TESE
1007

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Aplicação do Método do Vetor Tangente na Análise de Estabilidade de Tensão do Sistema CHESF

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca
MAUÁ
BIM

Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

LUIZ FREDERICO BORGES VASCONCELOS

Itajubá, Março de 1999

Aplicação do Método do Vetor Tangente na Análise de Estabilidade de Tensão do Sistema CHESF

Dissertação apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Antônio Carlos Zambroni de Souza

Co-orientador:
Álvaro José Pessoa Ramos

Luiz Frederico Borges Vasconcelos

Itajubá, Março de 1999

Aplicação do Método do Vetor Tangente na Análise de Estabilidade de Tensão do sistema CHESF

Luiz Frederico Borges Vasconcelos

Esta dissertação foi julgada para obtenção do título de

Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica,

Área de Concentração de Sistemas Elétricos de Potência,

e aprovada pela Banca Examinadora abaixo assinada:

Prof. Glauco Nery Taranto
1° Examinador – UFRJ

Prof. Armando Martins Leite da Silva
2° Examinador – EFEI

Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza
3° Examinador - EFEI (Orientador)

Aos meus filhos, Pedro e Fernanda,

meus tesouros mais valiosos,

razão maior da minha existência.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que com Sua luz me dá forças para alcançar meus objetivos.

Ao meu pai, Luiz de Lima Vasconcelos, pelo carinho, bondade e integridade, atitudes que me serviram de exemplo de vida.

À minha mãe, Maria Teresa Borges Vasconcelos, pela sua coragem, dedicação e amor, ela que me fez compreender a importância da educação na minha vida.

À minha mulher, amiga e companheira, Denise, pelo seu amor, carinho e compreensão, ela que é a fonte maior da minha felicidade.

Às minhas irmãs, Catarina, Josefina e Christiana, de quem eu me orgulho muito, pelo amor e amizade ao longo de todos estes anos.

Ao Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza, pela orientação, apoio, incentivo e amizade, que foram determinantes para o sucesso deste trabalho, ele que é um exemplo de profissional e ser humano do mais alto nível.

Ao meu co-orientador e amigo, Prof. Álvaro José Pessoa Ramos, pelas idéias sempre brilhantes e incentivo, que me levaram a descobrir o melhor caminho a seguir.

Aos meus gerentes, em particular a Sandra Maria Maciel Pontes, pelo apoio e confiança que depositaram em mim.

Aos meus colegas de trabalho, que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho, em particular aos meus amigos Ricardo Correia da Silva e Gustavo Adolfo Galvão de Arruda sempre solícitos para resolver meus problemas computacionais.

Aos funcionários da PPG, pela atenção constante, em especial a Cristina Silva, sempre muito atenciosa comigo.

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Resumo

"Abstract"

1 ESTABILIDADE DE TENSÃO: CONCEITOS BÁSICOS 1

1.1 Introdução 1

1.2 Caracterização do Fenômeno 3

1.2.1 Fatores de Influência 4

1.2.2 Classificação de Estabilidade de Tensão 10

1.2.3 Mecanismo do Colapso de Tensão 11

1.3 Métodos de Análise 13

1.4 Modelagem de Sistema 15

1.5 Organização do Trabalho 16

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS 18

2.1 Introdução 18

2.2 Relação entre Estabilidade de Tensão e Estabilidade Angular 18

2.3 Análise Conceitual da Estabilidade de Tensão 20

2.3.1 Curvas P-V 20

2.3.2 Curvas V-Q 23

2.3.3 O Gráfico V-θ 25

2.4 Análise Dinâmica X Análise Estática 28

3 MÉTODOS PARA IDENTIFICAÇÃO DO PONTO DE COLAPSO DE TENSÃO E DA BARRA CRÍTICA **33**

3.1 Introdução 33

3.2 Método da Decomposição da Matriz Jacobiana por Autovalores..... 33

3.2.1 Decomposição de uma Matriz por Autovalores..... 36

3.2.2 Interpretação dos Autovetores..... 37

3.3 Método da Decomposição da Matriz Jacobiana por Valores Singulares..... 40

3.4 Método do Determinante da Matriz Jacobiana Reduzida..... 44

3.5 Comparação entre os Métodos 48

3.6 Outros Métodos 52

4 DETERMINAÇÃO DA BARRA CRÍTICA E DO PONTO DE COLAPSO PELO MÉTODO DO VETOR TANGENTE **54**

4.1 Introdução 54

4.2 Método do Vetor Tangente..... 54

4.3 Metodologia para Determinação do Ponto de Colapso de Tensão..... 58

4.4 Metodologia para Análise de Contingências..... 60

5 APLICAÇÃO DO MÉTODO DO VETOR TANGENTE NA ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA CHESF 63

5.1 Introdução..... 63
5.2 Características do Sistema Elétrico em Análise..... 64
5.3 Resultados Obtidos..... 66
5.3.1 Análise do Caso Base..... 66
5.3.2 Análise de Contingências..... 68
5.3.3 Acréscimo de Carga apenas na Área Leste..... 74
5.3.4 Efeito da Modelagem da Carga..... 76
5.3.5 Efeito do Corte de Carga..... 77
5.3.6 Efeito da Compensação de Potência Reativa..... 78

6 CONCLUSÕES 80

6.1 Problema Investigado 81
6.2 Contribuições 82
6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros 85

Apêndice I - Determinação da Tensão e da Potência Ativa em uma Barra de Carga **83**
.....

Apêndice II - Equacionamento das Potências Ativa e Reativa em Função do Módulo e Ângulo da Tensão **87**

Apêndice III - Regra de Schur **90**

Apêndice IV – Diagramas Unifilares do Sistema Interligado N/NO..... **91**

Bibliografia **94**

Lista de Figuras

Figura 2.1	Exemplo de um caso extremo de estabilidade angular.....	19
Figura 2.2	Exemplo de um caso extremo de estabilidade de tensão	19
Figura 2.3	Diagrama esquemático do sistema radial.....	21
Figura 2.4	Curvas P-V	22
Figura 2.5	Curvas V-Q.....	25
Figura 2.6	Gráfico V x θ	26
Figura 2.7	Velocidade angular do gerador após distúrbio.....	31
Figura 2.8	Diferença angular entre as barras após distúrbio.....	31
Figura 2.9	Nível de tensão na barra de carga após distúrbio.....	32
Figura 3.1	Comportamento do menor autovalor e valor singular.....	49
Figura 3.2	Comportamento do determinante do Jacobiano reduzido avaliado para a barra crítica(526).....	50
Figura 3.3	Comportamento do determinante do Jacobiano reduzido avaliado para uma barra não crítica (192)	51
Figura 4.1	Comportamento do vetor tangente.....	58
Figura 4.2	Resultado Sistema IEEE - 14 Barras(Tensão Barra 14)	61
Figura 4.3	Sistema de 14 Barras IEEE.....	62

Figura 5.1 Análise do caso base..... 67
Figura 5.2 Contingência 1..... 69
Figura 5.3 Contingência 2..... 70
Figura 5.4 Contingência 3..... 71
Figura 5.5 Contingência 4..... 73
Figura 5.6 Acréscimo de carga na área leste..... 75
Figura 5.7 Efeito da modelagem da carga..... 76
Figura I.1 Circuito equivalente..... 83

Lista de Tabelas

Tabela 5.1	Análise do caso base.....	68
Tabela 5.2	Contingência 1.....	70
Tabela 5.3	Contingência 2.....	71
Tabela 5.4	Contingência 3.....	72
Tabela 5.5	Contingência 4.....	73
Tabela 5.6	Acréscimo de carga na área leste.....	75
Tabela 5.7	Efeito da modelagem da carga.....	77
Tabela 5.8	Efeito do corte de carga na barra crítica.....	78
Tabela 5.9	Efeito do corte de carga em outra barra.....	78
Tabela 5.10	Efeito da compensação de potência reativa na barra crítica.....	79
Tabela 5.11	Efeito da compensação de potência reativa em outra barra.....	79

Resumo

Este trabalho aborda o fenômeno da estabilidade de tensão e o estudo de suas causas. Nos últimos anos o interesse sobre este tema vem crescendo, devido à ocorrência de alguns incidentes envolvendo colapso de tensão em importantes sistemas elétricos.

Alguns métodos de análise propostos na literatura são mostrados e suas vantagens e desvantagens são discutidas.

O método do vetor tangente é apresentado, tendo se mostrado mais eficiente para a identificação prévia da área crítica do sistema e para a determinação do ponto de colapso de tensão.

Finalmente o método do vetor tangente é utilizado para análise da estabilidade de tensão do sistema elétrico da CHESF, com o objetivo de avaliar sua eficiência comparando-o com outro método.

Abstract

This work discusses the voltage stability phenomenon and studies its principal causes. In recent years, the interest about this subject has been increasing due to several incidents involving voltage collapse, in important power systems.

Some analysis techniques proposed in the literature are presented and their advantages and disadvantages are discussed.

The tangent vector technique is presented and has been shown to be more efficient to previously identify the system critical area and for the voltage collapse point determination.

Finally, the tangent vector technique is applied to the voltage stability analysis of CHESF's power system, in order to evaluate its efficiency when compared with another technique.

Capítulo 1

ESTABILIDADE DE TENSÃO: CONCEITOS BÁSICOS

1.1 Introdução

Nos últimos anos, a questão da estabilidade de tensão em sistemas de potência tem se tornado um tema de grande interesse para pesquisadores e engenheiros do planejamento da operação de grandes empresas de energia elétrica. Na medida em que os sistemas de potência, devido às incertezas econômicas e às restrições ambientais, têm operado sob condições crescentemente adversas em termos de carregamento, a capacidade de mantê-los estáveis sob o ponto de vista de tensão tem causado grande preocupação. Nesta situação, onde um sistema de potência está sujeito a aumento de carga sem o correspondente aumento da capacidade de transmissão, se medidas eficazes para melhorar o controle de potência reativa e tensão não forem implementadas, o sistema será levado à instabilidade.

Algumas definições referentes ao assunto, e pinçadas das referências [1,2],são dadas a seguir:

- **Estabilidade de Tensão**

  Um sistema de potência em um determinado ponto de operação é estável sob o ponto de vista de tensão se, após ser submetido a um distúrbio, suas tensões são idênticas ou próximas aos valores de pré-distúrbio.

- **Colapso de tensão**

Um sistema de potência em um determinado ponto de operação e após ser submetido a um distúrbio atinge o colapso de tensão, se os níveis de tensão pós-distúrbio se mantenham abaixo de limites aceitáveis. Estes limites aceitáveis dependem do sistema e da carga. O colapso de tensão pode ser total ou parcial.

- **Segurança de tensão**

É a capacidade de um sistema de potência de não apenas operar de maneira estável, mas também de permanecer estável após uma contingência ou aumentos de carga. Também significa a existência de uma margem considerável entre um ponto de operação e o ponto de colapso, após ser submetido a um distúrbio.

Muitos incidentes envolvendo colapso de tensão em importantes sistemas elétricos aconteceram nas últimas décadas. Estes eventos colaboraram para despertar o interesse sobre o problema de estabilidade de tensão. A seguir, alguns exemplos estão relacionados:

- Nova Zelândia e Dinamarca, março de 1979.
- Sudeste do sistema Nordel [Suécia e Dinamarca], dezembro de 1983.
- Tcheco-Eslovaquia, julho de 1985.
- Inglaterra, maio de 1986.
- Brasil, abril de 1997.

Os incidentes acima são descritos em detalhes pelas referências[2,3], que mostram que eles foram ocasionados por diversas razões. Entre estas ocorrências tem-se aquelas consideradas lentas como as da Dinamarca e da Inglaterra, e as rápidas como

as da Suécia e da Tcheco-Eslovaquia. Portanto, deve-se caracterizar o tipo do evento e definir que método deve ser utilizado para analisar o problema.

Este capítulo discorrerá sobre conceitos básicos da estabilidade de tensão em sistemas de potência, a caracterização do fenômeno, seus mecanismos e fatores de influência. A seguir, será mostrado como todo este trabalho está organizado.

1.2 Caracterização do Fenômeno

Problemas de estabilidade de tensão normalmente ocorrem em sistemas extremamente sobrecarregados. Embora muitas são as causas que podem levar um sistema ao colapso de tensão, a questão fundamental é a inerente fragilidade deste sistema de potência[4].

O evento inicial que leva um sistema de potência ao colapso pode ser um aumento da carga, uma linha de transmissão muito carregada ou uma grande perturbação como uma perda de um gerador.

O aspecto principal do problema é a incapacidade do sistema de atender sua demanda de potência reativa[2]. Usualmente, mas nem sempre, o colapso de tensão envolve condições de operação de sobrecarga nas linhas de transmissão. Quando a transmissão de potência reativa entre áreas vizinhas torna-se difícil, qualquer necessidade de um suporte adicional de potência reativa pode levar ao colapso de tensão.

O colapso de tensão geralmente se manifesta como um lento decaimento de tensão. É o resultado de um processo envolvendo interações de muitos dispositivos, controles e sistemas de proteção.

O colapso de tensão depende muito das características e condições do sistema. A seguir, estão alguns fatores que contribuem para o problema:

- grandes distâncias entre a geração e a carga.
- operação de LTC durante condições de baixas tensões.
- características desfavoráveis da carga.

O problema do colapso de tensão pode ser agravado pelo uso intensivo de bancos de capacitores "shunt" para compensação de potência reativa. A compensação de potência reativa pode ser feita de maneira mais eficiente utilizando-se uma composição de bancos de capacitores "shunt", compensadores estáticos e compensadores síncronos.
O limite máximo de transferência de potência de um sistema não é necessariamente o limite da estabilidade de tensão.
O colapso ou instabilidade de tensão é um processo dinâmico. A palavra "estabilidade" está associada a um sistema dinâmico. Um sistema de potência é um sistema dinâmico. Em contraste com a estabilidade (síncrona) do ângulo do rotor, a dinâmica envolve principalmente as cargas e os meios para o controle de tensão. Por isso estabilidade de tensão tem sido chamada de "estabilidade de carga".

1.2.1 Fatores de Influência

Além dos aspectos mencionados no item anterior, referentes aos níveis de transferência de potência e à capacidade do sistema de transmissão, os principais fatores que contribuem para o colapso de tensão são os limites de fornecimento de potência reativa dos geradores, características das cargas, características dos dispositivos de compensação de potência reativa e a ação dos dispositivos de controle de tensão como os LTCs de transformadores.
A seguir serão examinadas as características destes equipamentos que influenciam a estabilidade de tensão.

- **Características do Sistema de Transmissão**

  Um aspecto fundamental de um sistema de transmissão é o seu balanço de potência reativa. Uma linha de transmissão tanto produz como consome potência reativa, e esta potência reativa líquida deve ser absorvida ou fornecida pelo sistema em cada terminal da linha. A capacitância "shunt" da linha produz potência reativa proporcional ao quadrado da tensão ($\mathbf{Q = V^2B}$). Como a tensão deve se manter em

torno de ± 5% da tensão nominal, a produção de potência reativa é relativamente constante.

A indutância série da linha de transmissão consome potência reativa proporcional ao quadrado da corrente ($Q = I^2X$). Como a corrente varia de acordo com o carregamento da linha, o consumo de potência reativa é variável. Portanto, a potência reativa líquida de uma linha de transmissão varia com seu ciclo de carga, sendo que o período de carga pesada é o mais crítico com respeito à estabilidade de tensão, tendo em vista que o consumo de potência reativa poderá ser elevado provocando quedas de tensão e perdas elétricas[1,5].

Existe uma condição de carga em que o consumo e a produção de potência reativa são iguais ($V^2B = I^2X$). Este carregamento é chamado de "surge impedance loading" ou **SIL**, e é dado por: $P_o = V^2/Z_o$, onde Z_o chama-se impedância característica. Pode-se concluir que o **SIL** é o carregamento ideal de uma linha de transmissão, pois as tensões e correntes ao longo da linha são uniformes e estão em fase, e assim pode-se manter a tensão próxima de seu valor máximo.

Outra questão importante é que uma linha de transmissão longa e muito carregada não consegue transmitir potência reativa, mesmo com gradientes de tensão elevados, o que é crítico sob o aspecto de estabilidade de tensão pois não se tem uma boa compensação de potência reativa no ponto de carga.

- **Características dos Geradores**

Uma das maneiras mais eficazes de se ter um bom controle de tensão num sistema de potência é através dos reguladores de tensão dos geradores. Sob condições normais as tensões terminais dos geradores são mantidas constantes. No entanto, em condições de operação em que as tensões do sistema estão baixas, o fornecimento de potência reativa pelos geradores pode exceder os limites de corrente de campo e de armadura. Neste caso, as tensões terminais não podem mais ser mantidas constantes, contribuindo então, para um quadro de colapso de tensão.

- **Características das Cargas**

A operação estável de um sistema de potência depende da capacidade de seus geradores de suprir sua carga elétrica. Consequentemente, as características das cargas têm uma importância muito grande na estabilidade de tensão do sistema.

A modelagem das cargas é complicada porque uma barra de carga típica é composta por diferentes tipos de dispositivos, tais como lâmpadas fluorescentes e incandescentes, refrigeradores, compressores, motores, fornos e etc. A composição exata da carga é difícil de estimar. Além disto, a composição da carga depende também de outros fatores como dia, hora, condições climáticas e condições econômicas da região. Portanto, ao se representar a carga em estudos de sistema tem-se que proceder várias simplificações. Os modelos de carga são classificados em dois tipos: modelo estático e modelo dinâmico.

