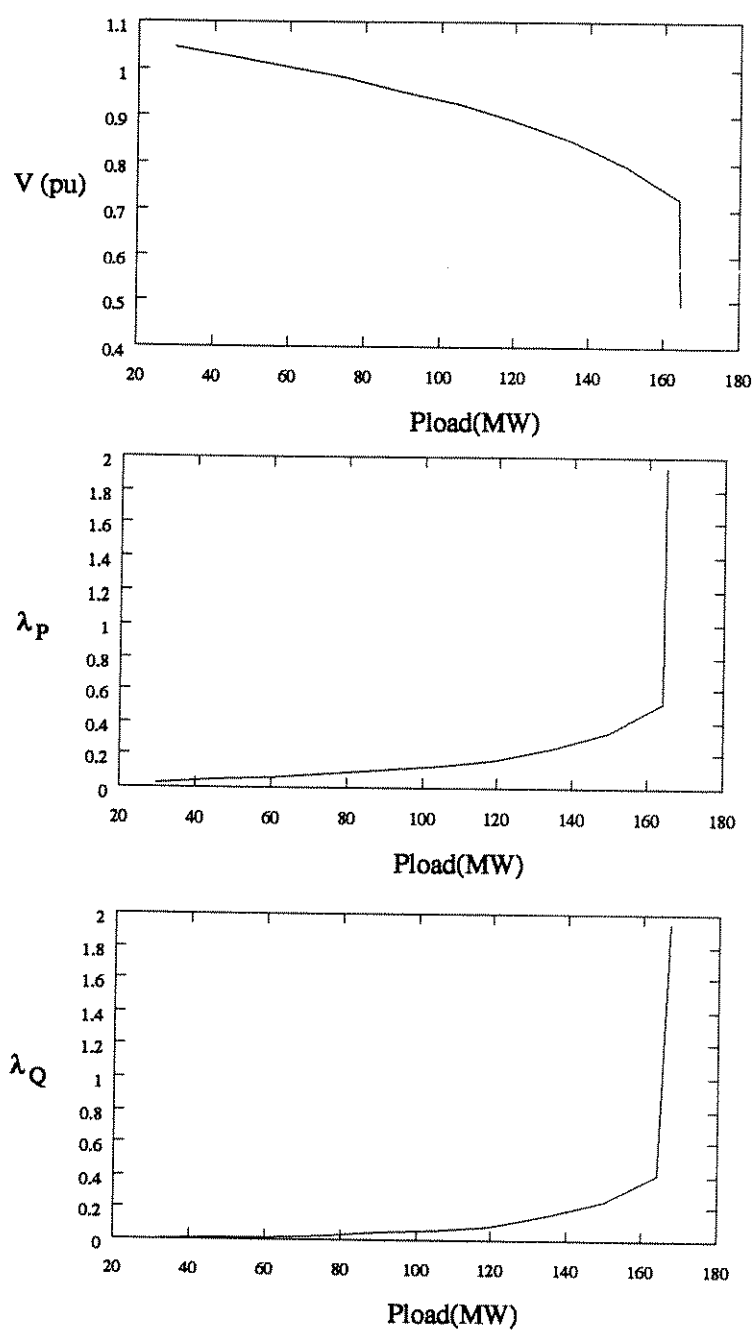


Figura 3.11: Tensão na barra de carga e os índices λ_P e λ_Q versus potências de carga ativa - aumento de carga com fator de potência constante.

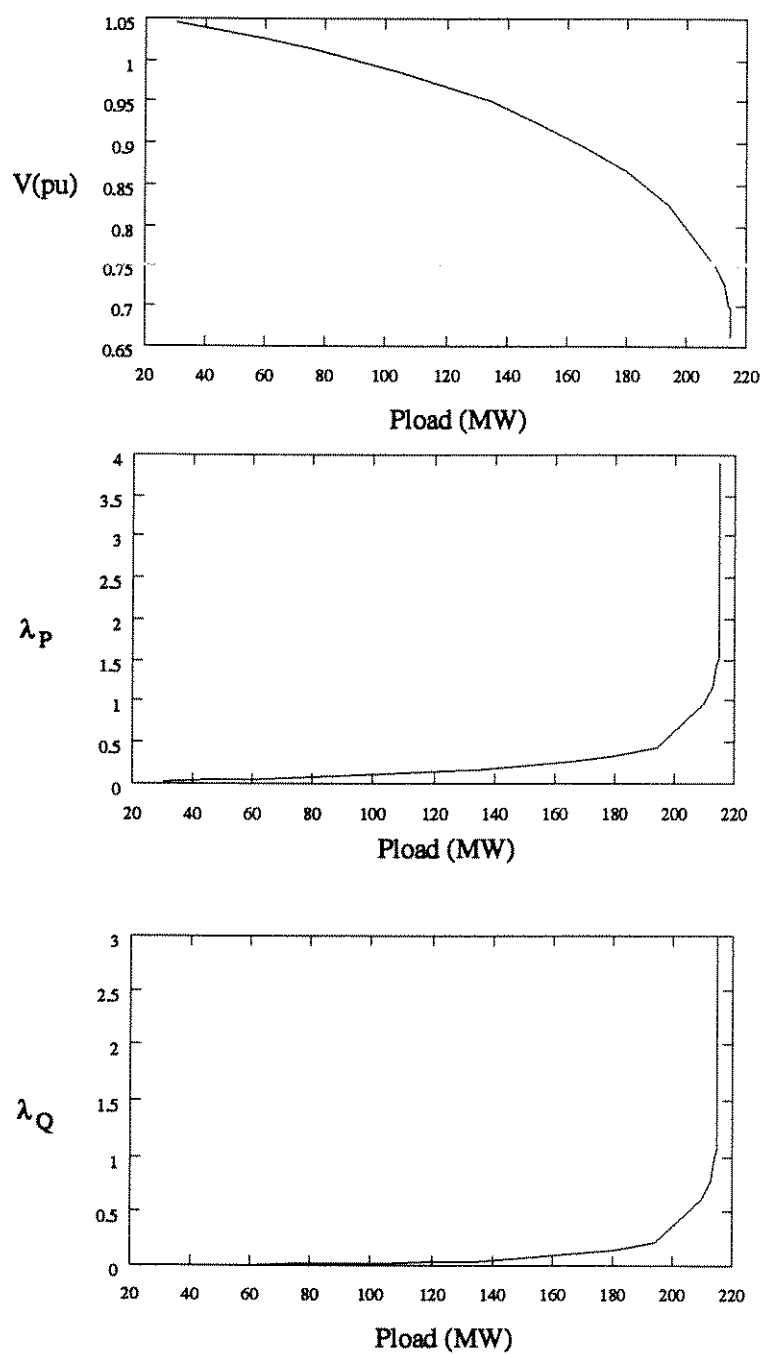


Figura 3.12: Tensão na barra de carga e os índices λ_P e λ_Q versus potências de carga ativa - aumento da potência ativa.

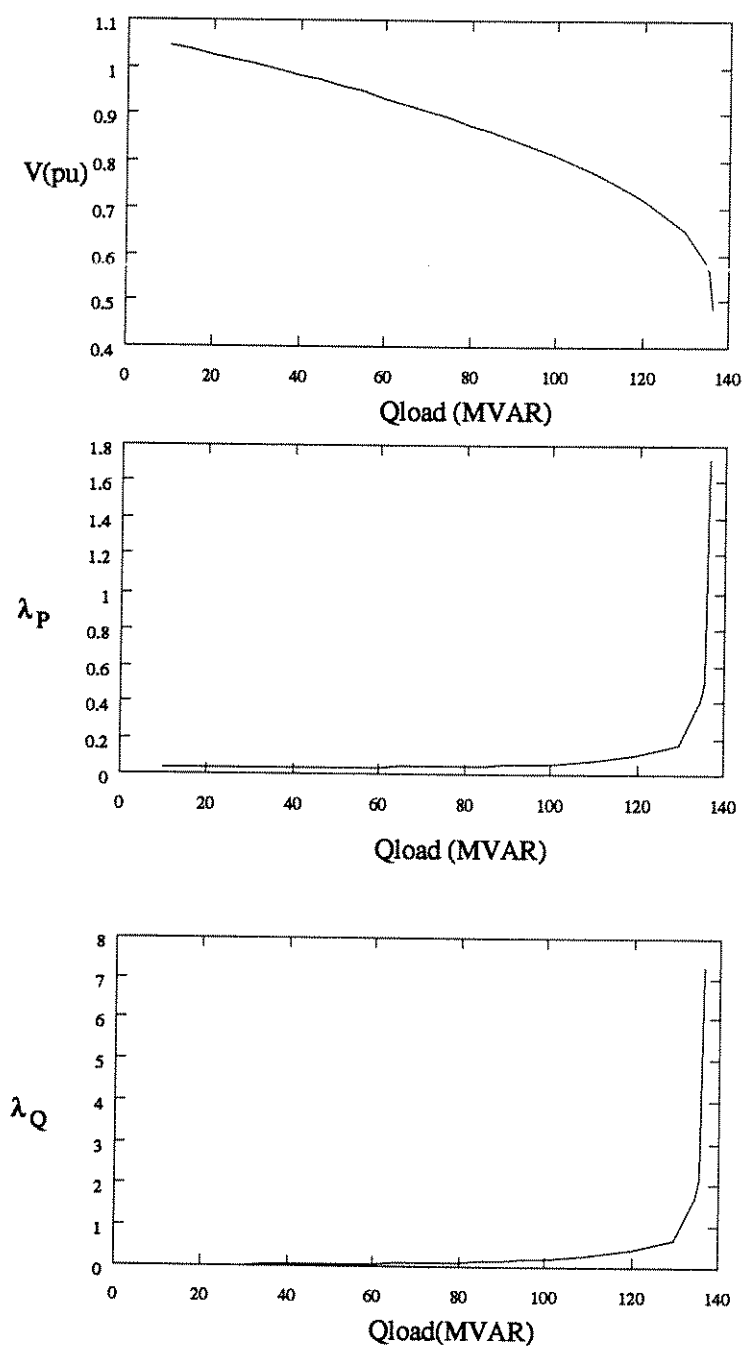


Figura 3.13: Tensão na barra de carga e os índices λ_P e λ_Q versus potências de carga reativa - aumento da potência reativa.