O modelo estático de carga expressa a característica da carga de uma barra para um determinado instante de tempo, como uma função algébrica da magnitude da tensão nesta barra naquele instante. O componente de potência ativa P e o componente de potência reativa Q são considerados separadamente. Este modelo é usado para representar componentes essencialmente estáticos da carga, por exemplo, cargas de aquecimento e iluminação, e como uma aproximação para componentes dinâmicos da carga, como cargas acionadas por motores. Um modelo estático que tem sido largamente utilizado é o modelo polinomial, no qual as parcelas ativa e reativa da carga são expressas através das seguintes equações algébricas:

$$P = P_0\left[p_1\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + p_2\left(\frac{V}{V_0}\right) + p_3\right] \tag{1.1}$$

$$Q = Q_0\left[q_1\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + q_2\left(\frac{V}{V_0}\right) + q_3\right]$$

onde **V** é a magnitude da tensão na barra e o subscrito "**o**" identifica os valores das respectivas variáveis na condição inicial de operação.

Os parâmetros deste modelo são os coeficientes p_1, p_2, p_3 e q_1, q_2, q_3, que definem a proporção de cada componente. Este modelo é comumente chamado de modelo **ZIP**, pois ele é composto por componentes de impedância constante **(Z)**, corrente constante **(I)** e potência constante **(P)**.

Cargas industriais, que são predominantemente do tipo potência constante, são mais críticas do ponto de vista de estabilidade de tensão, pois suas potências não variam significativamente com a tensão. Por outro lado, cargas residenciais, que são predominantemente do tipo impedância constante, são mais favoráveis do ponto de vista de estabilidade de tensão, pois suas potências sofrem redução sob situações de queda de tensão. No entanto, em lugares onde a utilização de condicionadores de ar é intensa, o tipo da carga residencial pode ser alterado.

O modelo dinâmico de carga expressa a característica da carga de uma barra em um determinado instante de tempo, como função da magnitude da tensão nesta barra em um instante passado de tempo e, usualmente, incluíndo o instante presente. Cargas constituídas essencialmente por motores, onde a resposta a um distúrbio não ocorre instantaneamente, mas sim com determinada constante de tempo, podem requerer este modelo, cuja representação requer o uso de equações diferenciais.

- **Transformadores**

A impedância de um transformador tem a mesma influência em um colapso de tensão que a impedância de uma linha de transmissão. Porém, um fator de muita importância no desenvolvimento de um colapso de tensão é a comutação automática de tapes **(LTCs)**.

LTCs são usados para manter as tensões nas barras de carga constantes. Após algum evento que provoque uma queda de tensão, as cargas residenciais diminuem com a tensão, o que torna o sistema menos carregado e impede que a tensão continue a cair. No entanto, após alguns minutos os **LTCs** irão restaurar a tensão, e

consequentemente as cargas para os níveis de pré-distúrbio, o que anulará este efeito estabilizador, provocando uma nova queda de tensão no sistema. Portanto, a ação dos **LTCs** pode levar o sistema a uma progressiva queda na tensão o que é típico de um colapso de tensão[2].

- **Características dos Dispositivos de Compensação de Potência Reativa [1]**

Compensação de potência reativa é sempre a maneira mais eficiente de se melhorar a capacidade de transmissão de potência e a estabilidade de tensão de um sistema. Compensação de potência reativa pode ser dividida em compensação série e compensação "shunt". Pode também ser dividida em compensação ativa e passiva; a compensação ativa significa um sistema de controle com "feedback" regulando a tensão ou outra variável. Como exemplos de dispositivos de compensação de potência reativa tem-se: capacitores série, banco de capacitores "shunt", compensadores estáticos e compensadores síncronos.

a) Capacitores Série

Os capacitores série tem sido tradicionalmente associados a linhas de transmissão longas e a melhoria da estabilidade transitória. Atualmente são também utilizados em linhas mais curtas para melhorar a estabilidade de tensão.
A compensação série reduz a reatância indutiva e o ângulo da linha de transmissão. A geração de potência reativa **(I^2Xc)** compensa o consumo de potência reativa **(I^2X)** da linha de transmissão.
A geração de potência reativa cresce com o quadrado da corrente, gerando assim potência reativa quando mais se precisa. Esta instantânea e inerente auto-regulação é muito importante. Por causa desta auto-regulação, a compensação série pode ser comparada mais com a compensação "shunt" ativa (compensadores estáticos) do que com bancos de capacitores "shunt" passivos. No entanto, em carga leve, os capacitores série são pouco efetivos.

Uma desvantagem da compensação série é a sobrecarga em linhas paralelas quando da perda de uma das linhas, neste caso a corrente na linha remanescente dobra e a geração de potência reativa pelo capacitor série quadruplica, provocando sobretensões.

b) Bancos de Capacitores "shunt"

Este tipo de compensação é de longe a mais viável sob o aspecto econômico. O principal objetivo da compensação "shunt" de um sistema de transmissão perto das áreas de carga é o controle de tensão. Bancos de capacitores "shunt" podem ser utilizados até um certo ponto para aumentar o limite de estabilidade de tensão, corrigindo o fator de potência terminal receptor. Podem também ser muito úteis na medida em que eles permitem que os geradores próximos operem com um fator de potência quase unitário. Isto aumenta a reserva de potência reativa ajudando a prevenir em muitos casos o colapso de tensão.
Bancos de capacitores "shunt" têm no entanto algumas limitações do ponto de vista de estabilidade de tensão, tais como:

- a potência reativa produzida por um banco de capacitores "shunt" é proporcional ao quadrado da tensão, o que significa que em condições de operação com tensões baixas o suporte de potência reativa diminui, agravando o problema.

- a regulação de tensão, em sistemas fortemente compensados por bancos de capacitores "shunt", tende a ser muito difícil.

- além de um certo nível de compensação, não se consegue alcançar uma operação estável.

c) Compensadores Estáticos

Os compensadores estáticos (**SVC**) propiciam uma regulação de tensão precisa e chaveamentos de bancos de capacitores sem restrições e livres de transitórios. A tensão é regulada de acordo com a inclinação ("droop") de sua característica **Q-V**. Esta inclinação está relacionada com o ganho em regime permanente e é geralmente 1 a 5% da faixa de controle. Quando atinge seu limite capacitivo, o **SVC** torna-se um banco de capacitores "shunt".

Os **SVC** são mais eficientes para prevenir instabilidade de tensão transitória associada a concentrações de motores.

Geradores e **SVC** são indicadores importantes que podem alertar da iminência de um colapso de tensão. A utilização da reserva de potência reativa dos geradores e a proximidade dos limites máximos capacitivos dos SVC podem ser monitorados e são bons indicadores de problemas de segurança de tensão.

d) Compensadores Síncronos

Os compensadores síncronos (**CS**) proporcionam um aumento no fornecimento de potência reativa quando de uma queda de tensão no sistema. A subsequente diminuição da tensão interna ou fluxo (reação de armadura) é compensada pelo controle da excitação. Os **CS** podem suportar uma sobrecarga por dezenas de segundos. Um sistema com compensação síncrona tem tensões críticas menores no ponto de máxima potência. Os **CS** aumentam a potência de curto-circuito de um sistema, tornando-o mais forte.

1.2.2 Classificação de Estabilidade de Tensão

Estabilidade de tensão pode ser classificada em duas categorias: estabilidade de tensão devido a grandes distúrbios e devido a pequenos distúrbios. Estabelecer o tipo de fenômeno a ser estudado é fundamental para a escolha da ferramenta de análise.

Estabilidade de tensão devido a grandes distúrbios refere-se à capacidade do sistema de controlar suas tensões após grandes distúrbios, tais como faltas no sistema, perda de carga ou perda de geração. Este tipo de estabilidade de tensão deve ser estudada usando-se uma análise dinâmica e pode ser subdividida em transitória e de longo termo.

Estabilidade de tensão devido a pequenos distúrbios refere-se à capacidade do sistema de controlar suas tensões após pequenas perturbações, tais como mudanças graduais na carga. Este tipo de estabilidade de tensão pode ser estudado usando-se uma análise estática, que utiliza as equações linearizadas do fluxo de carga em um determinado ponto de operação.

Os fenômenos de instabilidade e colapso de tensão estendem-se numa faixa de tempo que varia de uma fração de segundo até dezenas de minutos. Por isso pode-se classificar a estabilidade de tensão devido a grandes distúrbios em transitória e de longo termo.

A estabilidade de tensão transitória varia de zero a dez segundos e como alguns exemplos tem-se: dinâmica de motores de indução e de geradores, chaveamentos de bancos de capacitores, alívio de carga, operação de **SVC**, atuação de relés de proteção.

A estabilidade de tensão de longo termo tipicamente se situa entre dois a três minutos, podendo chegar a dezenas de minutos e como alguns exemplos tem-se: operação de termostatos, limite de excitação, controle automático de geração (CAG), operador de sistema/usina, sobrecarga de linha/transformador, atuação de relés de proteção[2].

1.2.3 Mecanismo do Colapso de Tensão [4]

O colapso de tensão é o processo em que uma sequência de eventos acompanhando uma instabilidade de tensão, leva uma parte significativa do sistema de potência a operar com níveis de tensão inaceitavelmente baixos. O colapso de tensão é um fenômeno local que se espalha pelas áreas vizinhas e se manifesta de diversas maneiras. Descrever-se-á a seguir um típico cenário de colapso de tensão.

O sistema de potência está operando em condições anormais com grandes unidades geradoras perto dos centros de carga fora de operação. Em consequência algumas

linhas de transmissão estão sobrecarregadas e as reservas de potência reativa estão no mínimo.

O evento que vai desencadear o colapso de tensão é a perda de uma linha de transmissão altamente carregada, o que provocará um aumento adicional no carregamento das linhas remanescentes. Este fato acarretará um aumento nas perdas de potência reativa das linhas, causando assim uma grande demanda de potência reativa no sistema.

Devido a esta alta demanda de potência reativa, haverá uma considerável redução na tensão nos centros de carga mais próximos. Esta queda de tensão provocará uma redução da carga, diminuindo então o fluxo de potência nas linhas de transmissão, o que causará um efeito estabilizante no sistema. Os reguladores automáticos de tensão, no entanto, irão restaurar esta tensão aumentando a excitação. Este fluxo de potência reativa adicional provocará uma nova queda de tensão no sistema.

Neste estágio, os geradores atingirão seus limites de corrente de campo e armadura, e os reguladores de velocidade vão reduzir o fornecimento de potência ativa para regular a frequência do sistema.

A redução da tensão nos centros de carga se refletirá no sistema de distribuição. Os **LTC** irão restaurar as cargas e as tensões a níveis de pré-falta em 2 a 4 minutos. Este incremento adicional na carga provocará um aumento nas perdas das linhas, o que por sua vez, causará uma queda ainda maior nas tensões. Como resultado desta operação dos **LTC**, o fornecimento de potência reativa dos geradores irá aumentar, fazendo com que também eles atinjam seus limites.

Este processo levará o sistema a um colapso de tensão, possivelmente com perda de sincronismo das unidades geradoras.

1.3 Métodos de Análise

A análise da estabilidade de tensão de um sistema de potência requer o exame dos seguintes aspectos[6]:

- diagnóstico do ponto de operação do sistema. Isto implica em determinar, inicialmente, se o ponto de operação é estável sob o ponto de vista de tensão.

- determinação da área/barra crítica do sistema de potência, visto que o problema é reconhecido como um problema local.

- margem de carga entre o ponto de operação conhecido e o ponto de colapso de tensão. Isto implica no conhecimento de um método que identifique este ponto de colapso de tensão.

A estabilidade de tensão pode ser estudada utilizando-se técnicas de análise estática e dinâmica. As características principais destas técnicas são as seguintes:

a) Análise Estática

Embora a estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, as dinâmicas envolvidas frequentemente são lentas. Portanto, muitos aspectos do problema podem ser efetivamente analisados usando-se métodos estáticos. A análise estática é baseada em equações de fluxo de potência, não envolvendo equações diferenciais. A análise estática permite o exame de uma ampla faixa de condições do sistema, propiciando um conhecimento mais profundo sobre a natureza do problema, o grau da instabilidade e sobre os principais fatores de influência.

A análise estática deve ser utilizada no exame da estabilidade de tensão de um sistema de potência sujeito a pequenos distúrbios. As principais técnicas deste tipo de análise, que serão detalhadas num capítulo posterior são:

- Técnica da decomposição da matriz Jacobiana em autovalores[7].
- Técnica da decomposição da matriz Jacobiana em valores singulares[8].
- Técnica do determinante da matriz Jacobiana reduzida[9,10].
- Técnica do vetor tangente[11,12,13].

b) Análise dinâmica

A análise dinâmica considera um conjunto de equações que descreve o sistema elétrico. A análise deste conjunto de equações pode ser feita usando-se técnicas de simulação no domínio do tempo, proporcionando uma reprodução real da dinâmica da instabilidade de tensão. É muito útil em estudos detalhados de situações específicas de colapso de tensão, coordenação de proteção e controles. Também examina se e como o ponto de equilíbrio em regime permanente será alcançado.

A análise dinâmica permite uma modelagem mais detalhada do sistema elétrico. Além dos geradores, também a carga pode ser modelada dinamicamente, o que tende a produzir resultados mais precisos para análise de estabilidade de tensão, uma vez que o comportamento da carga tem um papel decisivo na dinâmica do fenômeno. Nota-se, no entanto, que algumas informações obtidas através de análise com modelo estático, não são fornecidas pelo modelo dinâmico, sugerindo uma composição entre ambas as análises. A análise dinâmica deve ser utilizada no exame da estabilidade de tensão de um sistema de potência sujeito a um grande distúrbio. O problema deste tipo de análise é o tempo computacional envolvido.

1.4 Modelagem de Sistema

O modelo escolhido deve representar com boa precisão o sistema sob análise dentro de um determinado tempo computacional. Portanto, o objetivo primeiro na escolha de um modelo de sistema é alta precisão com baixo custo de processamento. Cada componente do sistema terá sua modelagem apresentada a seguir:

- **Modelo de Carga**

  O modelo de carga utilizado será o modelo estático ou modelo **ZIP** já descrito anteriormente.

- **Modelo de Máquina Síncrona**

  Para a análise de fluxo de carga o modelo que tem sido empregado é o que assume a tensão terminal e a potência mecânica constantes.
  Isto considera parcialmente os efeitos dos reguladores de tensão e velocidade. Entretanto, tais efeitos só são observados enquanto os limites de geração de potência reativa não são violados. Quando isto ocorre, a máquina tem seu valor de potência reativa fixo no máximo e seu nível de tensão liberado, isto é, torna-se uma barra de carga. Isto implica em uma mudança na dimensão da matriz Jacobiana do sistema.

- **Modelo de Sistema**

  Um sistema dinâmico pode ser representado pelo seguinte conjunto de equações diferenciais:

$$dx/dt = f(x,\lambda) \qquad (1.2)$$

onde **x** representa as variáveis de estado do sistema e $f(\mathbf{x},\lambda)$ representa os "mismatches" de potências ativa e reativa, para o caso particular de um sistema de potência.

Assumindo que o sistema se desloca lentamente de um ponto de equilíbrio para outro à medida em que a carga varia, pode-se concluir que as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo (dx/dt) podem ser consideradas iguais a zero, e a Equação 1.2 se reduz a uma equação puramente algébrica , ou seja:

$$f(x,\lambda) = 0 \qquad (1.3)$$

permitindo a utilização de técnicas de análise estática para avaliação do sistema em um determinado ponto de operação. A validação deste modelo é discutida em [4], onde um modelo estático de sistema é empregado. Conclui-se que o modelo estático é capaz de identificar, com alguma precisão, o ponto de colapso de tensão.

Portanto, baseado nestas considerações, o modelo estático de fluxo de carga é utilizado neste trabalho.

1.5 Organização do Trabalho

Este trabalho fará uma análise estática da estabilidade de tensão do sistema elétrico da CHESF, utilizando a técnica do vetor tangente, com o objetivo de determinar:

1- a área/barra crítica do sistema

2- a margem de carga entre o ponto de operação conhecido até o ponto de colapso

Os itens acima são estudados verificando-se os efeitos da compensação de potência reativa, e do corte de carga na área/barra crítica do sistema.

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

O capítulo 2 apresenta alguns fundamentos teóricos do problema da estabilidade de tensão, onde um sistema de duas barras é usado como exemplo. O capítulo 3 descreve as principais técnicas utilizadas para determinação da barra crítica e identificação do ponto de colapso de tensão. O capítulo 4 apresenta a técnica do vetor tangente que será utilizada na análise da estabilidade de tensão do sistema elétrico pesquisado. No capítulo 5 serão apresentados os resultados das simulações realizadas no sistema da CHESF. Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar alguns fundamentos teóricos relacionados à questão da estabilidade de tensão. Inicialmente será discutida a relação entre a estabilidade de tensão e a estabilidade angular, em seguida serão apresentadas as curvas **P-V, V-Q** e **V-θ** que são utilizadas na análise conceitual da estabilidade de tensão.

2.2 Relação entre Estabilidade de Tensão e Estabilidade Angular

Estabilidade de tensão e estabilidade angular são questões interrelacionadas. Estabilidade de tensão transitória está sempre relacionada com a estabilidade angular transitória, enquanto que um evento mais lento de estabilidade de tensão se relaciona com a estabilidade angular devido a pequenos distúrbios. É difícil separar os mecanismos .

No entanto, existem muitos casos em que uma forma de instabilidade predomina. A referência [1] mostra duas situações extremas:

a) um gerador síncrono conectado por linhas de transmissão a um grande sistema (problema máquina - barra infinita), o que caracteriza um problema unicamente de estabilidade angular.

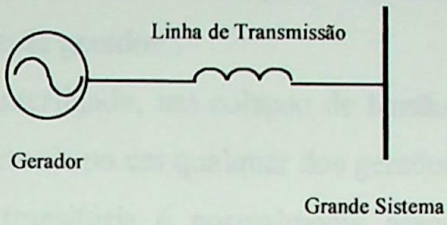


Figura 2.1 Exemplo de um caso extremo de estabilidade angular

b) um gerador síncrono ou um grande sistema conectado por linhas de transmissão a uma barra de carga, o que caracteriza um problema unicamente de estabilidade de tensão.

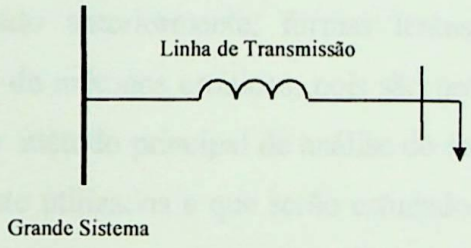


Figura 2.2 Exemplo de um caso extremo de estabilidade de tensão

Estabilidade angular, tanto quanto a estabilidade de tensão, é afetada pelo controle de potência reativa. Um gerador atingindo seus limites de corrente é muito prejudicial para ambos os tipos de estabilidade.

Estabilidade de tensão refere-se a áreas de carga e a características da carga enquanto que a estabilidade angular está relacionada com a integração de remotas usinas com um grande sistema através de longas linhas de transmissão. Por estas razões, estabilidade de

tensão é basicamente "estabilidade de carga", enquanto que estabilidade angular é basicamente "estabilidade de gerador".

Em um grande sistema interligado, um colapso de tensão em uma área de carga pode ocorrer sem perda de sincronismo em qualquer dos geradores.

Estabilidade de tensão transitória é normalmente associada à estabilidade angular transitória. Estabilidade de tensão de longo-termo é menos associada à estabilidade angular.

Pode-se dizer então que, um colapso de tensão em um ponto de um sistema de transmissão longe da área de carga é um problema de instabilidade angular. Se o colapso de tensão ocorre em uma área de carga, então provavelmente é um problema de instabilidade de tensão.

2.3 Análise Conceitual da Estabilidade de Tensão

Como já foi citado anteriormente, formas lentas de instabilidade de tensão são analisadas através de métodos estáticos, pois são problemas em regime permanente. O fluxo de carga é o método principal de análise do fenômeno. Além deste, existem dois métodos largamente utilizados e que serão estudados a seguir: as curvas **P-V** e **V-Q** . Será discutido também neste ítem o gráfico **V** x θ.

2.3.1 Curvas P - V

As curvas **P - V** são importantes para a análise conceitual da estabilidade de tensão e para o estudo de sistemas radiais. Este método é também utilizado para a análise de grandes sistemas malhados, onde **P** é a carga total de uma área e **V** é a tensão em uma barra crítica. Uma desvantagem deste método é que o fluxo de carga irá divergir perto do ponto de máxima potência da curva. Este problema deixa de existir caso se utilize um fluxo de potência continuado[14,15].

Para ilustrar a relação entre o módulo da tensão em uma barra receptora e a potência ativa transmitida, será utilizado um sistema radial simples, considerando-se diferentes fatores de potência da carga. Tal sistema é composto de um gerador com capacidade

infinita de geração, uma carga efetiva e uma linha de transmissão sem limite térmico, conforme apresentado na Figura 2.3.

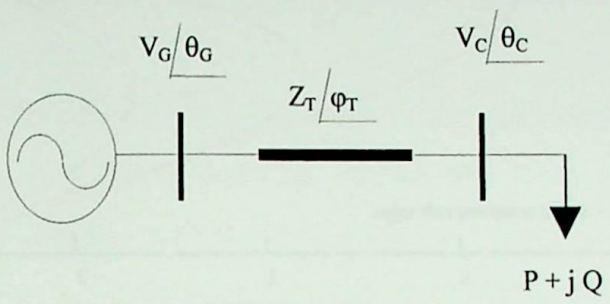


Figura 2.3 - Diagrama esquemático do sistema radial

Considerou-se o gerador como uma barra infinita cuja tensão terminal, em p.u., foi admitida igual a $1.00\angle 0°$.

A linha de transmissão foi representada como uma linha curta, ou seja, um ramo **RL** série, de impedância igual a $6.02 + j15.68\%$.

No apêndice I apresenta-se o equacionamento do circuito, o qual foi utilizado para obter-se através do programa **MATHCAD[16]** as curvas apresentadas na Figura 2.4, relacionando o módulo da tensão na barra de carga com a potência ativa consumida nesta barra, para cargas com fatores de potência variando de 0.8 indutivo a 0.8 capacitivo.

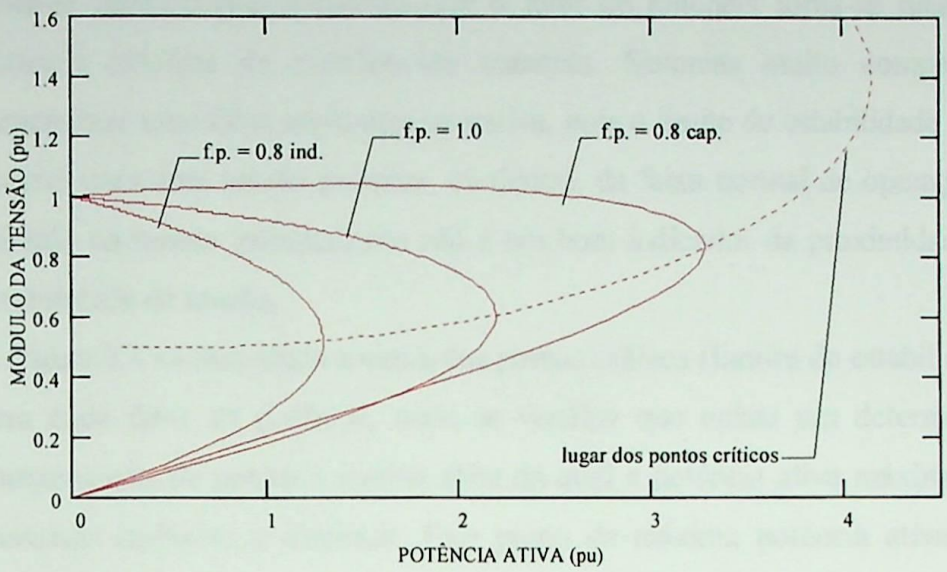


Figura 2.4 Curvas P-V

A partir da Figura 2.4, pode-se observar que a medida que a carga aumenta, a potência transmitida **P** aumenta rapidamente no início e depois lentamente antes de atingir um máximo, e finalmente diminui. Existe portanto, um valor de máxima potência de atendimento. Este ponto corresponde ao limite de estabilidade de tensão, também citado muitas vezes na literatura como ponto de bifurcação ou ponto de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga [9,10,11,14,17]. A singularidade da matriz Jacobiana será mostrada adiante.

Pode-se observar também que para um dado valor de potência transmitida **P**, dois pontos de operação podem ser encontrados, correspondendo a dois valores diferentes de tensão. O ponto de operação na parte superior da curva corresponde à operação normal. No ponto de operação localizado na parte inferior da curva, a corrente é muito maior e a tensão é muito menor do que no ponto de operação que se localiza na parte superior da curva. Esta região inferior da curva é uma região instável para uma operação satisfatória.

Nota-se também que a medida que o fator de potência torna-se menos indutivo, a potência máxima de atendimento aumenta. Sistemas muito compensados podem caracterizar uma falsa segurança operativa, pois o limite de estabilidade de tensão pode ocorrer para uma tensão próxima, ou dentro, da faixa normal de operação. Portanto, o módulo da tensão isoladamente não é um bom indicador da proximidade do limite de estabilidade de tensão.

A Figura 2.4 mostra ainda a curva dos pontos críticos (limites de estabilidade de tensão) para cada fator de potência, onde se verifica que existe um determinado valor de compensação de potência reativa além da qual a potência ativa máxima não aumenta, passando inclusive a diminuir. Este ponto de máxima potência ativa é o limite de estabilidade estática e ocorre quando a impedância da carga é igual em módulo e conjugada em ângulo, em relação à impedância série da linha de transmissão.

Neste caso, isto equivale a uma carga de 4.15 - j 10.82 p.u.. A tensão neste ponto de máxima potência é chamada de tensão crítica. A partir deste caso apresentado, pode-se deduzir que o limite de estabilidade estática é um caso particular do limite de estabilidade de tensão.

2.3.2 **Curvas V - Q**

Freqüentemente, uma característica muito útil para certos aspectos da análise da estabilidade de tensão é a relação **V - Q**, que mostra a sensibilidade e a variação da tensão de barra devido a injeções ou absorções de potência reativa.

A estabilidade de tensão depende, de fato, de como as variações de **Q** e **P** na área de carga afetam as tensões nas barras de carga[4].

As curvas V-Q são obtidas fazendo-se com que a barra selecionada seja convertida em uma barra "PV" com um compensador síncrono fictício, sem limites de potência reativa. Em seguida registram-se os valores de potência reativa requeridos para se manter as tensões em níveis desejados. A tensão é a variável independente e é a abcissa do gráfico. A potência reativa capacitiva é traçada na direção positiva do eixo da ordenadas. Sem nenhuma compensação de potência reativa na barra, o ponto de operação tem ordenada zero, o que corresponde à retirada do compensador síncrono

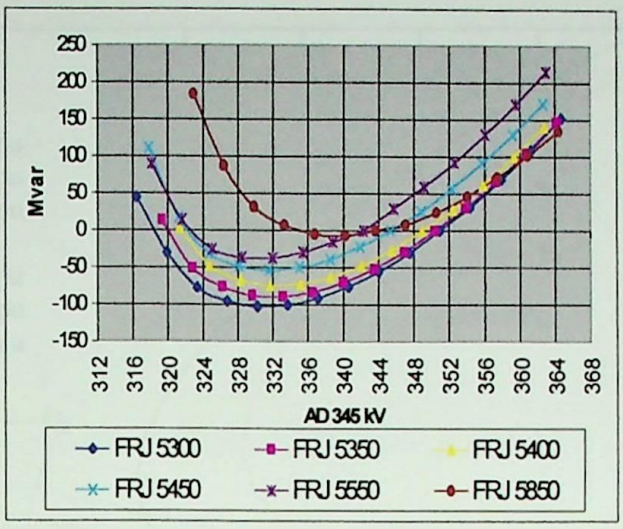
fictício. A base da curva **V - Q**, onde a derivada **dQ/dV** é igual a zero, representa o limite de estabilidade de tensão e define a potência reativa mínima necessária para uma operação estável.

O lado direito da curva representa uma operação estável, enquanto que o lado esquerdo representa uma operação instável.

As curvas **V - Q** possuem várias vantagens, como por exemplo[1]:

- A segurança de tensão é diretamente relacionada com a potência reativa e a curva **V - Q** fornece a margem de potência reativa na barra de teste. Esta margem é a distância entre o ponto de operação e a base da curva.
- As curvas **V - Q** podem ser computadas em pontos ao longo de uma curva **P - V** para testar a robustez do sistema.
- As características dos dispositivos de compensação de potência reativa podem ser traçadas diretamente na curva **V - Q**. O ponto de operação é a interseção destas duas curvas. Isto é muito útil porque compensação de potência reativa é quase sempre a solução para problemas de estabilidade de tensão.
- A inclinação da curva indica a robustez da barra de teste.

A grande desvantagem da utilização das curvas **V - Q** é que não se sabe a priori em que barras elas devem ser geradas. Na medida em que se escolhe algumas barras onde as curvas **V - Q** serão traçadas, em um grande sistema tendo mais de uma área com problemas de estabilidade de tensão, os resultados podem não ser totalmente verdadeiros [7]. Para ilustrar a Figura 2.5 mostra uma curva **V-Q** da Área Rio de Janeiro.



FRJ: Fluxo para a área Rio de Janeiro / Espírito Santo (Mw)

Figura 2.5 – Curvas V-Q

2.3.3 O Gráfico V x θ

Este gráfico permite representar simultaneamente as quatro variáveis associadas à barra de carga: a potência ativa, a potência reativa, o módulo e o ângulo da tensão [9,11]. Será utilizado o mesmo sistema mostrado na Figura 2.3. A partir deste gráfico destaca-se a utilização da singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga como indicador do limite de estabilidade de tensão.

No Apêndice II apresenta-se o equacionamento utilizado para se obter, através do programa **MATHCAD[16],** as curvas apresentadas na Figura 2.6.

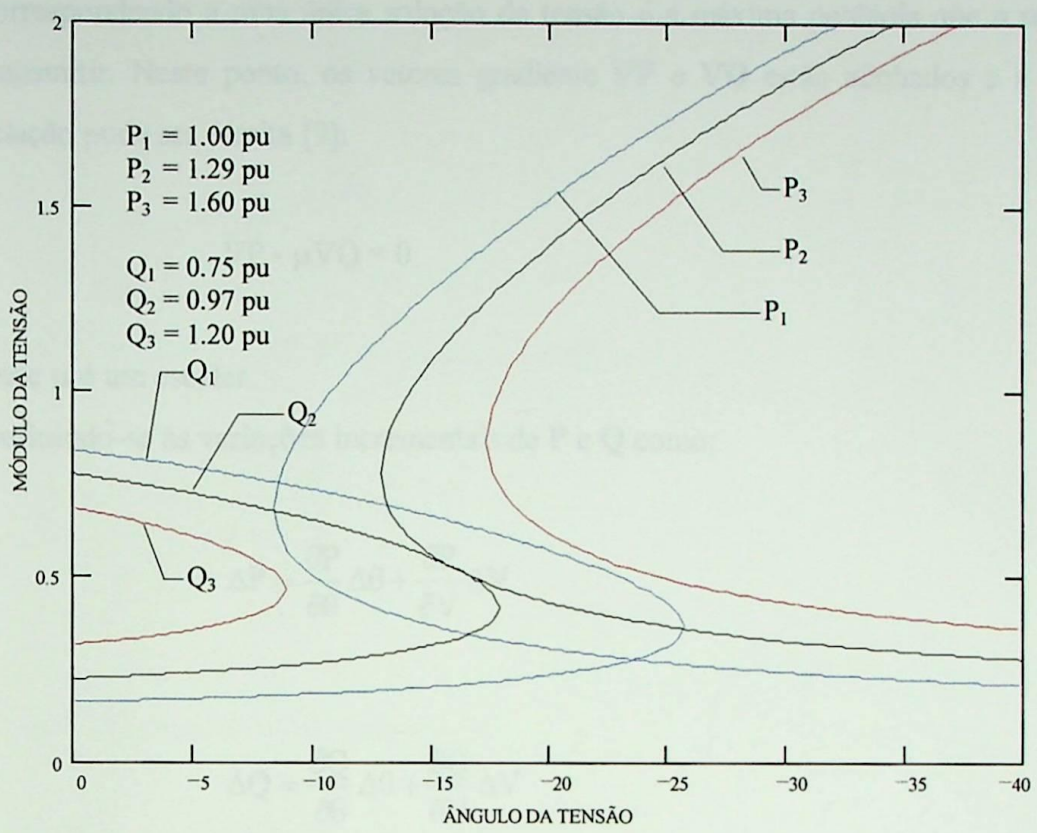


Figura 2.6 - Gráfico V x θ

Neste gráfico, as curvas P_1, P_2 e P_3 representam o lugar geométrico das tensões na barra de carga, em módulo e ângulo, para carga ativa constante e carga reativa variável, isto é, com fator de potência variável, onde $P_1 < P_2 < P_3$. Similarmente, as curvas Q_1, Q_2 e Q_3 representam o lugar geométrico das tensões na barra de carga, em módulo e ângulo, para carga reativa constante e carga ativa variável, isto é, com fator de potência também variável, onde $Q_1 < Q_2 < Q_3$.

A primeira observação que se faz da Figura 2.6 é que existem duas soluções (**V**, θ) para a carga (P_1, Q_1), uma solução para a carga (P_2, Q_2) e nenhuma solução para a carga (P_3, Q_3). À medida que a carga ativa e reativa aumentam, mantendo-se o fator de potência constante, as duas soluções se aproximam até que se tornam uma única solução, onde as curvas **P** e **Q** apenas se tocam em um único ponto. Qualquer acréscimo em **P** moveria a curva para a direita e qualquer acréscimo em **Q** moveria a curva para a esquerda. Portanto, nenhuma solução existiria para um aumento na carga. A carga

correspondendo a uma única solução de tensão é a máxima potência que a rede pode transmitir. Neste ponto, os vetores gradiente $\nabla\mathbf{P}$ e $\nabla\mathbf{Q}$ estão alinhados e a seguinte relação pode ser escrita [9]:

$$\nabla P - \mu \nabla Q = 0 \tag{2.1}$$

onde μ é um escalar.