Pode-se notar pelas curvas mostradas anteriormente como os índices λ_P e λ_Q são sensíveis a variações de carga, principalmente aquelas próximas do limite de convergência do fluxo de carga. Pode-se notar também que o comportamento dos índices para diferentes condições de variação da carga não se modifica. Isto significa que podem ser aplicados sob qualquer condição de variação de carga do sistema.

Observando-se o comportamento das curvas mostradas nas figuras 3.11, 3.12 e 3.13 pode-se detectar um padrão. Sob condições normais de operação os valores assumidos pelos índices λ_P e λ_Q são valores relativamente baixos. À medida que se aumenta o carregamento do sistema seus valores aumentam progressivamente com uma taxa de variação que será tanto maior quanto mais próximo o ponto de operação do sistema estiver da instabilidade de tensão.

3.5.2 Utilização do índice λ_i na identificação de barras/áreas mais fracas de um sistema de potência

A tabela 1 apresenta os índices λ_{Pi} e λ_{Qi} para todas as barras do sistema de 30 barras e 41 ramos apresentado em [31] (ver apêndice B) e mostrado na figura 3.14. Os índices λ_i para as barras de carga podem então ser facilmente calculados.

A tabela 2 tem o propósito de comparar o índice λ_i com outros índices já propostos para este mesmo sistema [22]. As barras estão dispostas em ordem decrescente de susceptibilidade ao colapso, ou seja, da mais fraca para a menos fraca, segundo os respectivos índices.

Os indicadores VIPI, VCPI e VSI foram propostos respectivamente em [32], [13] e [22]. Pode-se notar que devido às condições desta rede, a barra 30 é a mais fraca do sistema de acordo com todos os índices. A ordenação segundo o índice λ_i é semelhante à obtida pelo método da quarta coluna. É importante ressaltar que o método da quarta coluna é baseado na solução de um fluxo de carga ótimo, o que o torna menos eficiente em termos computacionais se comparado com o método proposto. Existem diferenças com relação aos demais índices, mas pode-se notar que as barras listadas por eles aparecem entre as primeiras na classificação segundo o índice λ_i , com exceção da barra 14.

Tabela 1: Índices das barras

Nó	λ_{P_i}	λ_{Q_i}	Nó	λ_{P_i}	λ_{Q_i}
1	0,0000	0,0000	16	0,1251	0,0071
2	0,0630	-0,0002	17	0,1315	0,0079
3	0,0846	0,0092	18	0,1489	0,0079
4	0,1089	0,0078	19	0,1523	0,0146
5	0,1566	0,0000	20	0,1469	0,0123
6	0,1278	0,0040	21	0,1396	0,0113
7	0,1465	0,0068	22	0,1391	0,0109
8	0,1347	0,0000	23	0,1471	0,0155
9	0,1277	0,0030	24	0,1528	0,0171
10	0,1279	0,0042	25	0,1463	0,0197
11	0,1277	0,0000	26	0,1675	0,0338
12	0,1112	0,0023	27	0,1338	0,0147
13	0,1112	0,0000	28	0,1345	0,0050
14	0,1299	0,0078	29	0,1653	0,0235
15	0,1359	0,0107	30	0,1872	0,0272

Tabela 2: Comparação entre os índices

No.	$\frac{\Delta \text{VIPI}}{\Delta Q_m}$	$\frac{\Delta \text{VIPI}}{\Delta P_m}$	ΔVCPI	$\text{VSI}_{i,bus}$	λ_i
1	30	30	30	30	30
2	29	26	29	26	29
3	27	29	19	29	26
4	26	25	26	14	19
5	25	27	18	23	18
					25
					20
					22
					23
					07
					28
					27
					15
					24
					09

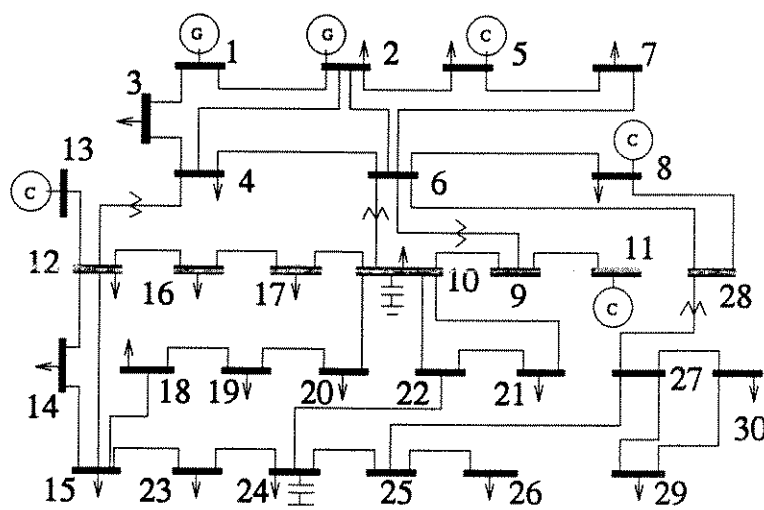


Figura 3.14: Sistema teste de 30 barras (IEEE-30)

Deve ser ressaltado o caráter local da predisposição ao colapso. Nota-se através da figura 3.14 que as cinco barras mais fracas da rede estabelecem claramente duas áreas fracas. As áreas mais fracas são mais facilmente identificadas quanto mais carregado o sistema opera. Para exemplificar esta situação fez-se uma alteração no carregamento da barra 15 do sistema aumentando-se a carga da referida barra até um valor tal que a rede estivesse próxima do limiar do colapso de tensão. Com isso, as cinco barras mais fracas do sistema passam a ser (15,23,18,19,14), já ordenadas em ordem decrescente de λ_i . A segunda coluna da tabela 3 apresenta os valores dos índices para estas barras. Deste modo, a área mais fraca passou a ser a área representada pela barra 15 e vizinhas.

Tabela 3: Alterações nos índices

Barra	λ_i	λ_i 0,2 pu barra 18	λ_i 0,2 pu barra 4
15	1,9719	0,6204	0,8394
23	1,8489	0,5787	0,7841
18	1,7254	0,5517	0,7456
19	1,6209	0,5517	0,6950
14	1,5672	0,4981	0,6643

Do ponto de vista da operação segura da rede, é importante que o operador tenha informações suficientes para a determinação de ações de controle preventivas e/ou corretivas que levem a uma diminuição do risco de colapso. O índice λ_i pode desempenhar um papel importante neste caso indicando as barras ou áreas mais fracas da rede. Devido ao caráter local do fenômeno do colapso de tensão, o efeito das ações preventivas e/ou corretivas será tanto maior quanto mais próximo o dispositivo de controle estiver da área mais fraca. Pode-se, por exemplo, atuar em dispositivos de controle tais como bancos de capacitores próximos da barra mais fraca, com o objetivo de diminuir os índices e, conseqüentemente, o risco de colapso. A terceira e quarta colunas da tabela 3 mostram as variações no índice λ_i para a alocação de capacitores de 0,2 pu na barra 18 e 0,2 pu na barra 4, respectivamente, na situação em que a rede está próxima do colapso de tensão devido ao aumento da carga na barra 15. Houve uma sensível queda dos índices com a instalação do capacitor na barra 18. A instalação de um capacitor de mesmo valor na barra 4 resultou em uma menor variação dos índices. Pela figura 3.14, pode-se notar que a barra 18 está mais próxima da barra 15 que a barra 4, indicando que a sensibilidade do índice da barra 15 com relação à injeção de reativos é maior quando esta ocorre em barras eletricamente mais próximas. Verificou-se também uma melhora no perfil de tensões da rede com a instalação dos capacitores, mais acentuada no caso da sua instalação na barra 18.

Como decorrência natural da formulação do índice, é fácil concluir que se as ações de controle forem tais que o sistema opere com mínimas perdas, este estará mais seguro com relação à ocorrência do colapso de tensão. Este fato foi demonstrado em [37]. A localização das ações de controle a serem executadas pode ser facilmente determinada, devido à característica localizada do problema. Porém, uma questão difícil de ser respondida se refere à definição de um ponto de referência baseado no índice. Só assim se pode determinar o montante das ações de controle.

De forma a se obter uma comparação, utilizou-se um método simples de cálculo de margens de segurança para se identificar no sistema teste (30 barras) quais são, sob este ponto de vista, as barras mais críticas, ou seja, quais as que possuem as menores margens. O método consiste em se aumentar a carga de uma certa barra até que não haja solução do fluxo de carga. Calcula-se então a diferença entre a potência final e a potência inicial para se obter a margem. Os resultados foram comparados com o ranking obtido pelo cálculo de λ_i . As tabelas 4 e 5 mostram os resultados obtidos com esta simulação.