Definindo-se as variações incrementais de **P** e **Q** como:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta}\Delta\theta + \frac{\partial P}{\partial V}\Delta V$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \theta}\Delta\theta + \frac{\partial Q}{\partial V}\Delta V \tag{2.2}$$

Então os vetores gradiente $\nabla\mathbf{P}$ e $\nabla\mathbf{Q}$ são:

$$\nabla P = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial P}{\partial \theta} \\ \dfrac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix}$$

$$\nabla Q = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \dfrac{\partial \theta}{\partial V} \end{bmatrix} \tag{2.3}$$

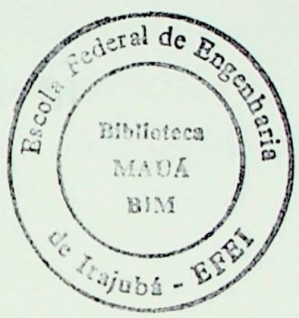
A partir da Equação 2.1 tem-se que:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} - \mu \frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0$$

$$\frac{\partial P}{\partial V} - \mu \frac{\partial Q}{\partial V} = 0 \qquad (2.4)$$

Como o Jacobiano do fluxo de potência é dado por:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \qquad (2.5)$$



A partir das Equações 2.4, tem-se que:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} \cdot \frac{\partial Q}{\partial V} - \frac{\partial P}{\partial V} \cdot \frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0 \qquad (2.6)$$

Esta equação 2.6 quer dizer que o determinante da matriz Jacobiana do fluxo de potência é igual a zero, e isto significa que no ponto de máxima potência a matriz Jacobiana torna-se singular. Será discutido no próximo capítulo que neste ponto de operação, onde o determinante da matriz Jacobiana é nulo, pelo menos um dos autovalores desta matriz tem que ser nulo.

2.4 Análise Dinâmica X Análise Estática[6]

Esta seção tem por objetivo analisar a resposta dinâmica do sistema mostrado na Figura 2.3, no ponto de operação que representa o máximo carregamento que pode ser transmitido pela linha de transmissão, isto é, o ponto de colapso de tensão, de forma a comparar os resultados obtidos pelos modelos estático e dinâmico.

São adotados o modelo I de máquina e um modelo dinâmico de carga. O ponto de colapso de tensão é identificado para um fator de carregamento $\lambda = 3.1$ p.u., isto é, a carga no ponto de operação inicial é aumentada em 3.1 vezes seu valor, até o sistema ser levado ao ponto de colapso. O modelo dinâmico é representado abaixo:

$$M_g \dot{w} + D_g w - B_{12} V \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) + P_L = 0 \tag{2.7}$$

$$-(P_L + D_L \delta_2) = B_{12} V \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) \tag{2.8}$$

$$-Q_L = T V \dot{V} - B_{22} V^2 - B_{21} V \cos(\delta_2 - \delta_1) \tag{2.9}$$

ou

$$\dot{w} = -M_g^{-1} D_g w + M_g^{-1} f(\alpha, V) \dot{w} \tag{2.10}$$

$$\dot{\alpha} = -D_L^{-1} f(\alpha, V) - w \tag{2.11}$$

$$T \dot{V} = -V^{-1} g(\alpha, V) \tag{2.12}$$

Onde:

Mg $\Rightarrow$ Constante de inércia do gerador

D_L,Dg $\Rightarrow$ Amortecimento da carga e gerador

$f(\alpha, V) \Rightarrow P_L + B_{12} V \text{ sen } (\delta_2 - \delta_1)$

$g(\alpha, V) \Rightarrow Q_L - B_{22} V^2 - B_{21} V \cos(\delta_2 - \delta_1)$

w $\Rightarrow \dot{\omega}_1$

V $\Rightarrow$ Nível de tensão na barra de carga

P_L, Q_L $\Rightarrow$ Carga ativa e reativa

α $\Rightarrow$ Diferença angular entre as barras de geração e carga

$B_{12} = B_{22} \Rightarrow$ Susceptância da linha de transmissão

T $\Rightarrow$ Constante de tempo da tensão.

O fenômeno da perda de estabilidade pode ser mostrado através da simulação no tempo das equações acima. A carga é mantida constante em 2.9 p.u. durante 0.01s, quando então um distúrbio leva a carga para 3.1 p.u. As Figuras 2.7, 2.8 e 2.9 mostram a velocidade angular do gerador, a diferença angular entre as barras de geração e de carga e o nível de tensão na barra de carga, respectivamente. Observa-se que o sistema perde a estabilidade depois do distúrbio. Para esta simulação a impedância Z_T da linha de transmissão é dada por 0.21 p.u. com ângulo de 75° e foram utilizados os seguintes dados:

$$Dg = D_L = Mg = 0.1$$

$$B_{12} = 10$$

$$T = 0.01$$

Portanto, se algumas considerações forem feitas, a matriz Jacobiana do fluxo de carga pode ser suficiente para a análise dinâmica do sistema.

Isto não quer dizer que o modelo algébrico de fluxo de carga seja suficiente para uma análise dinâmica rigorosa, pois ele não considera os modelos detalhados de importantes componentes do sistema tais como, geradores, compensadores estáticos e síncronos e motores de indução. Porém, apesar destas limitações, o modelo algébrico de fluxo de carga é o modelo usado neste trabalho.

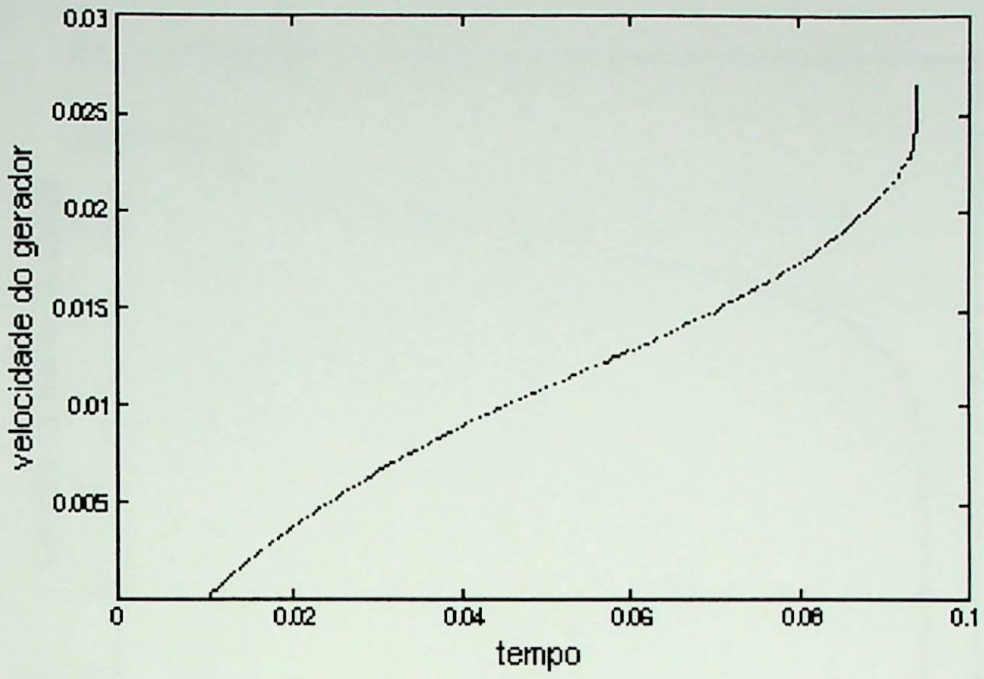


Figura 2.7 - Velocidade angular do gerador após distúrbio

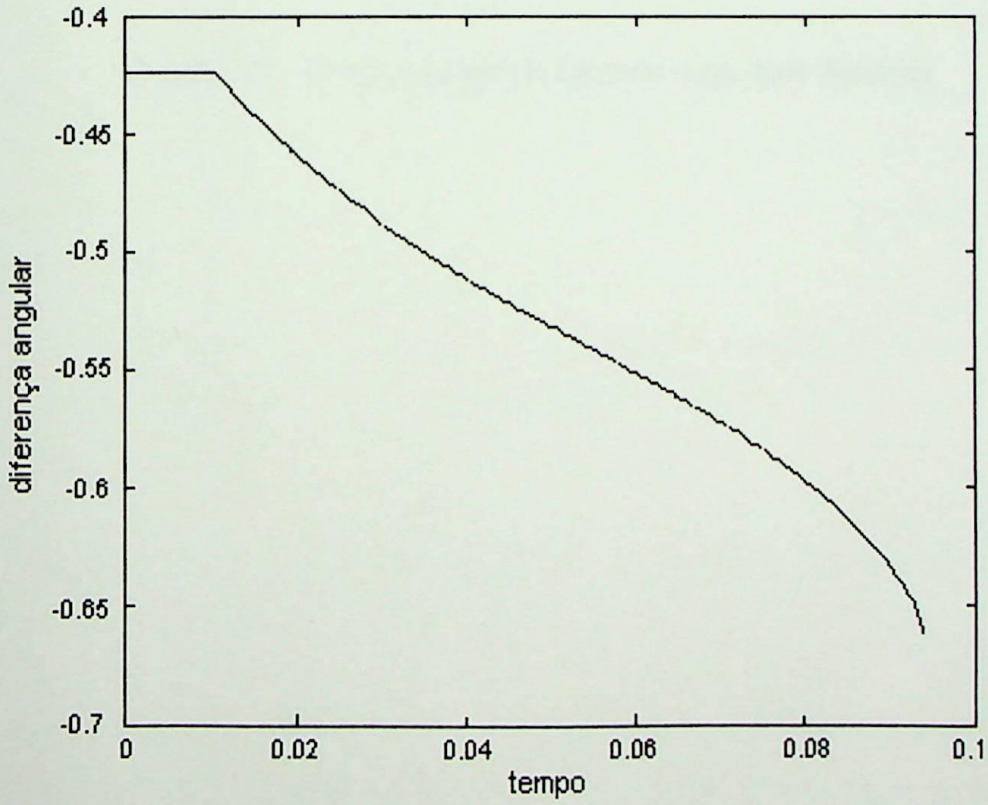


Figura 2.8 - Diferença angular entre as barras após distúrbios

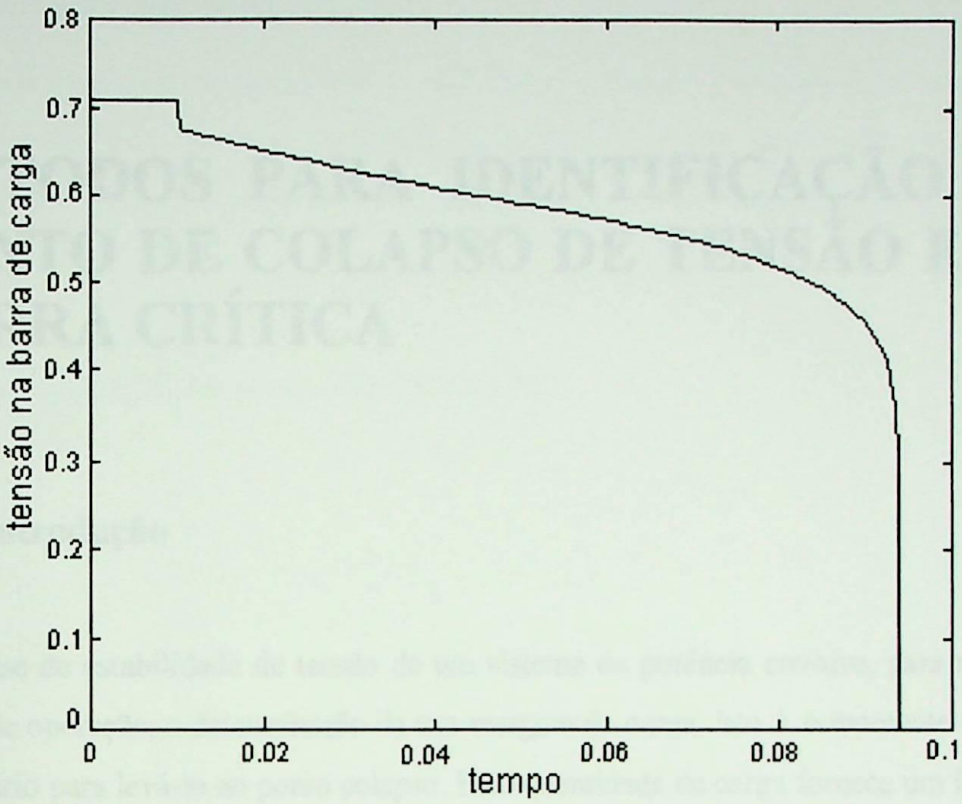


Figura 2.9 - Nível de tensão na barra de carga após distúrbio

Capítulo 3

MÉTODOS PARA IDENTIFICAÇÃO DO PONTO DE COLAPSO DE TENSÃO E DA BARRA CRÍTICA

3.1 Introdução

A análise de estabilidade de tensão de um sistema de potência envolve, para um dado ponto de operação, a determinação da sua margem de carga, isto é, o montante de carga necessário para levá-lo ao ponto colapso. Esta quantidade de carga fornece um índice de segurança do sistema, tendo em vista que a "distância" até o ponto de bifurcação é conhecida. Outra questão importante na análise de estabilidade de tensão é a determinação da barra/área crítica do sistema, isto é, a barra/área cuja variação de carga provoca maior variação de tensão. Este dado é muito importante porque identifica os pontos vulneráveis do sistema susceptíveis à instabilidade de tensão, contribuindo para a definição de ações que venham remediar o problema.

Diversos métodos têm sido propostos na literatura para a análise de estabilidade de tensão e neste capítulo serão abordados alguns deles.

3.2 Método da Decomposição da Matriz Jacobiana por Autovalores

Este método consiste em, para um dado ponto de operação escolhe-se uma direção de crescimento de carga até que o ponto de colapso seja alcançado. À medida em que aumenta-se o carregamento do sistema, o menor autovalor diminui, até se tornar nulo,

quando o ponto de colapso é identificado. Este fato faz com que a monitoração do menor autovalor seja importante.

Para cada ponto de operação obtido, calcula-se o menor autovalor e os autovetores associados da matriz Jacobiana reduzida J_{QV} do fluxo de carga, matriz esta que retém as relações **Q - V** do sistema, pois o foco do problema está nas características da potência reativa e tensão.

Esta matriz J_{QV} é obtida da seguinte maneira [7] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.1}$$

sendo $\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$ a matriz Jacobiana do fluxo de carga.

Assumindo que o sistema não tenha variação de potência ativa, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

então:

$$[0] = [A][\Delta\theta] + [B] + [\Delta V] \tag{3.3}$$

$$[\Delta Q] = [C][\Delta\theta] + [D][\Delta V] \tag{3.4}$$

Explicitando $[\Delta\theta]$ na equação :

$$[\Delta\theta] = -[A]^{-1}[B][\Delta V] \tag{3.5}$$

e substituindo na Equação 3.4 tem-se que:

$$[\Delta Q] = -[C][A]^{-1}[B][\Delta V] + [D][\Delta V] \tag{3.6}$$

então:

$$[\Delta Q] = [D - CA^{-1}B][\Delta V] \tag{3.7}$$

logo:

$$[\Delta Q] = [J_{QV}][\Delta V]$$

ou

$$[\Delta V] = [J_{QV}]^{-1}[\Delta Q] \tag{3.8}$$

A referência [17] mostra que a matriz Jacobiana reduzida J_{QV} é quase simétrica. Portanto a decomposição por autovalores ou valores singulares é facilmente obtida.

Os autovalores da matriz Jacobiana identificam os diferentes modos através dos quais o sistema pode se tornar instável. Os autovetores fornecem informações relacionadas com o mecanismo da instabilidade de tensão.

Após a obtenção de todos os pontos, um gráfico do menor autovalor de cada ponto em função da carga é traçado. O comportamento deste gráfico indica se é possível estimar

o ponto de colapso de tensão a partir de um determinado ponto de operação. Se este gráfico tiver um comportamento linear ou quadrático, pode-se determinar o ponto de colapso a partir de dois ou três pontos de operação conhecidos.

A seguir, será mostrada uma descrição da decomposição de matrizes por autovalores.

3.2.1 Decomposição de uma Matriz por Autovalores

Seja uma matriz quadrada A, real, de dimensão **n x n.** A sua decomposição em autovalores é dada por:

$$A = X\Lambda Y^T = \sum_{i=1}^{n} x_i \lambda_i y_i^T \tag{3.9}$$

onde **X** e **Y** representam as matrizes dos autovetores à direita $\mathbf{x_i}$ e dos autovetores à esquerda $\mathbf{y_i}$, respectivamente, e Λ é uma matriz diagonal com os autovalores λ_i da matriz **A**.

Aplicando-se a decomposição em autovalores à matriz Jacobiana reduzida J_{QV}, tem-se que:

$$J_{QV} = X\Lambda Y^T \tag{3.10}$$

e

$$J_{QV}^{-1} = X\Lambda^{-1} Y^T \tag{3.11}$$

Das Equações 3.8 e 3.11 tem-se:

$$\Delta V = X\Lambda^{-1} Y^T \Delta Q = \sum_{i=1}^{n} x_i \lambda_i^{-1} y_i^T . \Delta Q \tag{3.12}$$

Cada autovalor λ_i e os correspondentes autovetores à direita e à esquerda, $\mathbf{x_i}$ e $\mathbf{y_i}$, definem o i-ésimo modo do sistema.