Tabela 4: Margens de segurança para o sistema de 30 barras

Barra	Carga original (MVA)	Carga final (MVA)	Tensão original (pu)	Tensão final (pu)	margem (MVA)	ordem
30	10,77	44,91	0,992	0,599	34,14	2
29	2,56	39,60	1,003	0,601	37,04	3
28	0,10	193,00	1,007	0,686	192,90	21
27	0,10	86,53	1,023	0,700	86,43	14
26	4,19	32,67	1,000	0,500	28,48	1
25	0,10	75,35	1,017	0,659	75,25	9
24	10,98	78,95	1,021	0,595	67,97	4
23	3,58	71,73	1,027	0,612	68,15	5
22	0,10	112,80	1,033	0,706	112,70	18
21	20,78	104,72	1,033	0,630	83,94	12
20	2,31	77,39	1,030	0,628	75,04	8
19	10,09	79,31	1,026	0,629	69,22	6
18	3,32	75,72	1,028	0,632	72,40	7
17	10,71	96,26	1,040	0,623	85,55	13
16	3,94	87,29	1,045	0,626	83,35	11
15	8,57	99,70	1,038	0,669	91,13	15
14	6,40	82,73	1,042	0,651	76,33	10
12	13,48	115,92	1,057	0,652	102,44	16
10	6,14	114,67	1,045	0,691	108,53	17
09	0,10	150,34	1,051	0,749	150,24	20
07	25,27	173,11	1,002	0,630	147,84	19
06	0,10	251,82	1,010	0,704	251,72	22
04	7,77	267,95	1,012	0,681	260,18	24
03	2,68	260,28	1,020	0,634	257,60	23

Tabela 5: Comparação entre os rankings para margens de segurança e o λ_i

ordem	Margem	λ_i
1	26	30
2	30	29
3	29	26
4	24	19
5	23	18
6	19	25
7	18	20
8	20	22
9	25	23
10	14	7
11	16	28
12	21	27
13	17	15
14	27	24
15	15	9
16	12	14
17	10	6
18	22	21
19	7	10
20	9	17
21	28	16
22	6	4
23	3	12
24	4	3

Pode-se notar que ambos os métodos concordam com a localização das áreas mais fracas, apesar da diferença na ordenação de algumas barras. Deve-se, no entanto, lembrar que o método para o cálculo de margens é um método extremamente demorado, principalmente se comparado com λ_i . O custo em termos de tempo computacional para um resultado mais preciso é muito alto visto que os resultados de λ_i se mostraram bastante satisfatórios.

Testes foram também realizados com uma rede de grande porte, contendo 904 barras e 1283 ramos, que representa de forma reduzida o sistema sudoeste dos Estados Unidos da América. A tabela 6 mostra resultados obtidos para esta rede. A segunda coluna da tabela 6 mostra as barras mais fracas da rede em ordem decrescente do índice λ_i para condição normal de operação. A terceira coluna da tabela 4 mostra as barras mais fracas para o caso de se ter um aumento significativo de carga na barra 772. O aumento de carga na barra 772 fez com que o seu respectivo índice aumentasse. O mesmo ocorreu com as barras da região em torno dela, fazendo com que subissem na lista das barras mais fracas (observe as posições que estas barras ocupavam anteriormente que estão mostradas entre parênteses). Por exemplo, fazem parte da primeira vizinhança de 772 as barras 654 e 901. As barras 845 e 863 pertencem à segunda vizinhança .

Tabela 6: Barras mais fracas para a rede de 904 barras

Ordem	Operação normal	Carga pesada
1	654	772
2	772	654
3	574	901 (55)
4	449	845 (81)
5	741	863 (18)
6	759	835 (17)
7	555	855 (11)
8	835	633 (12)
9	575	574
10	748	759

Finalmente, deve-se observar que, embora o fenômeno do colapso de tensão esteja relacionado com baixos níveis de tensão, não se pode tomar as magnitudes das tensões nas barras como indicadores de suas susceptibilidades ao colapso. A tabela 7 mostra as cinco barras mais fracas da rede de 904 barras em condições normais de operação, seus respectivos índices e as magnitudes das tensões.

Tabela 7: Índices e tensões para a rede de 904 barras - operação normal

Ordem	Barra	λ_i	Tensão (pu)
1	654	0,1491	0,9638
2	772	0,1469	0,9478
3	574	0,1437	0,9891
4	449	0,1429	1,0008
5	741	0,1418	0,9971

A barra 772 tem a menor tensão entre as cinco barras mais fracas, porém, ocupa a segunda posição no que se refere à proximidade ao colapso de tensão. Da mesma forma, a tensão na barra 449 é maior que a tensão na barra 741, embora esta última seja mais forte com relação ao colapso de tensão, ou seja, pode-se ter algo idêntico à situação mostrada na figura 3.15.

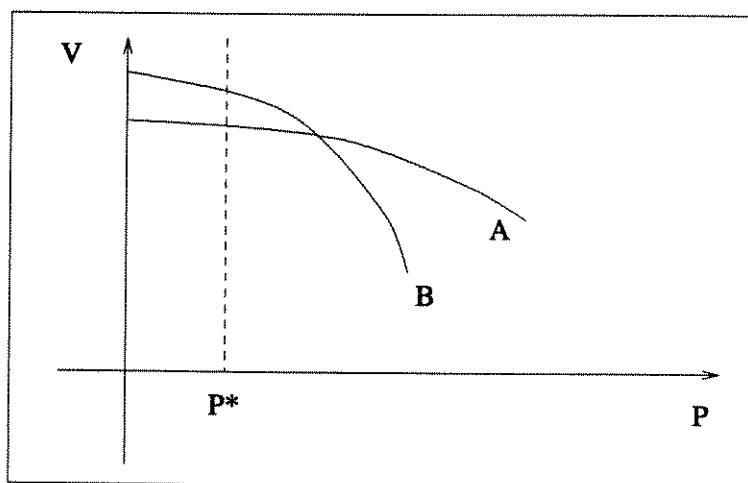


Figura 3.15: Situação onde a menor tensão não implica em maior proximidade ao colapso de tensão.

Na figura 3.15 são mostradas as curvas $P - V$ para duas barras hipotéticas A e B . Pode-se notar que para a mesma potência de carga P^* tem-se que $V_A < V_B$, porém a margem de estabilidade da barra B é menor, ou seja, o ponto de operação da barra B

está mais próximo da instabilidade que o da barra A , o que significa que em termos de colapso de tensão a barra B é a mais fraca mesmo com o fato de sua tensão ser mais alta.

Esta conclusão leva de maneira natural à idéia de se utilizar o índice λ_i como um indicador de severidade de contingências na análise de segurança de redes, em especial no estágio da seleção de contingências. O capítulo seguinte vai mostrar o que foi feito no sentido de se investigar o potencial de utilização do índice λ_i na análise de segurança em tempo real.

3.6 Outras formas que foram utilizadas para a composição do índice único

Antes de se chegar ao resultado final para o índice único λ_i , várias outras formas para sua composição foram testadas.

A primeira foi a expressão $\lambda_i = \sqrt{\lambda_P^2 + \lambda_Q^2}$. Alguns fatores causaram mascaramento nos resultados que estavam sendo obtidos. Por exemplo, ramos e barras de circuitos equivalentes externos algumas vezes produziam valores de λ_P e λ_Q negativos que, devido ao expoente par, não estavam sendo detectados.

A segunda tentativa, baseada no comportamento dos índices para aumentos de carga, foi a de se utilizar como índice único apenas o λ_Q , já que este possui um comportamento semelhante a λ_P para aumentos de carga ativa e é igualmente sensível a variações da carga reativa. Esta forma também foi descartada pois, posteriormente, verificou-se que a participação de λ_P é muito importante. A conclusão foi obtida pelo fato de se encontrar em simulações realizadas posteriormente valores pequenos de λ_Q para algumas barras que possuíam valores significantes de λ_P , que poderiam classificá-las como mais próximas do colapso devido ao seu grau maior de sensibilidade às variações de carga ativa.

A terceira tentativa foi concebida como uma forma de se equilibrar a diferença numérica entre λ_P e λ_Q , já que em todas as simulações realizadas λ_P sempre foi maior que λ_Q . A idéia era de se normalizar os índices λ_P e λ_Q pelos seus valores máximos. Tentou-se utilizar a seguinte expressão :

$$\lambda_i = \sqrt{(\lambda_P / \lambda_P^M)^2 + (\lambda_Q / \lambda_Q^M)^2}$$

onde,

$$\lambda_P^M = \text{Max} \{ \lambda_P^j \}$$

$$\lambda_Q^M = \text{Max} \{ \lambda_Q^j \}$$

para $j = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede.

Os valores de λ_P^M e λ_Q^M eram escolhidos para um ponto de operação específico a ser usado como referencial (por exemplo o caso base) para o caso da comparação entre dois pontos de operação diferentes em termos da proximidade ao colapso de tensão.

Esta última forma também foi excluída para dar lugar a expressão atualmente utilizada (ver seção anterior), que mostrou ser a que mais corretamente explora o conceito de formação dos índices λ_P e λ_Q , pois é totalmente baseada no fato destes índices representarem manifestações do comportamento das perdas do sistema.

Capítulo 4

Utilização do Índice λ_i em Análise de Segurança em Tempo Real

4.1 Introdução

A análise de segurança em sistemas de potência consiste em se verificar a capacidade da rede de se manter em pontos de operação aceitáveis após a ocorrência de eventos imprevistos e na determinação de ações de controle preventivas e/ou corretivas para os casos de eventos que levem o sistema a uma operação não satisfatória [33].

A análise de contingências em particular visa determinar se eventos imprevistos (contingências) podem levar a violações dos limites operacionais da rede. Tipicamente, são avaliadas violações de fluxo de potência em ramos (sobrecargas) e de magnitudes de tensão em barras. Esta análise deve ser realizada para uma lista de contingências cujas ocorrências são prováveis. Normalmente, inclui-se saídas simples e/ou múltiplas de ramos mais prováveis, saídas de unidades geradoras, etc... No caso de redes muito grandes esta lista é muito grande e uma análise detalhada de cada caso se torna impraticável em tempo real. É fato conhecido que um grande número dessas contingências não causa maiores problemas à rede do ponto de vista de violações e sua análise implicaria em um esforço computacional (tempo) desnecessário. Um procedimento amplamente aceito hoje em dia consiste em realizar esta análise detalhada somente para as contingências mais críticas da rede. Todas as contingências da lista são analisadas através de um método simplificado (como por exemplo a execução de somente uma iteração de um fluxo de carga a partir do caso base) e são classificadas de acordo com essa análise inicial. A classificação é feita através da definição de um valor (*performance index*) que reflete os níveis de violações

que aquelas contingências causam. Em geral as contingências são classificadas com dois *performance indices*, um relacionado com sobrecargas e outro relacionado com violações de tensão.