Portanto, para o i-ésimo modo tem-se que as variações de tensão e potência reativa são dadas por:

$$\Delta V_i = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_i \tag{3.13}$$

3.2.2 Interpretação dos Autovetores[6]

Assumindo-se que os autovalores da matriz **A** estejam dispostos da seguinte forma:

$$\lambda_1 > \lambda_2 > \ldots > \lambda_n$$

e que o autovalor λ_n seja igual a zero, isto é, a matriz **A** é singular. Para um sistema de potência, a matriz **A** é representada pela matriz Jacobiana **J**, então:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \chi & \lambda & y^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.14}$$

ou

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \chi & \lambda & y^T \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{3.15}$$

que é a mesma coisa que escrever:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \chi & \lambda^{-1} & y^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

pois,

$$\begin{bmatrix} \chi & \lambda & y^T \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} (y^T)^{-1} & \lambda^{-1} & \chi^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \chi & \lambda^{-1} & y^T \end{bmatrix}$$

Nota-se portanto, que a inversa é facilmente obtida. Assumindo-se que a última coluna de **y** (associada ao autovalor nulo) seja dada por $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$, tem-se que:

$$y_n = \chi_n \quad \lambda_n \quad y_n^T \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.17}$$

ou

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} \chi_n & \lambda_n & y^T \end{pmatrix}^{-1} y_n \tag{3.18}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \chi_n \quad \lambda_n^{-1} \begin{pmatrix} y^T & y_n \end{pmatrix} \tag{3.19}$$

Como os autovetores são ortonormais, isto é, $\mathbf{y}\,\mathbf{y}^T = \mathbf{1}$, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \chi_n \quad \lambda_n^{-1} \tag{3.20}$$

O produto $\mathbf{x_n}\,\lambda_n\,\mathbf{y_n}^T$ tem dimensão **n x n**, o que fornece, após a multiplicação pelo vetor de ângulos e tensões, um vetor com dimensão **n x 1**. Nota-se que a partir da definição do autovetor à esquerda, tem-se que o autovetor à direita está associado à sensibilidade de tensão e ângulo, enquanto que o autovetor à esquerda está associado à sensibilidade de injeção de potências ativa e reativa. Portanto, o maior componente no autovetor à direita indica a variável mais sensível, isto é, a que mais fortemente direciona o sistema à singularidade. Por outro lado, um autovetor nulo indica que esta variável não exerce nenhum papel na singularidade.

Um sistema é estável se os autovalores da matriz Jacobiana forem todos positivos. A relação entre a estabilidade de tensão de um sistema e os autovalores da matriz Jacobiana pode ser melhor compreendida relacionando-se estes autovalores com as sensibilidades **V - Q** em cada barra, as quais devem ser positivas para a estabilidade de tensão.

Para fins práticos, a matriz Jacobiana J_{QV} pode ser considerada como uma matriz simétrica e, consequentemente, seus autovalores podem ser considerados reais. Se todos os autovalores forem positivos, todos os modos de variação de tensão estão nos mesmos sentidos de seus respectivos modos de variação de potência reativa. À medida que o sistema se sobrecarrega, os autovalores tornam-se menores até que, no ponto crítico de estabilidade de tensão, pelo menos um dos autovalores torna-se zero. Logo, quando λ_i**=0** qualquer variação no i-ésimo modo de variação de potência reativa provoca uma variação infinita no i-ésimo modo da variação de tensão e a matriz Jacobiana é singular. A presença de pelo menos um autovalor negativo indica uma condição de instabilidade de tensão, ou seja, pelo menos um modo de variação de tensão está em sentido oposto ao de seu respectivo modo de variação de potência reativa.

Apesar da magnitude dos autovalores fornecer um indicativo da proximidade da instabilidade de tensão, não é possível se obter a localização da área crítica. Para isto há necessidade de serem utilizados os autovetores à direita e à esquerda associados a cada autovalor. Define-se o fator de participação de uma determinada barra **k** para um modo **i** como:

$$p_{ki} = x_{ki}\, y_{ik} \tag{3.21}$$

A localização das barras críticas se dá pela identificação dos maiores fatores de participação para cada um dos autovalores próximos de zero ou negativos.

3.3 Método da Decomposição da Matriz Jacobiana por Valores Singulares

A decomposição por valores singulares de uma matriz é um método de decomposição ortogonal. Seja uma matriz **A**, real, quadrada, de dimensão **n x n**, a decomposição por valores singulares é dada por[8]:

$$A = U \Sigma V^T = \sum_{i=1}^{n} u_i \sigma_i v_i^T \tag{3.22}$$

onde **U** e **V** são matrizes ortonormais de dimensão **n x n**, os vetores singulares $\mathbf{u_i}$ e $\mathbf{v_i}$ são as colunas das matrizes **U** e **V** respectivamente, e Σ é uma matriz diagonal com os valores singulares de **A**, de modo que:

$$\Sigma (A) = \text{diag} \{ \sigma_i (A) \} \qquad i = 1,2,...,n \tag{3.23}$$

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

onde $\sigma_i \geq 0$ para todo **i** e $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq ... \geq \sigma_n$.

Como **U** e **V** são unitários, isto é, $\mathbf{UU^T = 1}$ e $\mathbf{VV^T = 1}$, tem-se que[30]:

$$A^TA = (U \Sigma V^T)^T U \Sigma V^T = (V^T)^T \Sigma^T U^T U \Sigma V^T$$

$$A^TA = (V^T)^T \Sigma^T \Sigma V^T = V \Sigma^T \Sigma V^T \qquad (3.24)$$

onde $\Sigma^T\Sigma = \mathbf{D}$, matriz diagonal com todos os componentes maiores que zero

Similarmente pode-se obter:

$$AA^T = (U \Sigma V^T) (U \Sigma V^T)^T = U \Sigma V^T (V^T)^T \Sigma^T U^T$$

$$AA^T = U \Sigma \Sigma^T U^T \qquad (3.25)$$

Para uma matriz simétrica, tem-se que:

$$A = A^T \quad \Rightarrow \quad AA^T = A^TA, \text{ logo}$$

$$AA^T = U \Sigma^2 U^T = A^TA = V \Sigma^2 V^T \qquad (3.26)$$

Portanto, para uma matriz simétrica, **U = V**, isto é, os vetores singulares à esquerda e à direita são iguais. Consequentemente, os autovalores são iguais aos valores singulares.

Para que a decomposição por autovalores seja válida, os autovetores devem ser iguais aos autovetores à direita, como mostrado a seguir:

$$Ax = \lambda x$$

$$A^T y = \lambda y$$

Como $\mathbf{A = A^T}$, $\mathbf{x = y}$.

Tem-se também que $\mathbf{x^{-1} = y^T}$, já mostrado anteriormente. Logo, $\mathbf{x^{-1} = y^T = x^T}$.

Portanto, a inversa do autovetor é dada pela sua transposta.

Se a decomposição por valores singulares for aplicada à matriz Jacobiana de um fluxo de carga, tem-se então que:

$$J = U \Sigma V^T \tag{3.27}$$

e

$$J^{-1} = V\Sigma^{-1}U^T \tag{3.28}$$

Logo, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = V\Sigma^{-1}U^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^{n} v_i \sigma_i^{-1} u_i^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{3.29}$$

O menor valor singular σ_n, indica o quão perto da singularidade está a matriz Jacobiana do fluxo de carga. Se o menor valor singular é igual a zero, então a matriz Jacobiana é

singular e não se pode obter nenhuma solução para o fluxo de carga. Deste modo, perto deste ponto crítico, a Equação (3.29) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \cong v_n \sigma_n^{-1} u_n^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{3.30}$$

O inverso do menor valor singular σ_n^{-1}, será então, sob o ponto de vista de um pequeno distúrbio, o indicador da maior variação das variáveis de estado. Assumindo-se que :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = u_n \tag{3.31}$$

onde $\mathbf{u_n}$ é a última coluna da matriz **U**, então:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sigma_n^{-1} v_n \tag{3.32}$$

onde v_n é a última coluna da matriz **V.**

A partir das equações acima, as seguintes interpretações podem ser feitas, segundo os autores da referência [8]:

- O menor valor singular, σ_n, é um indicador da proximidade do limite de estabilidade em regime permanente.
- O vetor singular à direita, v_n, correspondente à σ_n, indica a sensibilidade das tensões e ângulos.

- vetor singular à esquerda, $\mathbf{u_n}$, correspondente à σ_n, indica a direção mais sensível para variações de injeções de potência ativa e reativa.

Outra propriedade é que acrescentando-se uma coluna na matriz **J**, o maior valor singular aumenta e o menor valor singular diminui. A dimensão da matriz **J** aumentará uma linha e uma coluna, quando uma barra de tensão controlada atingir seu limite de potência reativa, tornando-se uma barra de carga.

A referência [8] aplica também a decomposição por valores singulares da matriz **J** reduzida, que relaciona diretamente a potência reativa com o módulo da tensão.

Os resultados das simulações apresentados em [8] mostram que durante o processo de aumento de carga de um sistema até o limite de estabilidade de tensão, o comportamento do mínimo valor singular da matriz Jacobiana reduzida apresenta-se mais adequado para análise do que o mínimo valor singular da matriz Jacobiana completa, pois no primeiro caso o mínimo valor singular é mais sensível à variação de carregamento. Portanto, os autores sugerem o uso do mínimo valor singular da matriz Jacobiana reduzida como índice de estabilidade de tensão.

3.4 Método do Determinante da Matriz Jacobiana Reduzida

A determinação do determinante da matriz Jacobiana reduzida tem sido também empregada como índice de estabilidade de tensão [10].

Seja a matriz Jacobiana de um sistema linearizado de equações, que representa o sistema elétrico abaixo:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{3.33}$$

A matriz Jacobiana acima pode ser reordenada de tal forma que as linhas e as colunas associadas às equações da barra ℓ sejam permutadas com as duas últimas linhas e colunas, obtendo-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \tag{3.34}$$

Assumindo-se que para um dado ponto de operação, o sistema não tenha nenhuma variação de carga ou geração, exceto na barra ℓ, que tem uma variação de carga infinitesimal.

Como nenhum dos geradores experimentam variação de geração, a barra *swing* deve absorver o acréscimo de potência na barra ℓ e as diferenças de perdas nas linhas. Estas considerações permitem que a matriz Jacobiana possa ser decomposta da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} + [B] \begin{bmatrix} \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \tag{3.35}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = [C] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} + [D] \begin{bmatrix} \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \tag{3.36}$$

De (3.35) obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[A]^{-1}[B] \begin{bmatrix} \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \tag{3.37}$$

Substituindo em (3.34), tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = \{[D] - [C]\ [A^{-1}]\ [B]\} \begin{bmatrix} \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \tag{3.38}$$

Considerando que a matriz Jacobiana do fluxo de carga tem dimensão **n x n**, cada submatriz tem as seguintes dimensões:

$$A = (n-2)\,x\,(n-2) \qquad C = 2x\,(n-2)$$

$$B = (n-2)\,x\,2 \qquad D = 2\,x\,2$$

Portanto, $D_{\ell\ell}' = D - CA^{-1}B$ tem dimensão 2 x 2.

De acordo com a fórmula de Schur, apresentada no Apêndice III, o determinante da matriz Jacobiana **J** da equação (3.34) pode ser dado por:

$$\det(J) = \det(D_{\ell\ell}')\det(A) \tag{3.39}$$

Como a condição crítica para a estabilidade de tensão é **det (J) = 0**, e assumindo que a matriz é não-singular, pode-se dizer que o determinante de $\mathbf{D'}_{\ell\ell}$ torna-se nulo no ponto de colapso, onde pequenas variações de carga produzem grandes variações de tensão e ângulo. Isto é refletido em:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_\ell \\ \Delta V \ell \end{bmatrix} = [D_{\ell\ell}'] \begin{bmatrix} \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} \tag{3.40}$$

Portanto, o menor determinante de $\mathbf{D'}_{\theta}$ indica a barra mais sensível a variações de carga, ou seja, a barra crítica do sistema.

Observa-se que independentemente do tamanho do sistema analisado, a dimensão da matriz $\mathbf{D'}_{\theta}$ será sempre 2 x 2 e seu determinante será facilmente calculado.

O sinal e a magnitude do determinante da matriz $\mathbf{D'}_{\theta}$ traduz a sensibilidade do módulo e ângulo de tensão, em relação à variação de carga ativa e reativa na barra em análise. Se $\mathbf{det}\ [\ \mathbf{D'}_{\theta}\ ] > \mathbf{0}$, o sistema está na região normal de operação e é desejável que este determinante seja o maior possível. Se $\mathbf{det}\ [\ \mathbf{D'}_{\theta}\ ] < \mathbf{0}$, o sistema está na região instável de operação. Se $\mathbf{det}\ [\ \mathbf{D'}_{\theta}\ ] \cong \mathbf{0}$, grande variação de tensão ocorre para pequena variação de carga, significando que a máxima transmissão de potência ativa/reativa foi alcançada.

As referências [9,10] mostram que enquanto o valor do determinante da matriz Jacobiana pode variar de um valor altamente positivo para um valor altamente negativo, passando rapidamente por zero, o valor do determinante de $[\mathbf{D'}_{\theta}]$ varia lentamente com a variação de carga, sendo por isso um bom indicador para a proximidade da região de colapso de tensão. Isto pode ser explicado pela possibilidade de uma pequena área de um grande sistema apresentar problema de estabilidade de tensão, ou seja, $\mathbf{det}\ [\ \mathbf{D'}_{\theta}\ ] \cong \mathbf{0}$ muito embora o sistema como um todo possa ser considerado bastante forte, isto é, $\mathbf{det}\ [\ \mathbf{J}\ ] > > \mathbf{0}$. Por isso, a adoção do valor do determinante da matriz Jacobiana $[\ \mathbf{J}\ ]$ para análise do problema não é adequada. A referência[17], no entanto, mostra que para o determinante de $\mathbf{D'}_{\theta}$ fornecer bons resultados, a barra crítica do sistema precisa ser previamente conhecida. Seu uso torna-se ainda mais restrito quando os limites de geração de potência reativa são considerados, e descontinuidades podem surgir. Estas características serão detalhadas a seguir.

3.5 Comparação entre os Métodos

A referência [17] faz uma comparação entre os métodos descritos nas seções 3.2, 3.3 e 3.4, utilizando o sistema de 300 barras do **IEEE**. Os testes são realizados escolhendo-se uma direção de crescimento de carga, de acordo com o carregamento inicial de cada barra. O sistema então é levado de um ponto de operação inicial até o ponto de bifurcação, através de mudança no carregamento (variação do parâmetro λ).

Para cada ponto de operação, o menor valor singular e o menor autovalor absoluto da matriz Jacobiana do fluxo de carga, **J**, e da matriz Jacobiana reduzida, $\mathbf{J_{QV}}$, são anotados. Os resultados obtidos em [17] são repetidos aqui por conveniência. Considera-se somente os casos em que os limites de geração de potência reativa são considerados. A Figura 3.1 mostra o comportamento dos menores autovalor e valor singular em função do aumento do carregamento do sistema. Para este sistema, a barra crítica identificada no ponto de colapso é a barra 526.

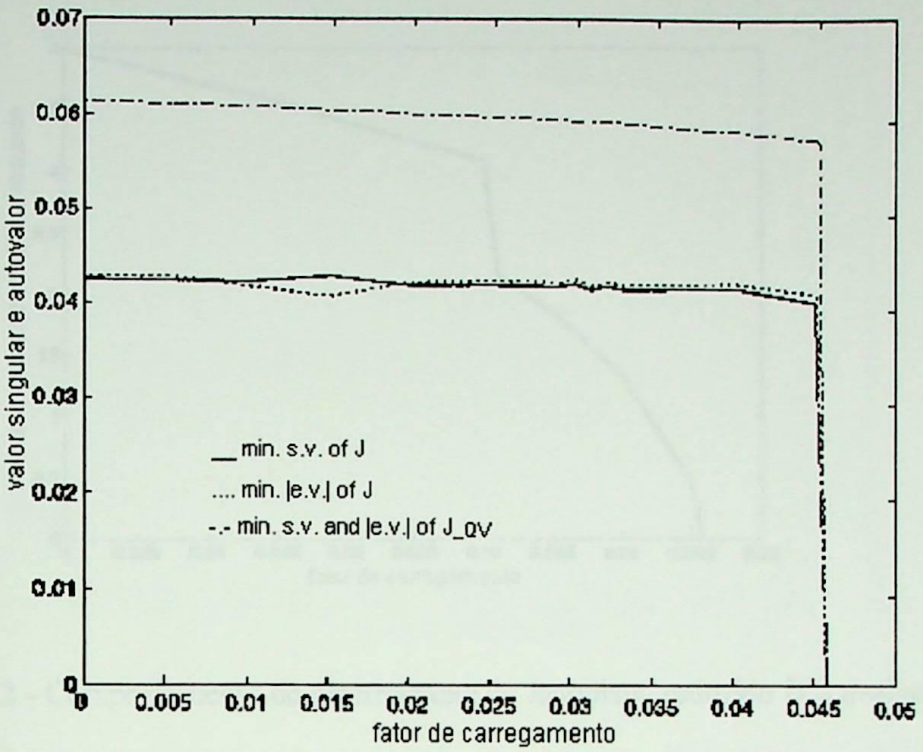


Figura 3.1 - Comportamento do menor autovalor e valor singular

Outro índice identificado durante os testes é o determinante da matriz Jacobiana reduzida, $\mathbf{D'}_{\ell\ell}$. A Figura 3.2 ilustra a resposta do determinante em relação à barra crítica (c = 526), e a Figura 3.3 mostra a resposta do determinante em relação a uma outra barra identificada como não crítica (ℓ = 192). Nota-se a diferença entre as Figuras 3.2 e 3.3, mostrando claramente que o uso do determinante $\mathbf{D'}_{\ell\ell}$ depende do conhecimento da barra crítica. Outra observação importante pode ser feita em relação à Figura 3.1, e sua semelhança com a Figura 3.3. Pode-se concluir que o menor autovalor em cada ponto não é necessariamente o autovalor que vai se anular no ponto de colapso. Entretanto, identificar o autovalor "crítico" não é trivial.

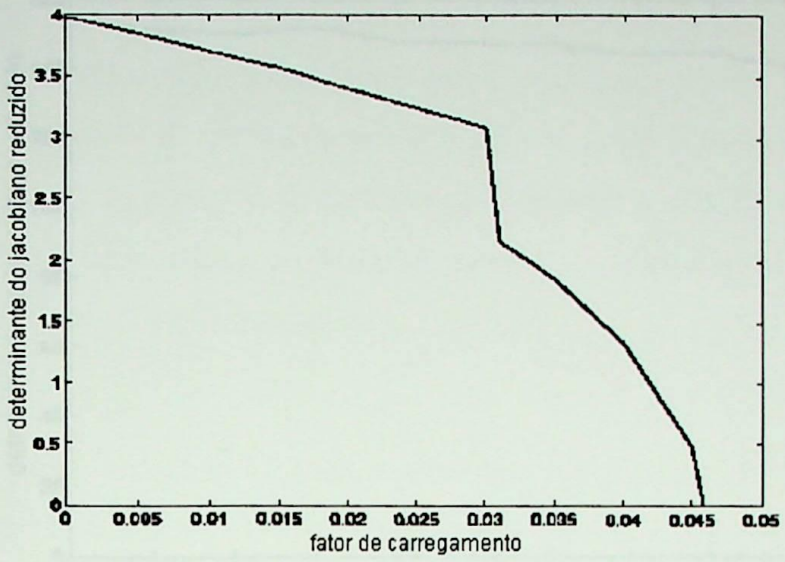


Figura 3.2 - Comportamento do determinante do Jacobiano reduzido $\mathbf{D'}_{ll}$ avaliado para a barra crítica (526)

Escola de Engenharia
Biblioteca
MAUÁ
BIM
de Itajubá - EFEI

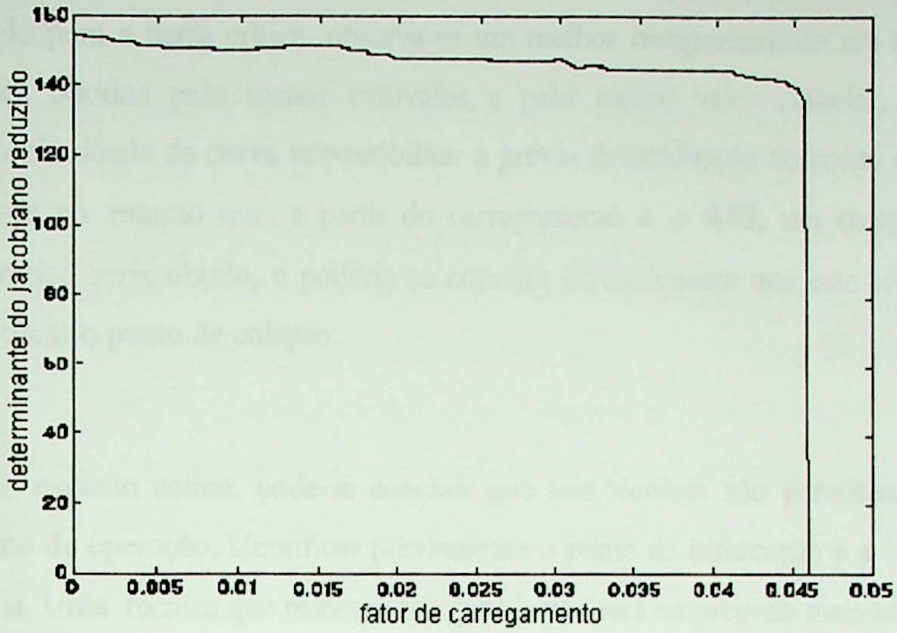


Figura 3.3 - Comportamento do determinante do Jacobiano reduzido $\mathbf{D'}_{ll}$ avaliado para uma barra não crítica (192)

Com base nos resultados apresentados nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3, a referência [17] conclui o seguinte:

- A decomposição da matriz Jacobiana reduzida J_{QV}, tanto por valores singulares quanto por autovalores, proporciona resultados idênticos, pois esta matriz é quase simétrica.
- O mínimo autovalor e o mínimo valor singular da matriz reduzida $\mathbf{J_{QV}}$ apresentam um melhor comportamento do que os valores correspondentes obtidos para a matriz Jacobiana completa **J**, em função de serem mais sensíveis às variações de carga. No entanto, nenhum destes valores pode ser usado como um índice de proximidade para o colapso de tensão, devido à súbita redução no índice quando se aproxima do ponto de colapso.
- Quanto ao determinante $\mathbf{D'}_{ll}$ da matriz Jacobiana reduzida, nota-se que a escolha de uma barra não crítica para análise produz resultados indesejáveis, uma vez que uma

súbita variação no índice no ponto de bifurcação é observada. Quando este índice é traçado para a barra crítica, observa-se um melhor comportamento em relação aos índices obtidos pelo menor autovalor e pelo menor valor singular, apesar da descontinuidade da curva impossibilitar a prévia determinação do ponto de colapso. Nota-se no entanto que, a partir do carregamento $\lambda \cong \mathbf{0.03}$, um comportamento quadrático seria obtido, e poderia se concluir erroneamente que esta técnica pode identificar o ponto de colapso.

Diante do exposto acima, pode-se concluir que tais técnicas não permitem, para um dado ponto de operação, identificar previamente o ponto de bifurcação e a barra crítica do sistema. Uma técnica que resolve estes problemas será empregada mais adiante.

3.6 **Outros Métodos**

Existem outros métodos propostos na literatura , como por exemplo o método da continuação [4,14,15], o método direto [6] e os métodos de partição de redes [22].

O método da continuação resolve o problema de convergência do fluxo de carga convencional nos pontos de operação próximos ao limite de estabilidade de tensão. Este método reformula as equações do fluxo de carga, de modo que elas permanecem bem-condicionadas em qualquer condição de carregamento. Isto torna possível a solução do fluxo de carga para pontos de operação estáveis e instáveis. O princípio geral deste método é prever um ponto de possível solução para uma dada variação em um parâmetro e, usando este valor previsto, realizar iterações até ser obtida uma solução real na curva de soluções. A desvantagem deste método consiste no alto esforço computacional exigido para sistemas de potência de grande porte.

O método direto determina iterativamente o ponto de bifurcação (x_0, λ_0), usando o método de Newton-Raphson modificado, porém não traça o diagrama de bifurcação. A desvantagem deste método é que requer uma boa previsão inicial para se obter a

convergência, isto é, é necessário o conhecimento de um ponto de operação próximo a (x_0, λ_0).

Os métodos de partição de redes têm por objetivo a redução do esforço computacional requerido pelo método da continuação para a determinação do ponto de bifurcação. Os métodos de partição de redes reduzem a dimensão do sistema substancialmente, e a partir do subsistema de interesse aplica-se qualquer uma das técnicas previamente discutidas. As técnicas de partição de redes são baseadas no determinante da matriz Jacobiana reduzida, autovetor à direita, vetor tangente e técnicas combinadas. Estes métodos de partição de redes têm como desvantagem o fato de que a determinação imprecisa dos subsistemas pode levar a resultados bem distantes do real. Além do mais, uma partição de redes avaliada em relação ao primeiro ponto de operação pode induzir a erros grosseiros, uma vez que uma área não considerada crítica pode vir a ser crítica durante o processo de colapso de tensão.

Uma vez que os índices para prevenção de colapso de tensão não fornecem um comportamento previsível, a metodologia empregada neste trabalho, que consegue prever o ponto de colapso, será discutida no próximo capítulo.

Capítulo 4

Determinação da Barra Crítica e do Ponto de Colapso pelo Método do Vetor Tangente

4.1 Introdução

Como já foi discutido anteriormente, a determinação do ponto de colapso e da barra crítica de um sistema elétrico tem sido um tema de interesse de muitos pesquisadores. No Capítulo 3 vários métodos de análise de estabilidade de tensão foram apresentados, porém todos eles possuem desvantagens que limitam suas aplicações, principalmente no que diz respeito à prévia identificação da barra crítica. Este Capítulo apresenta um índice mais eficiente para avaliação da estabilidade de tensão de um sistema elétrico através do método do vetor tangente, que também identifica a barra crítica para pontos de operação diferentes do ponto de colapso.

4.2 Método do Vetor Tangente

A determinação do vetor tangente e sua aplicação para avaliação de estabilidade de tensão é mostrada a seguir [12,13,18]:

O modelo de fluxo de potência usado neste trabalho é representado pelo seguinte conjunto de equações algébricas:

$$f(x, \lambda) = 0 \tag{4.1}$$

onde λ é o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio estável para outro e **x** representa as variáveis de estado. O vetor tangente mostra como as variáveis de estado se modificam com o carregamento. Seja o sistema linearizado de equações representado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \tag{4.2}$$

onde **J** é a matriz Jacobiana do fluxo de carga, os vetores $\Delta \mathbf{P_g}$ e $\Delta \mathbf{P_\ell}$ contêm, respectivamente, as variações incrementais de potência ativa das barras de tensão controlada e de carga, o vetor $\Delta \mathbf{Q_\ell}$ contém as variações incrementais de potência reativa das barras de carga e os vetores $\Delta \theta_g$, $\Delta \theta_\ell$ e $\Delta \mathbf{V_\ell}$ contêm, respectivamente, as correspondentes variações incrementais nos ângulos e módulos das tensões nodais. A partir da equação 4.2, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} \tag{4.3}$$

O aumento de carga é obtido da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} P_{\ell i} &= P_{\ell io} (1 + \Delta\lambda) \\ Q_{\ell i} &= Q_{\ell io} (1 + \Delta\lambda) \end{aligned} \tag{4.4}$$

onde $\mathbf{P_{\ell i}}$ e $\mathbf{Q_{\ell i}}$ são as cargas ativa e reativa após a variação do parâmetro λ, e $\mathbf{P_{\ell io}}$ e $\mathbf{Q_{\ell io}}$ são as cargas ativa e reativa iniciais na barra **i**.

Da mesma forma, o aumento de geração de potência ativa é dado por:

$$P_{gi} = P_{gio}\,(\,1 + \Delta\lambda\,) \tag{4.5}$$

Onde $\mathbf{P_{gi}}$ é a geração de potência ativa na barra **i** após a variação do parâmetro λ e $\mathbf{P_{gio}}$ é a geração de potência ativa inicial na barra **i**. Portanto, tem-se:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\ell i} &= P_{\ell io}\,\Delta\,\lambda \\ \Delta Q_{\ell i} &= Q_{\ell io}\,\Delta\lambda \\ \Delta P_{gi} &= P_{gio}\,\Delta\,\lambda \end{aligned} \tag{4.6}$$

Assim sendo, a Equação 4.3 torna-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_g \\ \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{go} \\ P_{\ell o} \\ Q_{\ell o} \end{bmatrix} \Delta\lambda \tag{4.7}$$

onde os vetores $\mathbf{P_{go}}$, $\mathbf{P_{\ell o}}$ e $\mathbf{Q_{\ell o}}$ contêm, respectivamente, as gerações de potência ativa, as cargas ativas e as cargas reativas de todas as barras.

O vetor tangente é finalmente obtido:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_g \\ \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta\lambda} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{go} \\ P_{\ell o} \\ Q_{\ell o} \end{bmatrix} \tag{4.8}$$

Pelas expressões acima, observa-se o pequeno esforço computacional necessário para o cálculo do vetor tangente, desde que este cálculo é mais rápido do que uma iteração de fluxo de carga.

Tendo-se determinado o vetor tangente, a maior entrada (o maior componente em módulo) deste vetor identifica a variável que mais se modifica para uma variação de carga, e a barra à qual esta variável estiver relacionada é, consequentemente , a barra crítica. É importante ressaltar que cada barra de carga tem duas entradas no vetor tangente, uma associada ao ângulo de fase e outra ao nível de tensão.

Outro ponto relevante é que o vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo no ponto de singularidade, conforme mostra a referência[19].

O método do vetor tangente também pode ser aplicado à matriz Jacobiana reduzida $\mathbf{J_{QV}}$. Neste caso, de maneira semelhante à usada para o caso do Jacobiano completo **J**, o vetor tangente pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$\left[\frac{\Delta V_\ell}{\Delta \lambda}\right] = \left[J_{QV}\right]^{-1}\left[Q_{to}\right] \tag{4.9}$$

A referência [18] mostra que o vetor tangente apresenta-se bem comportado tanto se calculado para o Jacobiano completo **J**, quanto se calculado para o Jacobiano reduzido $\mathbf{J_{QV}}$.

Pode-se observar o comportamento do vetor tangente na Figura 4.1[12]. Utilizando-se o sistema de 300 barras do IEEE citado no Capítulo 3, é traçado o gráfico com dois componentes deste vetor: o inverso da maior entrada no vetor tangente (linha tracejada) e o inverso do componente associado à barra crítica 526 (linha cheia), ambos em função do parâmetro λ. Observa-se que ambas as curvas resultam em uma só com o sistema ainda longe do ponto de bifurcação, indicando que a barra 526 torna-se crítica naquele ponto. Este tipo de informação não havia sido fornecida por nenhuma das técnicas previamente estudadas. Observa-se, contudo, que a descontinuidade observada na Figura 4.1, devido à consideração de limites de geração de potência reativa, é um obstáculo para prever o ponto de bifurcação. Este problema é superado através da extrapolação quadrática, que estima o

ponto de colapso de tensão num tempo computacional satisfatório. Esta metodologia será apresentada a seguir.

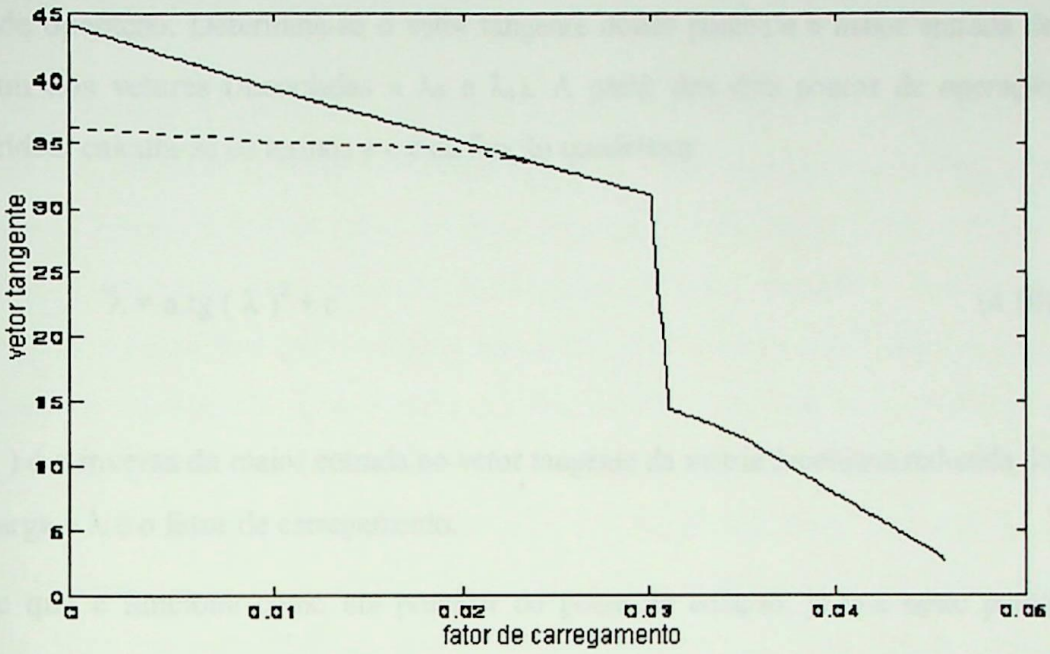


Figura 4.1 – Comportamento do vetor tangente

4.3 Metodologia para Determinação do Ponto de Colapso de Tensão

Assumindo-se que um ponto de operação inicial (associado a λ_0), bem como seu vetor tangente sejam conhecidos. Logo, a barra crítica inicial é conhecida, isto é, aquela barra associada a maior entrada no vetor tangente .

Se o sistema for levemente carregado, um novo ponto de operação (associado a λ_1) e seu vetor tangente podem ser calculados. A maior entrada deste vetor tangente constitui o componente de interesse. Assumindo-se que o maior componente do vetor tangente forneça

um comportamento quadrático em função do parâmetro λ, a seguinte metodologia pode ser empregada [12]:

1. A partir de um ponto de operação inicial, aumenta-se a carga para se obter um novo ponto de operação. Determina-se o vetor tangente destes pontos e a maior entrada de cada um dos vetores (associadas a λ_0 e λ_1). A partir dos dois pontos de operação conhecidos, calcula-se os termos **a** e **c** da função quadrática:

$$\lambda = a.tg(\lambda)^2 + c \qquad (4.10)$$

onde tg (λ) é a inversa da maior entrada no vetor tangente da matriz Jacobiana reduzida do fluxo de carga e λ é o fator de carregamento.

Observa-se que **c** funciona como um previsor do ponto de colapso, já que neste ponto tg (λ) = 0.

2. Extrapola-se a função e determina-se o ponto onde esta cruza o eixo λ ($\lambda_* = c$). Esta é a estimativa inicial para o ponto de colapso. Aplica-se o valor λ_* para carga e geração.