No capítulo anterior mostrou-se que, embora o colapso de tensão esteja relacionado com a falta de suporte de reativos na rede e baixos níveis de tensão, não há uma relação direta entre os níveis de tensão propriamente ditos e o índice de proximidade ao colapso. Esta conclusão, aliada à eficiência do cálculo de λ_i , leva à idéia de se utilizar o índice λ_i como um terceiro *performance index* na classificação de contingências de redes com relação à proximidade ao colapso de tensão, em especial no estágio de seleção de contingências em tempo real. Com isso, pode-se saber quais contingências são mais severas do ponto de vista da proximidade ao colapso de tensão sendo que estas podem não ser necessariamente severas segundo os outros *performance indices*.

Neste capítulo são apresentadas algumas das formas que foram estudadas para a aplicação de λ_i na seleção de contingências. Partindo desde um método de análise completo (Newton Completo) até um último estágio utilizando o método do Lema de Modificação de Matrizes Inversas (IMML) [35].

O estudo dos efeitos das contingências sobre a estabilidade de tensão, principalmente sob o enfoque do colapso de tensão, tem ocupado diversos pesquisadores. Alguns destes trabalhos podem ser vistos em [26] e [34], por exemplo.

A proposta final deste trabalho é de se avaliar o potencial de utilização do índice λ_i como um método rápido e confiável de se classificar as contingências quanto à sua influência sobre a estabilidade de tensão do sistema no que se refere à sua proximidade ao colapso de tensão.

4.2 Os métodos que foram implementados

Como dito anteriormente, foram implementados diversos métodos para a seleção de contingências utilizando λ_i .

Tais métodos receberam as seguintes denominações:

- **Newton Completo:** é o método mais demorado, pois faz o cálculo do fluxo de carga completo, utilizando o método de Newton, para cada contingência. Considera também a ocorrência de violações de limites de geração de reativos em barras do

tipo PV.

- **Newton 1:** realiza apenas uma iteração do fluxo de carga para cada contingência e não faz a verificação da violação dos limites de geração das barras do tipo PV.
- **Newton 1+1:** é chamado assim porque realiza ao final de uma iteração do método de Newton, a verificação dos limites de geração nas barras PV sendo que, se houver violação as barras PV são convertidas em barras do tipo PQ (carga) e apenas mais uma iteração do método de Newton é executada. Este método apresenta resultados bem próximos do método de Newton completo.
- **IMML :** é o método mais rápido pois utiliza métodos de compensação (Lema da Modificação de Matrizes Inversas) [35] para a simulação das contingências a serem estudadas e para o cálculo de λ_i . Este método é mostrado com mais detalhes no apêndice A .
- **IMML + 1 :** é um método bem mais preciso que o IMML, pois realiza mais uma iteração considerando a mudança do tipo de barras quando da violação dos limites de geração.

As seções seguintes irão tratar com mais detalhe cada um dos métodos que foram apresentados anteriormente. Serão apresentados resultados obtidos na seleção de contingências para o sistema teste de 30 barras e 41 ramos (IEEE-30) e para um sistema de grande porte de 904 barras e 1283 ramos que representa de forma reduzida o sistema sudoeste dos Estados Unidos.

4.2.1 O método Newton completo

O método Newton Completo é assim chamado pois para cada contingência é executado um fluxo de carga Newton até a convergência. Neste método está incorporado no fluxo de carga o controle de reativos em barras do tipo PV, ocorrendo, se necessário, mudanças do tipo PV→PQ e novas iterações do fluxo de carga. Devido a todas estas considerações levadas em conta por este método, seus resultados são usados como referência para a verificação da precisão dos outros métodos que foram implementados.

O algoritmo básico para o método Newton Completo é apresentado a seguir:

- i* - Ler os dados da rede armazenados em arquivo;

ii - Executar fluxo de carga Newton para o cálculo do caso base e armazenar os resultados para uso posterior;

iii - Iniciar a seleção de contingências;

iii.1 - Ler na lista de contingências o ramo da rede a ser aberto;

iii.1.1 - Se a lista acabou ir para *iv*;

iii.1.2 - Se não continue ;

iii.2 - Abrir o ramo e reconstruir a matriz de admitância Y ;

iii.3 - Executar fluxo de carga Newton Completo até a convergência, partindo do estado calculado para o caso base. (construir e fatorar a matriz J^T juntamente com a matriz J);

iii.4 - Com o novo estado da rede, calcular o vetor de sensibilidade das perdas ativas;

$$dP_{loss} = \begin{bmatrix} \partial P_{loss} / \partial \theta \\ \partial P_{loss} / \partial V \end{bmatrix}$$

iii.5 - Calcular os índices λ_P e λ_Q com a equação abaixo ;

$$\begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = -J^{-T} \begin{bmatrix} \partial P_{loss} / \partial \theta \\ \partial P_{loss} / \partial V \end{bmatrix}$$

iii.6 - Calcular o índice único λ_i , apenas para as barras de carga ou barras de geração transformadas, usando a equação abaixo;

$$\lambda_i = fp_i \cdot \lambda_{Pi} + \sqrt{1 - fp^2} \cdot \lambda_Q$$

onde, fp_i é o fator de potência da barra.

iii.7 - Tomar o maior valor de λ_i armazenando seu valor, a barra correspondente e o ramo que foi aberto para a contingência que está sendo analisada;

iii.8 - Voltar para *iii.1*;

iv - Ordenar as contingências segundo o maior valor de λ_i de cada contingência. Imprimir resultados;

v - Fim.

Para cada contingência são calculados também os *performance indices* usuais de violação de fluxo e limites de tensão. A lista de contingências foi elaborada de forma que ficassem de fora as contingências que causassem ilhamentos e divergências.

A tabela 4.1 mostra os resultados obtidos para a seleção de contingências no sistema IEEE-30 utilizando o método Newton Completo. As contingências estão ordenadas em ordem decrescente de severidade. Serão mostradas as 30 contingências mais severas do ponto de vista do colapso de tensão.

Tabela 4.1: Resultados para o método Newton Completo (sistema de 30 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	5	0,50294	5
2	36	0,46473	30
3	2	0,31724	30
4	4	0,29508	30
5	38	0,25500	30
6	7	0,25319	30
7	15	0,25006	14
8	6	0,23578	30
9	37	0,23025	30
10	41	0,22623	30
11	9	0,22222	7
12	39	0,21473	30
13	3	0,21017	30
14	10	0,20696	30
15	18	0,19510	30
16	25	0,19462	19
17	40	0,19430	30
18	30	0,19322	30
19	31	0,19271	30
20	27	0,19209	30
21	32	0,19129	30
22	35	0,19112	26
23	19	0,19061	30
24	17	0,19060	30
25	28	0,19056	30
26	21	0,19031	30
27	24	0,19010	30
28	20	0,19003	30
29	8	0,19000	30
30	23	0,18990	30

Na tabela 4.2 tem-se os resultados obtidos para o sistema de 904 barras e 1283 ramos utilizando o método Newton Completo. De forma a se facilitar a apresentação, serão mostradas apenas as 30 contingências mais severas que foram selecionadas para este sistema.

Tabela 4.2: Resultados para o método Newton Completo (sistema de 904 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	516	0,89503	473
2	1204	0,47070	442
3	691	0,30853	772
4	438	0,24456	449
5	507	0,24236	741
6	552	0,23111	449
7	292	0,22112	654
8	566	0,21461	449
9	237	0,21428	586
10	490	0,21206	574
11	1181	0,20546	757
12	153	0,20538	117
13	551	0,19926	440
14	580	0,19651	440
15	709	0,19624	689
16	467	0,19078	449
17	1197	0,18877	741
18	198	0,18867	560
19	590	0,18690	574
20	814	0,18456	449
21	801	0,18454	449
22	802	0,18454	449
23	308	0,18450	449
24	307	0,18325	741
25	585	0,18262	555
26	529	0,17907	458
27	560	0,17893	449
28	413	0,17888	468
29	688	0,17820	449
30	1206	0,17815	449

4.2.2 O método Newton 1

Neste método é executada apenas uma iteração do fluxo de carga de Newton. Não é feito nenhum controle de reativos ou transformação de barras. Por esta razão, como será mostrado adiante, os resultados para este método se distanciam dos obtidos com o método completo.

O algoritmo é o mesmo do método Newton Completo porém, no passo *iii.3* ao invés de se executar um fluxo de carga completo executa-se apenas uma iteração.

A tabela 4.3 apresenta os resultados para o sistema IEEE-30 utilizando este método, enquanto que na tabela 4.4 estão os resultados para o sistema de 904 barras mostrando as 30 contingências mais severas.

Tomando como referência os resultados obtidos com o método Newton Completo, pode-se obter a chamada taxa de captura dos demais métodos. Definidas as n contingências mais severas classificadas pelo método Newton Completo, a taxa de captura é definida como a porcentagem das contingências classificadas pelo método Newton Completo nas n primeiras posições que aparecem nas n posições da classificação obtida pelos outros métodos.

Para o sistema de 30 barras o cálculo da taxa de captura foi feito com base nas 15 contingências mais severas. Para o sistema de 904 barras os 40 piores casos foram usados para o levantamento da taxa de captura. Na seleção de contingências para sistemas de grande porte, uma média boa de contingências escolhidas para serem avaliadas por métodos mais completos gira em torno de 5% do total de contingências possíveis do sistema. Para o caso do sistema de 904 barras, onde se avaliam 955 contingências, é justificável então a escolha das 40 piores contingências para o cálculo da taxa de captura.

O método Newton 1 resultou em taxas de captura de 93,3% para o sistema de 30 barras e 80,0% para o sistema de 904 barras.