3. Se o sistema de equações convergir para uma solução, volta-se ao Passo 1. Senão, calcula-se um novo λ através da expressão

$$\lambda_{*novo} = (\lambda_* - \lambda_1)/2 + \lambda_1 \qquad (4.11)$$

Se o sistema de equações convergir para uma solução quando λ_{*novo} é aplicado, volta-se ao Passo 1. Senão, $\lambda*_{novo}$ substitui $\lambda*$ na equação 4.11, e um outro λ_{*novo} é calculado. Este processo converge para λ_0, que é o ponto de colapso de tensão. Esta metodologia estima o

ponto de colapso de tensão num tempo computacional satisfatório. Em comparação com o método da continuação é em torno de 1/3 menor[12].

4.4 Metodologia para Análise de Contingências

A Figura 4.2 mostra a curva PV associada a barra 14 do sistema teste IEEE-14 barras,quando os limites de geração de potência reativa são considerados. Este sistema está representado na Figura 4.3. Três casos são considerados: 1) linha cheia, para o caso em queo sistema é analisado sem mudanças topológicas, 2) linha tracejada e pontilhada, quando alinha de transmissão que conecta as barras 5 e 6 é removida e 3) linha tracejada, quando a linha de transmissão que conecta as barras 6 e 13 é removida. De acordo com a Figura 4.2, a saída da linha que conecta as barras 5 e 6 é a mais crítica para o sistema, uma vezque o ponto de colapso de tensão é obtido para uma margem de carga bem menor. A figura também mostra a norma do vetor tangente calculada no ponto de equilíbrio após cada contingência. Note que a contingência mais crítica (menor margem de carga) está associada a maior norma. Espera-se, como consequência deste resultado, que quanto maior for a norma do vetor tangente em um determinado ponto de operação, menor será a distância deste ponto até o ponto de bifurcação. Baseado nesta característica do vetor tangente, propõe-se avaliar o ponto de equilíbrio e a norma deste vetor após a retirada decada linha de transmissão do sistema. Com o conhecimento deste ponto de equilíbrio, calcula-se o vetor tangente associado e sua norma. Após a execução deste processo para todas as linhas de transmissão do sistema, ordena-se as normas em ordem decrescente, de forma se a obter o grau de severidade das contingências críticas do sistema[20].

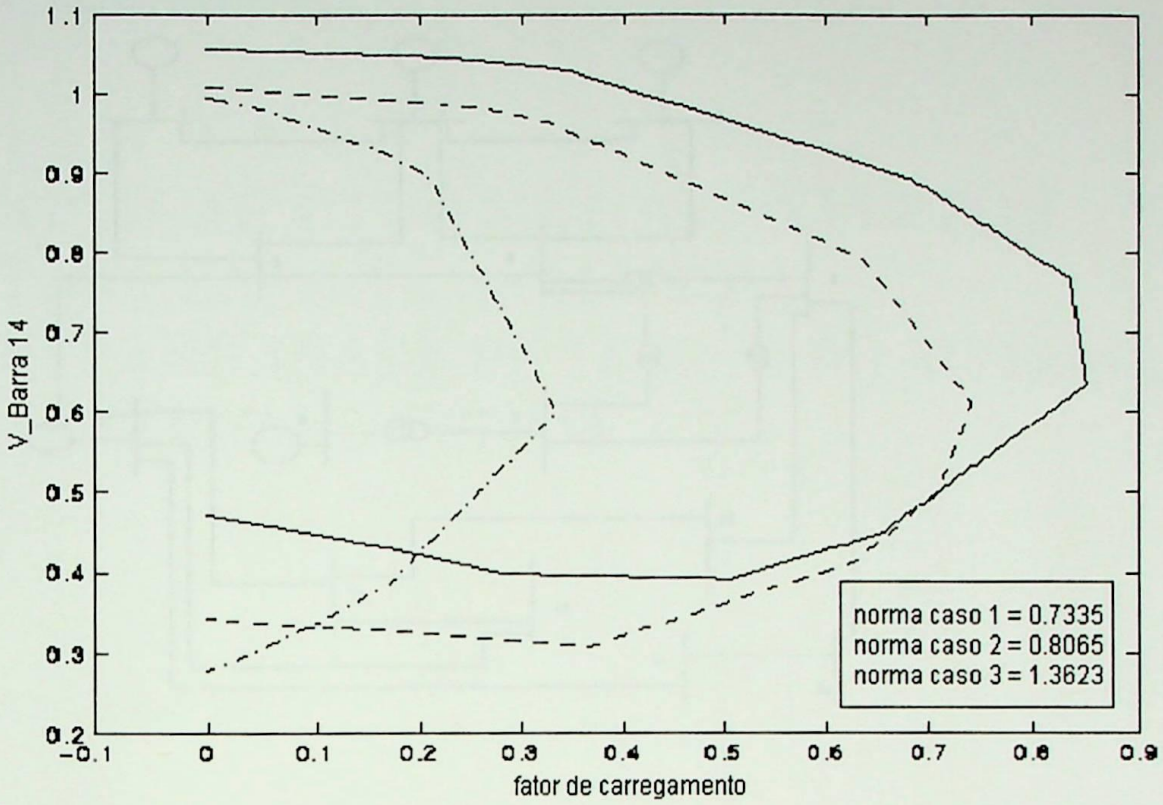


Figura 4.2 - Resultado Sistema IEEE - 14 Barras (Tensão_Barra 14)

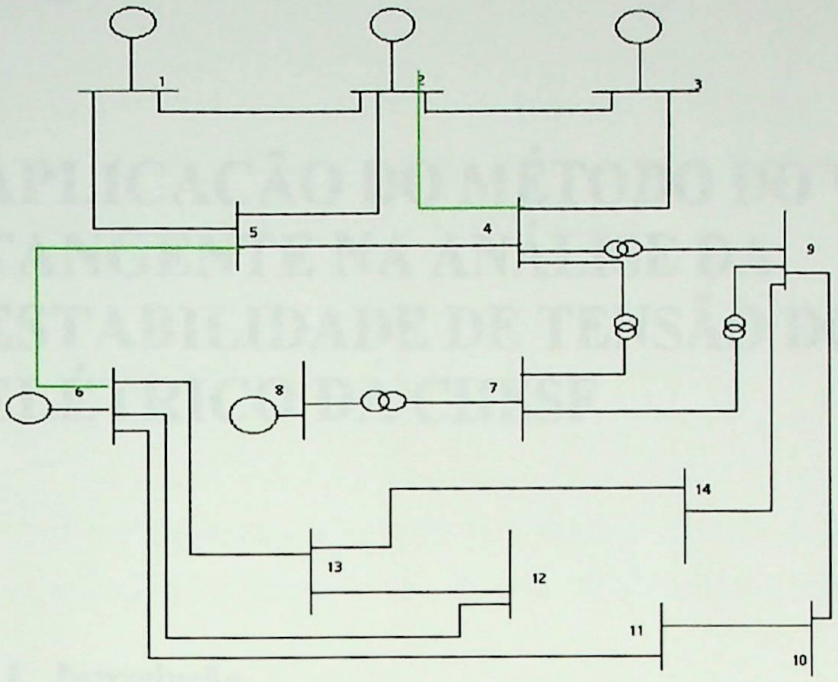


Figura 4.3 - Sistema de 14 Barras IEEE

Capítulo 5

APLICAÇÃO DO MÉTODO DO VETOR TANGENTE NA ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA CHESF

5.1 Introdução

Nos capítulos anteriores foram mostrados os conceitos, fundamentos teóricos e métodos de análise de estabilidade de tensão, culminando com a apresentação do método do vetor tangente no Capítulo 4.

Este Capítulo trata da análise da estabilidade de tensão de um sistema elétrico, utilizando o método do vetor tangente para a determinação da barra crítica e do ponto de colapso de tensão do sistema. O objetivo dos testes realizados é avaliar a eficiência do método do vetor tangente, comparando-o com o método da decomposição da matriz Jacobiana em autovalores. Nesta análise de estabilidade de tensão, a partir de um caso base, onde os limites de geração de potência reativa são considerados, foram avaliados os seguintes aspectos:

- Análise de contingências

Para cada contingência estudada será calculada a norma do vetor tangente. Após a determinação de todas as normas, elas serão ordenadas com o objetivo de se avaliar o grau de severidade das contingências críticas do sistema.

- Efeito da modelagem da carga

Será feita uma avaliação do efeito da modelagem da carga de uma determinada área, a partir do cálculo da norma do vetor tangente e de suas maiores entradas.

- Efeito do corte de carga

Será feita uma avaliação da eficiência do corte de carga na barra crítica identificada pelo vetor tangente, em comparação com um corte de carga efetuado em outra barra qualquer.

- Efeito da compensação de potência reativa

Será avaliada a eficiência da compensação de potência reativa quando efetuada na barra crítica identificada pelo vetor tangente, em comparação com uma compensação efetuada em outra barra qualquer.

5.2 Características do Sistema Elétrico em Análise

O sistema elétrico utilizado nestes estudos de estabilidade de tensão foi o Sistema Nordeste Brasileiro(ver Apêndice IV), que é interligado com o Sistema Norte. O Sistema Nordeste se

caracteriza por ser um sistema basicamente radial e com sua geração concentrada no Complexo de Paulo Afonso no Rio São Francisco. As usinas mais importantes deste complexo são as de Sobradinho(1140MW), Luiz Gonzaga(1500MW), Xingó(3000MW) e Paulo Afonso IV (2460MW). A política de despacho destas usinas leva em consideração além da demanda do sistema, o valor do intercâmbio entre os sistemas Norte/Nordeste e o valor de potência mínima sincronizada. As usinas de Sobradinho e de Luiz Gonzaga têm um despacho "flat", enquanto que duas máquinas de Xingó e três de Paulo Afonso IV são despachadas de acordo com a demanda, sendo o balanço feito em Paulo Afonso IV. Este complexo apresenta uma malha de 500kV que interliga suas usinas com a UHE de Tucuruí no rio Tocantins, formando assim o Sistema Interligado Norte/Nordeste Brasileiro. As usinas do Complexo de Paulo Afonso se interligam aos grandes centros consumidores do Nordeste através de:

- 5 troncos de 230kV para Fortaleza com 650km de extensão,
- 2 troncos de 500kV e 4 troncos de 230kV para Recife com extensão de 390km e
- 2 troncos de 500kV e 2 troncos de 230kV para Salvador com extensão de 360km.

A partir destes grandes centros, derivam-se, também de maneira radial, outros centros consumidores de menor porte. Deve-se destacar também os equipamentos de compensação de potência reativa mais importantes do sistema, a saber:

- 2 compensadores síncronos de 150Mvar cada na região de Salvador,
- 2 compensadores síncronos de 150Mvar cada na região de Recife,
- 1 compensador estático de 40Mvar em Natal,
- 1 compensador estático de 225Mvar em Fortaleza e
- 1 compensador estático de 116Mvar na SE Milagres, distante 400km de Fortaleza.

O mercado do Sistema Nordeste é de 7.600MW, com capacidade instalada de 10.270MW. O mercado do Sistema Norte é de 2.700MW, com capacidade instalada de 3.600MW.

5.3 Resultados Obtidos

A seguir serão apresentados os resultados das simulações realizadas. Em todos os casos estudados foram monitorados a norma do vetor tangente e os maiores componentes deste vetor que indicam as barras mais críticas do sistema. Em alguns casos monitorou-se também o menor autovalor e o autovetor à direita associado, com o intuito de se verificar a eficiência de cada técnica na identificação da barra crítica.

As áreas do Sistema Nordeste que foram analisadas nestes estudos de estabilidade de tensão são as seguintes:

- Área Leste, abrange os estados de AL, PE, PB e parte do RN.
- Área Norte, que abrange o estado do CE e parte do RN.
- Área Oeste, que compreende o estado do PI.

5.3.1 Análise do Caso Base

A análise do caso base visa estudar o comportamento de dois componentes do vetor tangente: o maior componente em módulo em cada ponto de operação e aquele associado à barra crítica, ambos em função do parâmetro "fator de carregamento" λ. Desta forma, verifica-se o montante de aumento de carga associado ao instante em que a barra crítica é identificada. Este fator de carregamento λ é dado em valor percentual acrescentado à carga inicial A Figura 5.1 representa o gráfico correspondente destes componentes em função de λ. A linha tracejada representa a inversa da maior entrada no vetor tangente e a linha cheia representa a inversa da componente associada à barra crítica. Observa-se que ambas as curvas resultam em uma só com o sistema ainda longe do ponto de colapso, confirmando assim que o vetor tangente consegue identificar a barra crítica com bastante antecedência.

A Tabela 5.1 foi construída para enfatizar a diferença entre os comportamentos do vetor tangente e do autovetor à direita durante o processo de colapso de tensão. As entradas **crtg** e **creig** correspondem à barra crítica de cada ponto de operação pelo vetor tangente e autovetor à direita. A prévia indicação da barra crítica (506-SE Teresina) pelo vetor tangente, demonstra esta importante característica que não é obtida pelo autovetor à direita. Observou-se também que a barra 506 já aparece em quarto lugar no "ranking" das barras críticas com $\lambda = 0$ e em terceiro lugar com $\lambda = 2\%$, pelo método de vetor tangente, enquanto que pelo autovetor à direita esta barra só aparece em quinto lugar com $\lambda = 12\%$.

Neste caso base, a metodologia apresentada no Capítulo 4 é empregada para se determinar o ponto de colapso de tensão. A margem de carga obtida até o ponto de bifurcação é de 17%, com uma tolerância de 0.001 pu, o que é bastante coerente com o último fator de carregamento possível de ser aplicado para o cálculo do vetor tangente que foi de 15%.

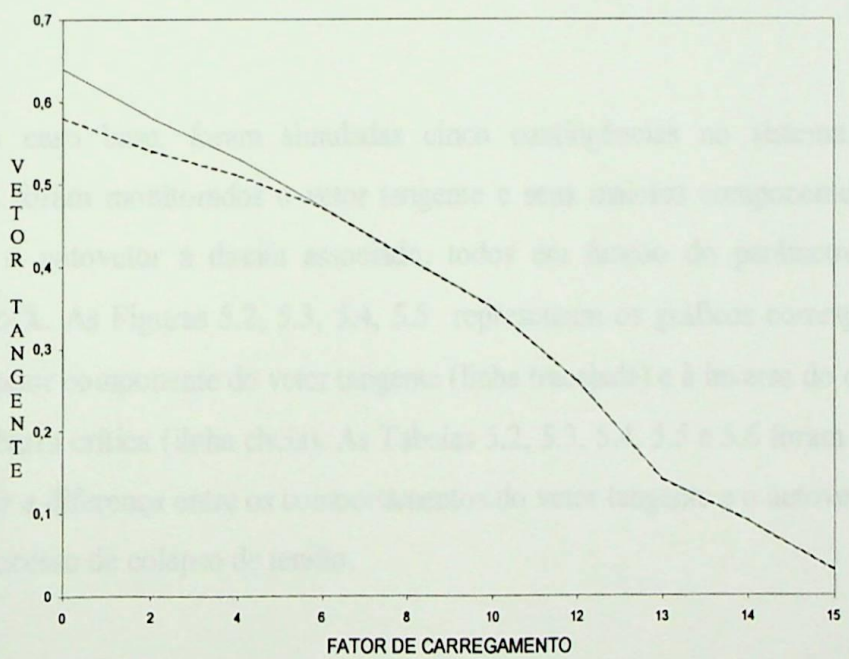


Figura 5.1 - Análise do Caso Base

Tabela 5.1 - Análise do Caso Base

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	484	266	13.77	0.069
2	484	266	14.41	0.067
4	484	266	15.31	0.064
6	484	487	16.30	0.062
8	506	487	17.59	0.059
10	506	487	19.36	0.055
12	506	487	26.55	0.044
13	506	506	41.92	0.029
14	506	506	61.57	0.020
15	506	506	163.90	0.008

5.3.2 Análise de Contingências

A partir do caso base, foram simuladas cinco contingências no sistema. Em cada contingência foram monitorados o vetor tangente e seus maiores componentes, o menor autovalor e o autovetor à direita associado, todos em função do parâmetro "fator de carregamento"λ. As Figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 representam os gráficos correspondentes à inversa do maior componente do vetor tangente (linha tracejada) e à inversa do componente associado à barra crítica (linha cheia). As Tabelas 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6 foram construídas para enfatizar a diferença entre os comportamentos do vetor tangente e o autovetor à direita durante o processo de colapso de tensão.

- Contingência 1 - Abertura do anel entre as áreas Norte e Leste

Esta contingência provoca a abertura da interligação entre as áreas Norte e Leste, criando um longo radial em 138kV derivado da SE Campina Grande (CGD), fazendo com que a SE Currais Novos (CRD) que se situa na ponta deste radial se torne a área crítica do sistema. Como pode ser observado na Figura 5.2 e Tabela 5.2, a barra crítica 266(CRD) é identificada previamente tanto pelo vetor tangente quanto pelo autovetor à direita, o que mostra a severidade desta contingência que também pode ser observada pela norma do vetor tangente comparada ao caso base(13.77).

Estudos realizados pela Chesf, empresa que opera o Sistema Nordeste, utilizando o programa de fluxo de carga da PECO, indicam que nesta configuração as barras mais sensíveis para o corte de carga são as das SE CRD e Santa Cruz (STD) [21], o que é coerente com a análise realizada utilizando-se o vetor tangente.