Tabela 4.3: Resultados para o método Newton 1 (sistema de 30 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	36	0,33612	30
2	2	0,27027	30
3	4	0,25498	30
4	38	0,25498	30
5	7	0,23664	30
6	5	0,23635	30
7	37	0,23023	30
8	6	0,21949	30
9	41	0,21523	30
10	15	0,21516	14
11	39	0,21459	30
12	10	0,20378	30
13	3	0,20326	30
14	18	0,19510	30
15	25	0,19434	30
16	30	0,19322	30
17	31	0,19271	30
18	27	0,19209	30
19	40	0,19131	30
20	32	0,19129	30
21	35	0,19114	26
22	19	0,19061	30
23	17	0,19060	30
24	28	0,19056	30
25	21	0,19031	30
26	24	0,19010	30
27	20	0,19003	30
28	23	0,18990	30
29	22	0,18984	30
30	29	0,18970	30

Tabela 4.4: Resultados para o método Newton 1 (sistema de 904 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	1204	0,46672	442
2	516	0,25837	471
3	489	0,22143	574
4	566	0,22078	449
5	552	0,21688	449
6	691	0,20048	654
7	237	0,19176	560
8	815	0,18851	449
9	814	0,18850	449
10	801	0,18809	449
11	802	0,18809	449
12	308	0,18773	449
13	490	0,18710	574
14	507	0,18378	748
15	848	0,18245	449
16	772	0,18157	449
17	580	0,18039	574
18	668	0,17931	449
19	1206	0,17918	449
20	540	0,17912	449
21	529	0,17907	458
22	439	0,17895	449
23	207	0,17846	449
24	585	0,17821	555
25	467	0,17705	449
26	560	0,17670	449
27	153	0,17580	117
28	461	0,17510	654
29	571	0,17481	449
30	590	0,17430	574

4.2.3 O método Newton 1 + 1

Sabe-se que algumas contingências causam violações de limites de geração de reativos em alguns geradores dos sistemas analisados, surgiu, então, a idéia de se verificar a ocorrência destas violações após a execução de uma iteração do fluxo de carga Newton e, caso houvessem violações, executar mais uma iteração com as barras de geração violadas transformadas em barras de carga (transformação PV - PQ). Com isso, o passo *iii.3* do algoritmo básico fica do seguinte modo.

iii.3 - Executar uma iteração do fluxo de carga Newton e verificar se houve violação dos limites de geração de reativos em barras PV;

iii.3.1 - Caso haja violações, transformar as barras PV violadas em barras PQ assumindo a injeção de reativos especificada como sendo o valor do limite de geração de reativos da barra PV, ou seja, $Q_{esp} = Q_{lim}$ e executar mais uma iteração do fluxo de carga;

iii.3.2 - Se não houver violações, continuar;

Os resultados obtidos por este método foram bastante satisfatórios, aproximando-se muito dos obtidos pelo método Newton completo.

As tabelas 4.5 e 4.6 mostram os resultados obtidos para os sistemas de 30 e 904 barras, respectivamente.

O método apresentou as taxas de captura de 100% para o sistema de 30 barras e 90,0% para o sistema de 904 barras.

Tabela 4.5: Resultados para o método Newton 1+1 (sistema de 30 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	5	0,36277	5
2	36	0,33631	30
3	2	0,29807	30
4	4	0,29508	30
5	38	0,25500	30
6	7	0,24971	30
7	15	0,23829	14
8	6	0,23071	30
9	37	0,23025	30
10	41	0,22623	30
11	9	0,22306	7
12	39	0,21473	30
13	3	0,21017	30
14	10	0,20378	30
15	18	0,19510	30
16	25	0,19462	19
17	40	0,19430	30
18	30	0,19322	30
19	31	0,19271	30
20	27	0,19209	30
21	32	0,19129	30
22	35	0,19112	26
23	19	0,19061	30
24	17	0,19060	30
25	28	0,19056	30
26	21	0,19031	30
27	24	0,19010	30
28	20	0,19003	30
29	8	0,19000	30
30	23	0,18990	30

Tabela 4.6: Resultados para o método Newton 1 + 1 (sistema de 904 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	1204	0,38437	442
2	410	0,31575	784
3	691	0,30757	772
4	516	0,26596	473
5	507	0,24462	741
6	489	0,22143	574
7	566	0,22109	449
8	552	0,21998	449
9	467	0,19992	449
10	709	0,19154	689
11	237	0,189932	586
12	292	0,18985	654
13	815	0,18852	449
14	814	0,18852	449
15	801	0,18810	449
16	802	0,18810	449
17	308	0,18774	449
18	490	0,18710	574
19	1197	0,18587	741
20	1181	0,18517	757
21	307	0,18413	741
22	585	0,18262	555
23	848	0,18246	449
24	772	0,18158	449
25	668	0,17932	449
26	1206	0,17919	449
27	540	0,17913	449
28	529	0,17907	458
29	461	0,17773	654
30	560	0,17715	449

Pode-se notar a melhora na ordenação das contingências com a utilização do método Newton 1+1. A ordem de severidade das contingências é quase que idêntica à obtida pelo método completo, com a vantagem do tempo menor de execução.

4.2.4 O método do Lema de Modificação de Matrizes Inversas - IMML

O maior problema enfrentado pelos métodos apresentados anteriormente é o grande tempo de execução. Para a análise de sistemas de grande porte, como por exemplo o de 904 barras, o gasto de tempo computacional necessário para a execução destes métodos os torna inviáveis para a aplicação na seleção de contingências, que exige métodos mais eficientes.

Partindo desta necessidade, surgiu a idéia de se aplicar métodos de compensação, como o Lema de Modificação de Matrizes Inversas (IMML), para acelerar o processo de cálculo, reduzindo o tempo computacional.

O IMML é utilizado para a atualização da matriz Jacobiana inversa do caso base, calculando valores de sensibilidade que atualizam o estado de operação do sistema. Ou seja, o estado pós-contingência é obtido somando-se estes valores de sensibilidade aos valores de tensão e ângulo que definem o estado base de operação.

Logo, o algoritmo fica do seguinte modo:

- i* - Ler os dados da rede armazenados em arquivo;
- ii* - Executar fluxo de carga Newton para o cálculo do caso base e armazenar os resultados para uso posterior;
- iii* - Iniciar a seleção de contingências;
 - iii.1* - Ler na lista de contingências o ramo da rede a ser aberto;
 - iii.1.1* - Se a lista acabou ir para *iv*;
 - iii.1.2* - Se não continue ;
 - iii.2* - Determinar as barras inicial (*k*) e final (*m*) do ramo a ser aberto;

iii.3 - Usar o Lema de Modificação de Matrizes Inversas para atualizar a inversa da matriz Jacobiana original, disponível do cálculo do caso base.

A equação utilizada é a seguinte (ver Apêndice A):

$$J_1^{-1} = J_o^{-1} - J_o^{-1} \cdot \mathcal{M} \cdot [1 + \mathbf{C} \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-1} \cdot \mathcal{M}]^{-1} \cdot \mathbf{C} \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-1}$$

onde,

J_1^{-1} = Inversa da matriz Jacobiana para o estado pós-contingência;

J_o^{-1} = Inversa da matriz Jacobiana para o caso base;

$\mathcal{M}$ = Matriz de alterações definida pelas barras terminais do ramo que vai ser simulada a abertura;

$\mathbf{C}$ = Matriz com os valores numéricos que alteram os valores das submatrizes H, M, L e N devido à retirada do ramo K-m.

As matrizes $\mathbf{C}$ e $\mathcal{M}$ tem a seguinte forma:

$$\mathbf{C} = \begin{array}{c} \begin{array}{cc|cc} & k & j & m & n \\ \hline \Delta H_{kk} & \Delta N_{kk} & \Delta H_{km} & \Delta N_{km} \\ \hline \Delta M_{kk} & \Delta L_{kk} & \Delta M_{km} & \Delta L_{km} \\ \hline \Delta H_{mk} & \Delta N_{mk} & \Delta H_{mm} & \Delta N_{mm} \\ \hline \Delta M_{mk} & \Delta L_{mk} & \Delta M_{mn} & \Delta L_{mn} \end{array} \end{array} \quad \mathcal{M} = \begin{array}{c} \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 1 & & & \\ \hline & 1 & & \\ \hline & & 1 & \\ \hline & & & 1 \\ \hline \end{array} \begin{array}{l} k \\ j \\ m \\ n \end{array} \end{array}$$

iii.4 - Calcular o vetor de sensibilidades $\Delta \underline{E}$, para determinar o estado pós-contingência;

$$\Delta \underline{E} = J_1^{-1} \cdot \Delta \underline{S}$$

$$\Delta \underline{E} = J_o^{-1} \cdot \Delta \underline{S} - J_o^{-1} \cdot \mathcal{M} \cdot [1 + \mathbf{C} \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-1} \cdot \mathcal{M}]^{-1} \cdot \mathbf{C} \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-1} \cdot \Delta \underline{S}$$

iii.5 - Calcular o estado pós-contingência;

$$\underline{E} = \underline{E}_o + \Delta \underline{E}$$

$$\underline{E} = \begin{bmatrix} \theta \\ \underline{V} \end{bmatrix}$$

iii.6 - Com o estado pós-contingência, calcular o vetor sensibilidade das perdas ativas;

$$dPloss = \begin{bmatrix} \partial Ploss / \partial \theta \\ \partial Ploss / \partial V \end{bmatrix}$$

iii.7 - Utilizando IMML sobre a inversa da matriz J^T , calcular os índices λ_P e λ_Q ;

$$\begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = -J^{-T} \begin{bmatrix} \partial Ploss / \partial \theta \\ \partial Ploss / \partial V \end{bmatrix}$$

$$\underline{\lambda} = -J^{-T} \cdot dPloss$$

$$\underline{\lambda} = -J_o^{-T} \cdot dPloss + J_o^{-T} \cdot \mathcal{M} \cdot [1 + C \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-T} \cdot \mathcal{M}]^{-1} \cdot C \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-T} \cdot dPloss$$

iii.8 - Calcular o índice único λ_i , apenas para as barras de carga ou barras de geração transformadas, usando a equação abaixo;

$$\lambda_i = fp_i \cdot \lambda_{Pi} + \sqrt{1 - fp^2} \cdot \lambda_Q$$

onde, fp_i é o fator de potência da barra i .

iii.9 - Tomar o maior valor de λ_i armazenando seu valor, a barra correspondente e o ramo que foi aberto para a contingência que está sendo analisada;

iii.8 - Voltar para iii.1;

iv - Ordenar as contingências segundo o maior valor de λ_i de cada contingência. Imprimir resultados;

v - Fim.

As tabelas 4.7 e 4.8 mostram os resultados obtidos para os sistemas de 30 e 904 barras respectivamente.

Tabela 4.7: Resultados para o método IMML (sistema de 30 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	36	0,33108	30
2	2	0,26824	30
3	4	0,26274	30
4	38	0,25224	30
5	5	0,23441	30
6	7	0,23377	30
7	37	0,22792	29
8	6	0,21799	30
9	41	0,21365	30
10	39	0,21289	30
11	15	0,21163	14
12	10	0,20223	30
13	3	0,20209	30
14	18	0,19390	30
15	25	0,19228	20
16	30	0,19205	30
17	31	0,19155	30
18	27	0,19104	30
19	40	0,19034	30
20	32	0,19029	30
21	17	0,18964	30
22	19	0,18963	30
23	28	0,18962	30
24	21	0,18935	30
25	24	0,18919	30
26	35	0,18917	26
27	20	0,18910	30
28	23	0,18898	30
29	22	0,18891	30
30	29	0,18881	30

Tabela 4.8: Resultados para o método IMML (sistema de 904 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	1204	0,31655	443
2	516	0,26725	474
3	691	0,24054	773
4	507	0,22568	742
5	489	0,22145	575
6	566	0,22078	450
7	552	0,21688	450
8	237	0,19211	587
9	292	0,18910	655
10	815	0,18851	450
11	814	0,18850	450
12	801	0,18809	450
13	802	0,18809	450
14	308	0,18773	450
15	490	0,18712	575
16	848	0,18246	450
17	772	0,18157	450
18	580	0,18040	575
19	668	0,17932	450
20	585	0,17913	556
21	1206	0,17911	450
22	540	0,17908	450
23	529	0,17875	459
24	207	0,17846	450
25	467	0,17704	450
26	560	0,17669	450
27	198	0,17628	561
28	153	0,17582	118
29	461	0,17512	655
30	571	0,17481	450

Calculando-se as taxas de captura como feito anteriormente obtêve-se 93,3% para o sistema de 30 barras e 82,5% para o sistema de 904 barras.

Pode-se notar, que em termos de ordenação das contingências, os resultados obtidos por este método são quase idênticos ao obtidos pelo método Newton 1, porém com um gasto bem menor de tempo computacional.

O método IMML apresenta o mesmo problema enfrentado pelo método Newton 1, onde não se leva em consideração a ocorrência de barras de geração com violações de limites. A solução foi utilizar a mesma idéia do método Newton 1+1 no IMML, o que gerou o método apresentado na seção seguinte.

4.2.5 O método IMML + 1

Este método, como foi dito anteriormente, é uma adaptação do método Newton 1+1 para a aplicação do IMML. O método consiste em se verificar se no estado pós-contingência obtido pelo IMML normal ocorreram violações dos limites de geração em barras do tipo PV. Caso positivo, é feita mais uma iteração com um lema de modificação de matrizes inversas feito para se executar a transformação das barras violadas em barras do tipo PQ.

As equações do fluxo de carga em geral consistem de 2 equações por barra, uma para o balanço de potência ativa e outra para o balanço de potência reativa. Como o estado da barra de referência (módulo de tensão e ângulo) é conhecido, deve-se eliminar do conjunto de equações aquelas referentes aos balanços de potências ativa e reativa desta barra. No caso de barras PV, os módulos das tensões também são conhecidos, e as respectivas equações de balanço de potência reativa também são eliminadas.

Na prática, ao invés de se eliminar as equações, utiliza-se uma técnica que mantém a dimensão do problema constante. Supondo que seja utilizado o método de Newton, soma-se um número grande (por exemplo 10^{20}) aos elementos das diagonais da matriz Jacobiana referentes às equações que se quer eliminar. A inversão da matriz Jacobiana resulta em se zerar as colunas e linhas correspondentes às diagonais com elementos grandes. O resultado imediato é a manutenção das tensões conhecidas em seus valores originais durante o processo iterativo.

Do ponto de vista computacional a escolha de números muito grandes pode resultar em problemas numéricos que inviabilizam a utilização do IMML para a atualização da matriz Jacobiana no caso da transformação de barras PV em PQ. Isto ocorre devido à precisão limitada dos computadores. No caso da transformação PV→PQ, a equação

referente ao balanço de potência reativa deve ser incluída no sistema de equações, e os respectivos elementos da matriz Jacobiana devem ser restabelecidos.

Para a utilização do IMML, esses números a serem somados às diagonais devem ser menores para que os elementos originais da matriz sejam restabelecidos, mas devem ser grandes o suficiente para não degenerarem os resultados. O valor 10^5 foi utilizado neste trabalho com resultados satisfatórios.

As tabelas 4.9 e 4.10 trazem os resultados para os sistemas de 30 e 904 barras respectivamente. As taxas de captura calculadas para este método foram 93,3% para o sistema de 30 barras e 87,5% para o sistema de 904 barras.

Tabela 4.9: Resultados para o método IMML + 1 (sistema de 30 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	36	0,33128	30
2	5	0,32237	5
3	2	0,26749	30
4	4	0,26331	30
5	38	0,25223	30
6	7	0,23612	30
7	37	0,22789	30
8	6	0,21798	30
9	41	0,21446	30
10	39	0,21286	30
11	15	0,21043	14
12	10	0,20223	30
13	3	0,20298	30
14	18	0,19390	30
15	30	0,19205	30
16	25	0,19172	19
17	31	0,19155	30
18	27	0,19104	30
19	40	0,19045	30
20	32	0,19029	30
21	17	0,18964	30
22	19	0,18963	30
23	28	0,18962	30
24	21	0,18935	30
25	24	0,18919	30
26	35	0,18915	26
27	20	0,18910	30
28	23	0,18898	30
29	22	0,18891	30
30	29	0,18881	30

Tabela 4.10: Resultados para o método IMML + 1 (sistema de 904 barras).

ordem	Ramo	Max λ_i	Barra crítica
1	1204	0,38425	443
2	516	0,26590	474
3	410	0,24762	785
4	691	0,24695	773
5	507	0,22969	742
6	489	0,22145	575
7	566	0,22109	450
8	552	0,21998	450
9	237	0,18992	587
10	292	0,18986	655
11	815	0,18852	450
12	814	0,18852	450
13	802	0,18810	450
14	801	0,18810	450
15	308	0,18774	450
16	490	0,18712	575
17	668	0,17932	450
18	585	0,17924	556
19	1206	0,17912	450
20	540	0,17910	450
21	529	0,17875	459
22	560	0,17715	450
23	207	0,17673	450
24	153	0,17581	118
25	307	0,17558	742
26	467	0,17552	450
27	580	0,17541	760
28	461	0,17512	655
29	571	0,17486	450
30	848	0,17418	450

4.3 Análise comparativa dos métodos implementados

As tabelas 4.11 e 4.12 mostram os tempos computacionais de execução dos métodos implementados para os sistemas de 30 e 904 barras respectivamente. Mostra-se também as taxas de captura já citadas anteriormente.

Tabela 4.11: Avaliação da eficiência dos métodos implementados na análise de contingências do sistema de 30 barras.

Método	Tempo gasto (seg)	Acréscimo λ_i (seg)	Taxa de Captura(%)
Newton comp.	1,846	0,800	—
Newton 1 iter	1,502	0,808	93,3
Newton 1 + 1	1,654	0,814	100,0
IMML	0,442	0,162	93,3
IMML + 1	0,638	0,142	93,3

Tabela 4.12: Avaliação da eficiência dos métodos implementados na análise de contingências do sistema de 904 barras.

Método	Tempo gasto (seg)	Acréscimo λ_i (seg)	Taxa de Captura(%)
Newton comp.	3860,32	584,82	—
Newton 1 iter	3606,74	581,84	80,0
Newton 1 + 1	3689,20	608,49	90,0
IMML	223,82	66,49	82,5
IMML + 1	357,87	60,06	87,5

A coluna "Acréscimo λ_i " presente nas tabelas acima refere-se ao acréscimo de tempo que a análise visando o colapso de tensão introduz no tempo gasto pelos programas de análise de contingências.

Com uma simples análise dos resultados mostrados nas tabelas 4.11 e 4.12 pode-se concluir que os métodos de seleção de contingência que se utilizam do fluxo de carga Newton são mais precisos, porém são impróprios para o uso em aplicações em tempo real, visto que gastam muito para sua execução.

Os métodos que se utilizam do Lema de Modificação de Matrizes Inversas (IMML) têm gastos de tempo que permitem que sejam utilizados para aplicações em tempo real. Nesta fase de seleção de contingências não se está interessado na ordem em que as contingências mais graves são dispostas no ranking, e sim na elaboração de um conjunto de contingências mais graves cuja precisão é avaliada pela taxa de captura.

Deste modo, o método IMML + 1 é o que melhor se enquadra nos objetivos deste trabalho, pois tem um gasto de tempo que possibilita sua aplicação em tempo real e apresenta uma taxa de captura bastante razoável.

4.4 Outros métodos que foram implementados

Em [36] é proposto um método de análise de contingências chamado de $1P - 1Q$ Alternativo. Neste método são combinados os efeitos das violações dos limites de tensão e dos limites de geração de reativos para a elaboração da classificação das piores contingências. O método consiste basicamente em se transformar todas as barras de geração, com exceção da barra slack, em barras de carga com as injeções de potências especificadas como sendo as calculadas para o caso base.

Partido-se deste princípio criou-se os métodos Newton 1 + Z e o IMML + Z, tais métodos faziam a análise de contingências visando o colapso de tensão com todas as barras PV já transformadas em barras de carga. A intenção era de se criar um novo estado do sistema, em termos de potência reativa, em que não houvesse a necessidade de se rodar mais uma iteração, como é o caso dos métodos Newton Completo, Newton 1 + 1 e IMML + 1. Porém os resultados obtidos não foram satisfatórios, devido ao fato de que uma análise visando o colapso de tensão necessita do estado real da rede, e não um estado fictício como o que é criado com a aplicação da transformação das barras de geração.

Capítulo 5

Conclusões

Nesta tese mostrou-se que um índice baseado na sensibilidade das perdas de potência ativa oferece, a um pequeno custo computacional (equivalente a uma iteração do fluxo de carga), um meio rápido e eficiente de se detectar o risco do colapso de tensões.

Através dos resultados de simulações, pôde-se concluir que:

- com auxílio do índice é possível detectar as barras/áreas mais fracas da rede, ou seja, aquelas que estão mais sujeitas a serem o centro de possíveis problemas relacionados com a instabilidade de tensão. A comparação dos resultados obtidos com os resultados de outros índices já propostos apresentou resultados bastante satisfatórios;
- é possível detectar as regiões deficientes em termos de reativos e que necessitariam de fontes de reativos adicionais de forma a aumentar a capacidade de absorção de carga da rede;
- o índice se adapta às variações que ocorrem na operação da rede, como variações de carga, topologia, etc;
- não há necessariamente uma relação entre a proximidade do colapso de tensão e a magnitude das tensões nas barras da rede;
- o índice pode ser utilizado na análise de contingências como um indicador das contingências que são mais severas do ponto de vista da ocorrência do colapso de tensão.
- dentre os métodos de seleção de contingências que foram implementados, o que melhor se enquadra para aplicações em tempo real é o método IMML + 1, pois

tem um gasto de tempo computacional bem menor que os métodos que utilizam o método de Newton e apresenta taxas de captura bastante satisfatórias.

Em termos de pesquisas futuras pretende-se:

- buscar métodos que, a partir das informações obtidas com o auxílio deste índice, possam levar o sistema para pontos de operação mais distantes do colapso de tensão.
- melhorar a eficiência dos métodos de seleção de contingências.

Referências Bibliográficas

- [1] Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical tools, and Industrial Experience. *IEEE 90TH0358-2-PWR*, 1990.
- [2] GIL, J.B., *Inestabilidad de tensiones: critérios de seguridad*, 1993, 297p. Tese (Doutorado) – Universidad Pontifica Comillas, Espanha.
- [3] KURITA, A.; SAKURAI, T, The power system failure on July 23, 1987 in Tokyo, *IEEE Proceedings of the 27th Conference on Decision and Control*, 1988.
- [4] ALVARADO, F.L.; JUNG, T.H., Direct detection of voltage collapse conditions, *Bulk Power System Voltage Phenomena – Voltage Stability and Security*, EPRI EL-6183, 1989.
- [5] DOBSON, I.; CHIANG, H. D., Towards a Theory of Voltage Collapse in Electric Power Systems, *Systems and control Letters*, Vol.13, 1989.
- [6] DOBSON, I. e outros, A Model of Voltage Collapse in Electric Power Systems, *Proceedings of Conference on Decision and Control*, Austin, 1988.
- [7] BYUNG, H.L.; KWANG, Y.L., A Study on Voltage Collapse Mechanism in Electric Power Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, no.3, 1991.
- [8] YORINO, N. e outros, An investigation of Voltage Instability Problems, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol.7, no.2, 1992.
- [9] KWANTY, H.G. e outros, Static Bifurcations in Electric Power Networks: Loss of Steady-State Stability and Voltage Collapse, *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, vol. CAS-33, no.10, 1986.
- [10] DOBSON, I., Observation on the Geometry of Saddle-Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electrical Power Systems, *IEEE Transactions on Circuits and Systems: Fundamental Theory and Applications*, vol.39, no.3, 1992

- [11] NAVARRO-PEREZ, R.; PRADA, R.B., Voltage Collapse or Steady State Stability Limit, *International Workshop on Bulk Power System Voltage Phenomena 91: Stability and Security*, 1991
- [12] CAÑIZARES, C.A., On Bifurcations, Voltage Collapse and Load Modeling, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.1 1995.
- [13] CARPENTIER, J; GIRARD, R.; SCANO, E., Voltage collapse proximity indicators computed from an optimal power flow, *Proceedings of the 8th Power Systems Computation Conference*, 1984.
- [14] KESSEL, P.; GLAVITSCH, H., Estimating the voltage stability of a power system, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.1, no.3, 1986.
- [15] TIRANUCHIT, A.; THOMAS, R.J., A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.3, no.1, 1988.
- [16] HILL, D.J.; e outros, Fast calculation of a voltage stability index, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, no.1, 1992.
- [17] HILL, D.J.; e outros, Voltage stability indices for stressed power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, no.1, 1993.
- [18] JUNG, T.H.; e outros, An approach for estimating voltage collapse proximity using a new index based on the system loss information, *CIGRÉ Session*, 1992.
- [19] GIL, J.B.; GÓMES, T., Determination of Voltage Collapse Areas Through Generalized Singular Value Analysis, *III Bulk Power System Voltage Phenomena Seminar*, 1994
- [20] GAO, B.; MORISON, G.K.; KUNDUR, P., Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis, *IEEE Summer-meeting*, S. Diego, 1991.
- [21] NWANKPA, C.O.; HASSAN, R.M., A Stochastic Based Voltage Collapse Indicator, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, no.3, 1993.
- [22] HONG, Y.Y.; GAU, C.H., Voltage stability indicator for identification of the weakest bus/area in power systems, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol.141, no.4, 1994.
- [23] CHIANG, H.D.; JEAN-JUMEAU, R., Toward a Practical Performance Index for Predicting Voltage Collapse in Electric Power Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.2, 1995.

- [24] GUBINA, F.; STRMENIK, B., Voltage Collapse Proximity Index Determination Using Voltage Phasors Approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, no.2, 1995.
- [25] PRADA, R.B.; VIEIRA FILHO, X.; GOMES, P.; SANTOS, M.G., Voltage stability system critical area identification based on the existence of maximum power flow transmission, *Proceedings of the 11th Power Systems Computation Conference*, 1993.
- [26] PRADA, R.B.; SANTOS, J.O.R., Fast Evaluation of Local Bus Voltage Stability Considering Contingency Analysis, *SIPOWER 95*, México, 1995.
- [27] NEMA, O.M.S.; CASTRO, C.A., Índice de Proximidade ao Colapso de Tensão Baseado em Perdas de Potência Ativa - Potencial de Utilização na Operação em Tempo Real, *III SIMPASE*, 1996.
- [28] MONTICELLI, A.J., *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, E. Blücher, 1983.
- [29] WOOD, A.J.; WOLLENBERG, B.F., *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley, 1984.
- [30] Working group on a common format for exchange of solved load flow data, Common format for exchange of solved load flow data, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.92, no.6, 1973.
- [31] FRERIS, L.L.; SASSON, A.M., Investigation of the load flow problem, *Proceedings of the IEE*, vol.115, no.10, 1968.
- [32] TAMURA, Y.; e outros, Monitoring and control strategies of voltage stability based on voltage instability index, *Bulk Power System Voltage Phenomena – Voltage Stability and Security*, EPRI EL-6183, 1989.
- [33] STOTT, B; ALSAÇ O.; MONTICELLI, A.J., Security Analysis and Optimization, *Proceedings of the IEEE*, 1987.
- [34] QUINTANA, V.H.; VARGAS, L., Voltage Stability as Affected by Discrete Changes in the Topology of Power Networks, *IEE Proc. Gener. Trans. Distrib.*, vol.141, no.4, 1994.
- [35] ALSAÇ O.; STOTT, B.; TINNEY, W.F., Sparsity Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.21, 1987.

-
- [36] SANTOS, J.V.C., Análise de Segurança Estática de Sistemas de Potência: Um Estudo Sobre Critérios de Seleção de Contingências no Subproblema Reativo, *Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação - UNICAMP*, 1993.
 - [37] VASCONCELLOS, M.T.; SANTOS Jr., A.; Da COSTA, V.F., Minimização das Perdas de Transmissão Como Critério de Melhoria da Estabilidade de Tensão, *Anais do XI Congresso Brasileiro de Automática*, vol.1, 1996.
 - [38] ILIC, M.; STOBART, W., Development of a Smart Algorithm for Voltage Monitoring and Control, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, No.1, 1986.
 - [39] Working group on a common format for exchange of solved load flow data, Common format for exchange of solved load flow data, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.92, no.6, 1973.

Apêndice A

O Lema de Modificação de Matrizes Inversas (IMML) [35]

Considere o seguinte sistema linear:

$$A^{\circ} \cdot \underline{x}^{\circ} = \underline{b} \quad (\text{A.1})$$

em que A° é uma matriz $(n \times n)$, $\underline{x}^{\circ}$ é um vetor $(n \times 1)$ e $\underline{b}$ é um vetor $(n \times 1)$.

Seja ΔA uma variação introduzida na matriz de coeficientes A , o novo sistema passa a ser:

$$(A^{\circ} + \Delta A) \cdot (\underline{x}^{\circ} + \Delta \underline{x}) = \underline{b} \quad (\text{A.2})$$

Considere-se ainda que a matriz A possa ser colocada na forma:

$$\Delta A = C \cdot D \cdot F \quad (\text{A.3})$$

sendo C uma matriz $(n \times l)$, D uma matriz $(l \times l)$ e F uma matriz $(l \times n)$.

Pode-se colocar o vetor $\Delta \underline{x}$ na forma

$$\Delta \underline{x} = -(A^\circ)^{-1} \cdot C \cdot D \cdot F \cdot (\underline{x}^\circ + \Delta \underline{x}) \quad (\text{A.4})$$

Premultiplicando-se esta expressão por F e isolando-se o vetor $F \cdot \Delta \underline{x}$ $(l \times 1)$, vem:

$$F \cdot \Delta \underline{x} = -[I + F \cdot (A^\circ)^{-1} \cdot C \cdot D]^{-1} \cdot F \cdot (A^\circ)^{-1} \cdot C \cdot D \cdot F \cdot \underline{x}^\circ \quad (\text{A.5})$$

Substituindo-se (A.5) em (A.4), pode-se determinar o vetor de correção $\Delta \underline{x}$

$$\Delta \underline{x} = -(A^\circ)^{-1} \cdot C \cdot D \cdot [I + F \cdot (A^\circ)^{-1} \cdot C \cdot D]^{-1} \cdot F \cdot \underline{x}^\circ \quad (\text{A.6})$$

Considerando-se que

$$\underline{x} = \underline{x}^\circ + \Delta \underline{x} \quad (\text{A.7})$$

isto é

$$A^{-1} \cdot \underline{b} = (A^\circ)^{-1} \cdot \underline{b} + \Delta \underline{x} \quad (\text{A.8})$$

e substituindo-se $\Delta \underline{x}$ em (A.8), obtém-se:

$$A^{-1} \cdot \underline{b} = (A^0)^{-1} \cdot \underline{b} - (A^0)^{-1} \cdot C \cdot D \cdot [I + F \cdot (A^0)^{-1} \cdot C \cdot D]^{-1} \cdot F \cdot (A^0)^{-1} \cdot \underline{b} \quad (\text{A.9})$$

Como este resultado independe do vetor $\underline{b}$, conclui-se que

$$A^{-1} = (A^0)^{-1} - (A^0)^{-1} \cdot C \cdot [D^{-1} + F \cdot (A^0)^{-1} \cdot C]^{-1} \cdot F \cdot (A^0)^{-1} \quad (\text{A.10})$$

Logo, um método possível de ser adotado para o estudo da adição/remoção de circuitos consistiria em partir das expressões (A.6) e (A.10) e particularizá-las para o caso de alterações simples ou múltiplas.

Pode-se fazer então que:

- $\Delta \underline{x} = \text{variação } \Delta \underline{E} \text{ no estado da rede;}$
- $(A^0)^{-1} = (J^0)^{-1}$ inversa da matriz Jacobiana;
- $C = \mathcal{M}$ matriz de alterações que define a alteração na topologia da rede;
- $F = C^t = \mathcal{M}^t$;
- $D = C = \Delta J$ alteração na matriz Jacobiana devido à mudança da topologia da rede.

Como visto no capítulo 4, as matrizes C e M são da seguinte forma:

$$C = \begin{array}{c|cccc} & k & j & m & n \\ \hline \Delta H_{kk} & \Delta N_{kk} & \Delta H_{km} & \Delta N_{km} \\ \Delta M_{kk} & \Delta L_{kk} & \Delta M_{km} & \Delta L_{km} \\ \Delta H_{mk} & \Delta N_{mk} & \Delta H_{mm} & \Delta N_{mm} \\ \Delta M_{mk} & \Delta L_{mk} & \Delta M_{mn} & \Delta L_{mn} \end{array} \quad \mathcal{M} = \begin{array}{c|cccc} & k & j & m & n \\ \hline 1 & & & & \\ & 1 & & & \\ & & & 1 & \\ & & & & 1 \end{array}$$

Logo, tem-se a seguinte expressão para o Lema de Modificação de Matrizes Inversas para o caso de alterações de redes:

$$\Delta \underline{E} = J_o^{-1} \cdot \Delta \underline{S} - J_o^{-1} \cdot \mathcal{M} \cdot [1 + \mathbf{C} \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-1} \cdot \mathcal{M}]^{-1} \cdot \mathbf{C} \cdot \mathcal{M}^T \cdot J_o^{-1} \cdot \Delta \underline{S} \quad (\text{A.11})$$

onde, $\Delta \underline{S}$ é o vetor de mismatches de potência.

Com isso o novo estado da rede é calculado fazendo-se,

$$\underline{E} = \underline{E}^o + \Delta \underline{E} \quad (\text{A.12})$$

Apêndice B

Arquivo de dados do sistema de 30 barras e 41 ramos

Este apêndice contém a descrição detalhada do sistema de 30 barras mostrado na figura 3.14. Este sistema é apresentado na referência [31] e o formato utilizado é apresentado em [39].

AMERICAN ELECTRIC POWER 30 BUS SYSTEM

PARAMETER DATA (ipv - iout - modetr - itr)

BUS DATA

1 GLEN LYN 132	3	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.0600 0.00	0.00	0.0000	0.0000				
2 CLAYTOR 132	2	0.0000	0.00	21.70	12.70	40.00	0.00
1.0450 50.00	-40.00	0.0000	0.0000				
3 KUMIS 132	0	0.0000	0.00	2.40	1.20	0.00	0.00
0.0000 0.00	0.00	0.0000	0.0000				
4 HANCOCK 132	0	0.0000	0.00	7.60	1.60	0.00	0.00
0.0000 0.00	0.00	0.0000	0.0000				
5 FIELDALE 132	2	0.0000	0.00	94.20	19.00	0.00	0.00
1.0100 40.00	-40.00	0.0000	0.0000				
6 ROANOKE 132	0	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.0000 0.00	0.00	0.0000	0.0000				
7 BLAINE 132	0	0.0000	0.00	22.80	10.90	0.00	0.00
0.0000 0.00	0.00	0.0000	0.0000				
8 REUSENS 132	2	0.0000	0.00	30.00	30.00	0.00	0.00

	1.0100	40.00	-10.00	0.0000	0.0000			
9 ROANOKE 3WT			0 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
10 ROANOKE 33			0 0.0000	0.00	5.80	2.00	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.1900			
11 ROANOKE SCAP			2 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1.0820	24.00	-6.00	0.0000	0.0000			
12 HANCOCK 33			0 0.0000	0.00	11.20	7.50	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
13 HANCOCK SCAP			2 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1.0710	24.00	-6.00	0.0000	0.0000			
14 LOAD14 33			0 0.0000	0.00	6.20	1.60	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
15 LOAD15 33			0 0.0000	0.00	8.20	2.50	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
16 LOAD16 33			0 0.0000	0.00	3.50	1.80	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
17 LOAD17 33			0 0.0000	0.00	9.00	5.80	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
18 LOAD18 33			0 0.0000	0.00	3.20	0.90	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
19 LOAD19 33			0 0.0000	0.00	9.50	3.40	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
20 LOAD20 33			0 0.0000	0.00	2.20	0.70	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
21 LOAD21 33			0 0.0000	0.00	17.50	11.20	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
22 JUNCTN22 33			0 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
23 LOAD23 33			0 0.0000	0.00	3.20	1.60	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
24 LOAD24CAP 33			0 0.0000	0.00	8.70	6.70	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0430			
25 JUNCTN25 33			0 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
26 LOAD26 33			0 0.0000	0.00	3.50	2.30	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
27 CLOVERDALE33			0 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			
28 CLOVERDALI32			0 0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000			

29	LOAD29	33	0	0.0000	0.00	2.40	0.90	0.00	0.00
			0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000		
30	LOAD30	33	0	0.0000	0.00	10.60	1.90	0.00	0.00
			0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000		

-999

BRANCH DATA

1	2	1	0	0.019200	0.057500	0.05280	200.		0
1	3	1	0	0.045200	0.185200	0.04080	90.		0
2	4	1	0	0.057000	0.173700	0.03680	50.		0
3	4	1	0	0.013200	0.037900	0.00840	90.		0
2	5	1	0	0.047200	0.198300	0.04180	100.		0
2	6	1	0	0.058100	0.176300	0.03740	80.		0
4	6	1	0	0.011900	0.041400	0.00900	80.		0
5	7	1	0	0.046000	0.116000	0.02040	30.		0
6	7	1	0	0.026700	0.082000	0.01700	40.		0
6	8	1	0	0.012000	0.042000	0.00900	40.		0
6	9	1	1	0.000000	0.208000	0.00000	40.		0
0.9780		0.00	0.0000	0.000000	0.00000	0.0000	0.0000		
6	10	1	1	0.000000	0.556000	0.00000	30.		0
0.9690		0.00	0.0000	0.000000	0.00000	0.0000	0.0000		
9	11	1	0	0.000000	0.208000	0.00000	50.		0
9	10	1	0	0.000000	0.110000	0.00000	40.		0
4	12	1	1	0.000000	0.256000	0.00000	50.		0
0.9320		0.00	0.0000	0.000000	0.00000	0.0000	0.0000		
12	13	1	0	0.000000	0.140000	0.00000	50.		0
12	14	1	0	0.123100	0.255900	0.00000	20.		0
12	15	1	0	0.066200	0.130400	0.00000	20.		0
12	16	1	0	0.094500	0.198700	0.00000	20.		0
14	15	1	0	0.221000	0.199700	0.00000	10.		0
16	17	1	0	0.082400	0.192300	0.00000	10.		0
15	18	1	0	0.107000	0.218500	0.00000	10.		0
18	19	1	0	0.063900	0.129200	0.00000	10.		0
19	20	1	0	0.034000	0.068000	0.00000	10.		0
10	20	1	0	0.093600	0.209000	0.00000	10.		0
10	17	1	0	0.032400	0.084500	0.00000	10.		0
10	21	1	0	0.034800	0.074900	0.00000	20.		0
10	22	1	0	0.072700	0.149900	0.00000	20.		0
21	22	1	0	0.011600	0.023600	0.00000	20.		0
15	23	1	0	0.100000	0.202000	0.00000	20.		0
22	24	1	0	0.115000	0.179000	0.00000	20.		0
23	24	1	0	0.132000	0.270000	0.00000	20.		0

24	25	1 0	0.188500	0.329200	0.00000	20.	0
25	26	1 0	0.254400	0.380000	0.00000	20.	0
25	27	1 0	0.109300	0.208700	0.00000	20.	0
28	27	1 1	0.000000	0.396000	0.00000	20.	0
0.9680	0.00	0.0000	0.00000	0.00000	0.0000	0.0000	
27	29	1 0	0.219800	0.415300	0.00000	20.	0
27	30	1 0	0.320200	0.602700	0.00000	20.	0
29	30	1 0	0.239900	0.453300	0.00000	20.	0
8	28	1 0	0.063600	0.200000	0.04280	20.	0
6	28	1 0	0.016900	0.059900	0.01300	20.	0
-999							