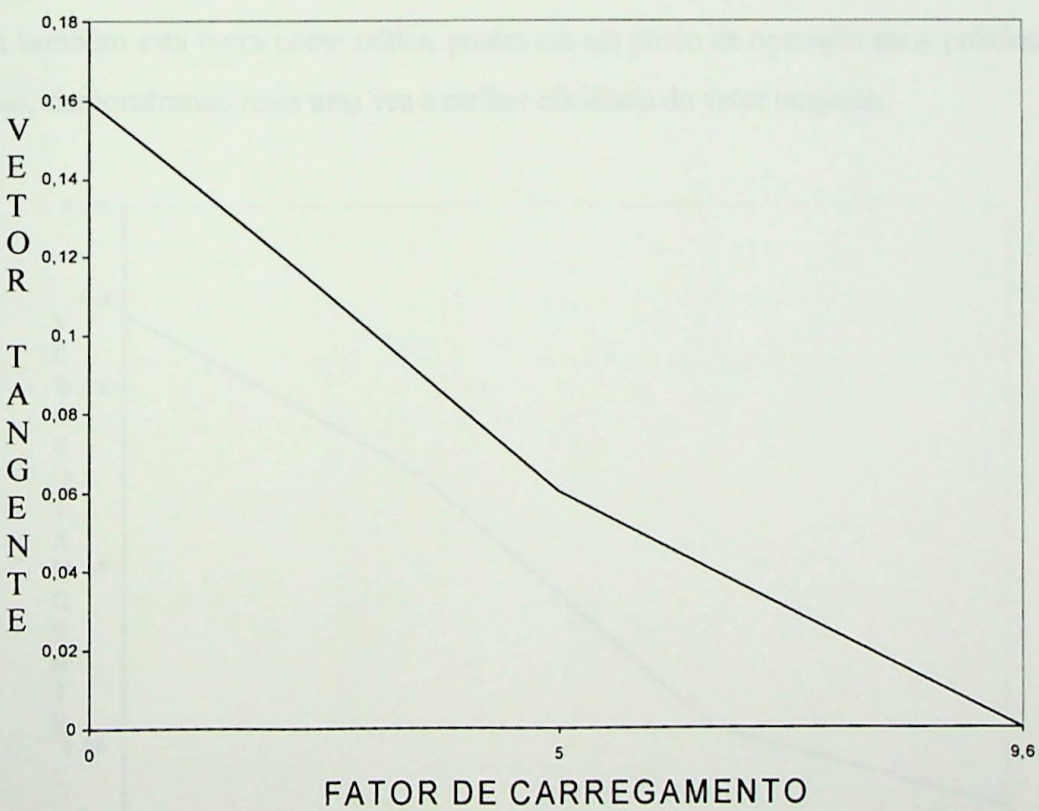


Figura 5.2 - Contingência 1

Tabela 5.2 - Contingência 1

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	266	266	27.24	0.022
5	266	266	70.39	0.009
9.6	266	266	∞	0.0002

- Contingência 2 - Perda de 1 LT 230kV Paulo Afonso/Milagres (PAF/MLG)

Como pode ser observado na Figura 5.3 e Tabela 5.3, esta contingência é também bastante severa. A perda desta linha de transmissão compromete o suprimento às cargas da área Norte, tornando-a crítica do ponto de vista de estabilidade de tensão. A análise pelo vetor tangente mostra este fato, indicando previamente a barra 484 como crítica. Esta barra pertence a SE Sobral (SBD) que se situa na área Norte. Quanto ao autovetor à direita ele indica também esta barra como crítica, porém em um ponto de operação mais próximo do colapso, demonstrando mais uma vez a melhor eficiência do vetor tangente.

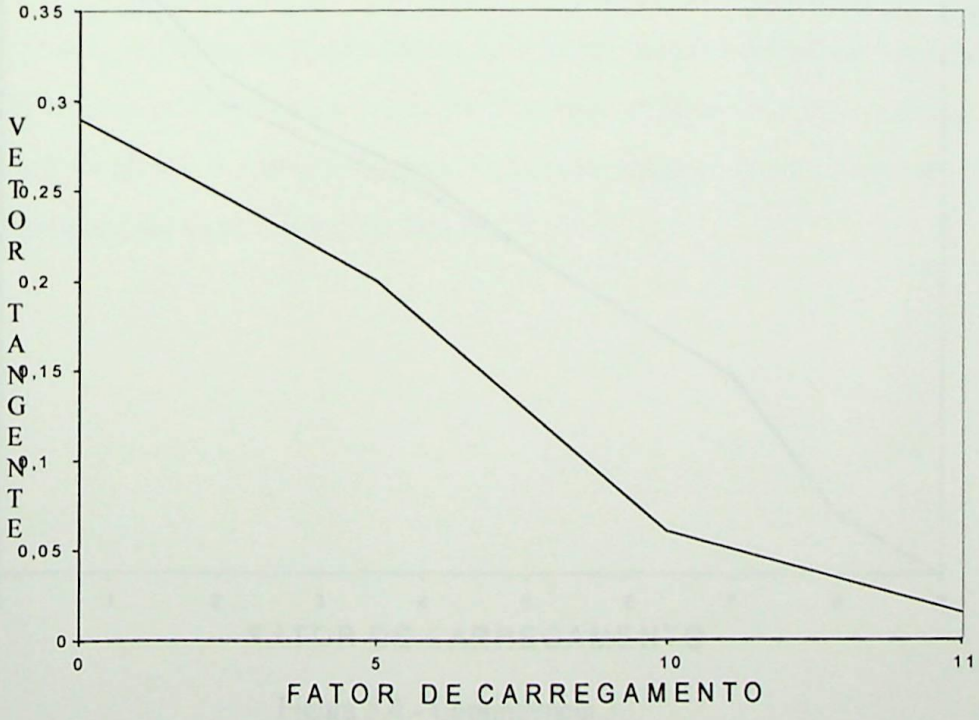


Figura 5.3 - Contingência 2

Tabela 5.3 - Contingência 2

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	484	266	26.79	0.046
5	484	484	36.40	0.036
10	484	484	113.85	0.013
11	484	484	421.81	0.004

- Contingência 3 - Perda da LT 500kV Paulo Afonso/Angelim (PAF/AGD)

Esta contingência mostra mais uma vez a melhor eficiência do vetor tangente em relação ao autovetor à direita, pois ele indica com mais antecedência a barra crítica do que o autovetor à direita, como pode ser observado na Figura 5.4 e Tabela 5.4.

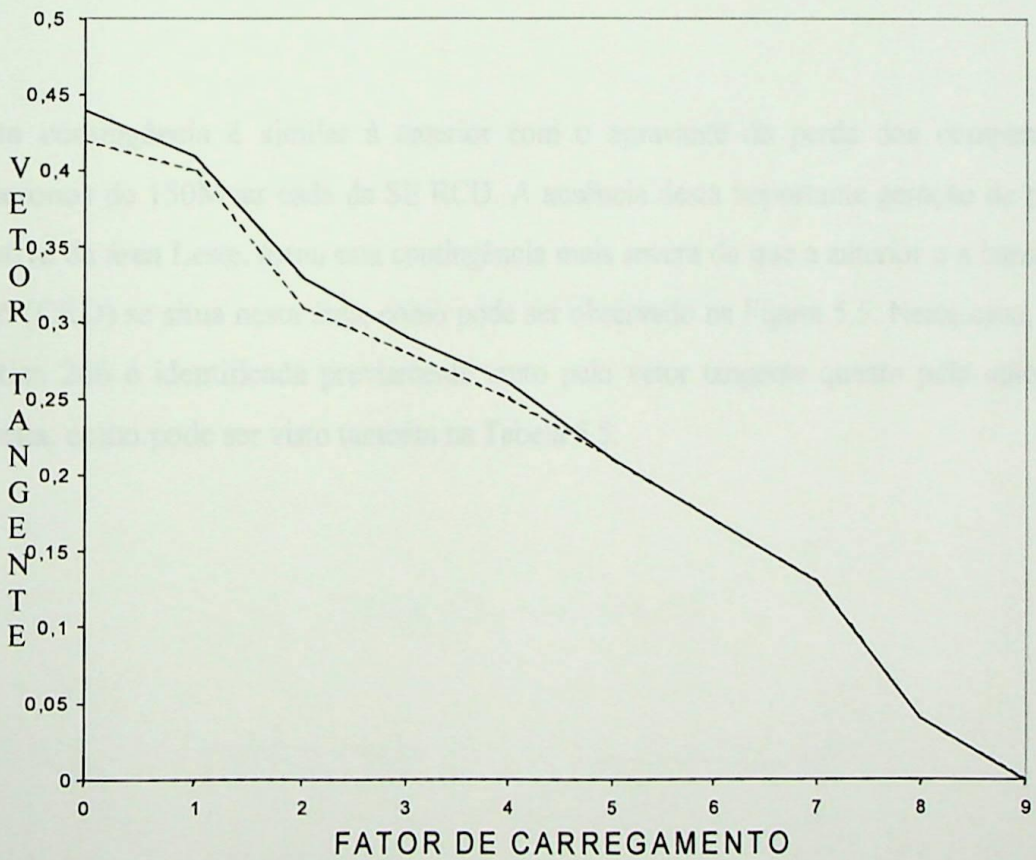


Figura 5.4 - Contingência 3

Tabela 5.4 - Contingência 3

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	484	266	18.76	0.059
1	484	487	19.54	0.057
2	484	487	24.89	0.049
3	484	487	26.75	0.046
4	484	487	29.18	0.043
5	506	484	34.50	0.038
6	506	487	39.94	0.034
7	506	506	49.37	0.027
8	506	506	174.18	0.011
9	506	506	60194.34	0.000

- Contingência 4 - Perda da LT 500kV PAF/AGD sem os compensadores síncronos da SE RECIFE (RCD)

Esta contingência é similar à anterior com o agravante da perda dos compensadores síncronos de 150Mvar cada da SE RCD. A ausência desta importante geração de potência reativa da área Leste, torna esta contingência mais severa do que a anterior e a barra crítica 266 (CRD) se situa nesta área, como pode ser observado na Figura 5.5. Neste caso, a barra crítica 266 é identificada previamente tanto pelo vetor tangente quanto pelo autovetor à direita, como pode ser visto também na Tabela 5.5.

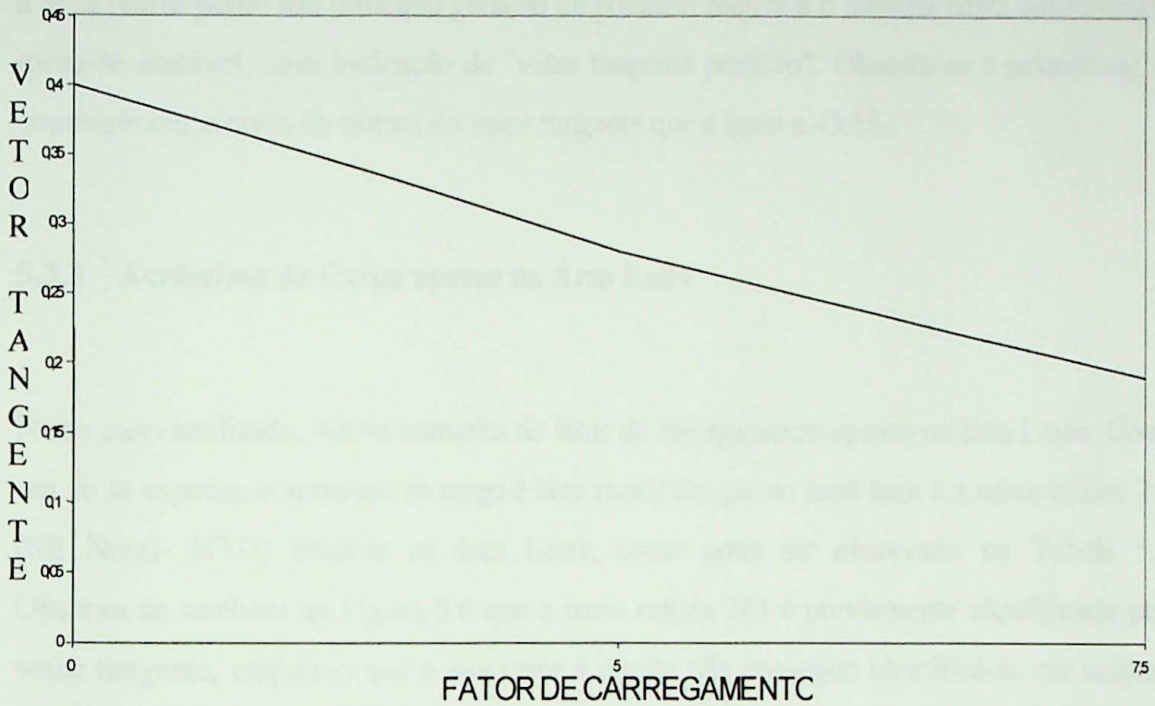


Figura 5.5 - Contingência 4

Tabela 5.5 - Contingência 4

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	266	266	21.60	0.063
5	266	266	30.31	0.052
7.5	266	266	45.90	0.041

- Contingência 5 - Perda do Compensador Estático da SE Fortaleza (FTZ)

A perda deste compensador estático de 225Mvar torna esta contingência muito severa, pois a área Norte perde sua principal geração de potência reativa e o sistema nesta configuração torna-se instável, com indicação de "vetor tangente positivo". Observa-se a severidade da contingência através da norma do vetor tangente que é igual a 43.15.

5.3.3 Acréscimo de Carga apenas na Área Leste

Neste caso analisado, houve aumento do fator de carregamento apenas na área Leste. Como era de se esperar, o aumento da carga é bem maior do que no caso base e a barra crítica 243 (SE Natal- NTD) situa-se na área Leste, como pode ser observado na Tabela 5.6. Observa-se também na Figura 5.6 que a barra crítica 243 é previamente identificada pelo vetor tangente, enquanto que o autovetor à direita não consegue identificá-la em nenhum ponto de operação simulado, conforme mostrado na Tabela 5.6. Notou-se também na análise deste caso, que a barra 243 torna-se crítica quando o compensador estático de 40Mvar conectado a esta barra, atinge seu limite de fornecimento de potência reativa.

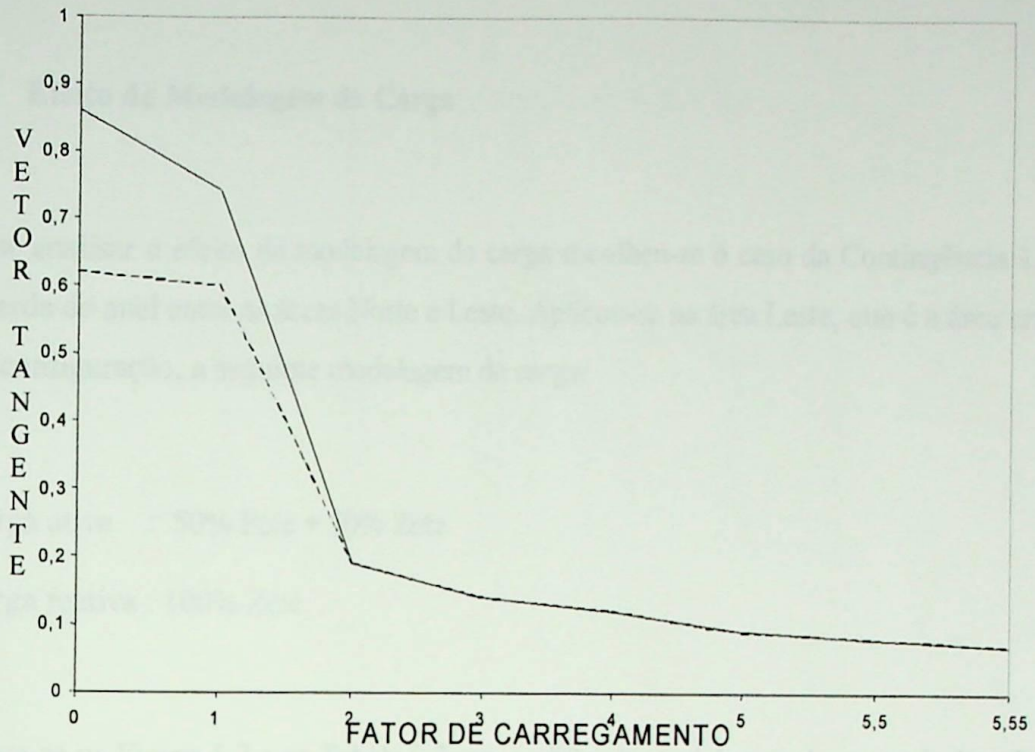


Figura 5.6 - Acréscimo de carga na área leste

Tabela 5.6 - Acréscimo de carga na área leste

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	506	266	16.23	0.058
1	506	266	17.50	0.056
2	243	266	30.70	0.046
3	243	266	40.84	0.038
4	243	266	48.11	0.034
5	243	266	59.81	0.030
5.5	243	266	68.81	0.027
5.55	243	266	69.89	0.026

5.3.4 Efeito da Modelagem da Carga

Para se analisar o efeito da modelagem da carga escolheu-se o caso da Contingência 1,isto é, a perda do anel entre as áreas Norte e Leste. Aplicou-se na área Leste, que é a área crítica nesta configuração, a seguinte modelagem de carga:

- Carga ativa : 50% Pcte + 50% Zcte
- Carga reativa : 100% Zcte

Observa-se na Figura 5.7 e na Tabela 5.7 que o efeito da modelagem da carga da área Leste torna esta área não crítica, aumentando o fator de carregamento para $\lambda = 18\%$. Neste caso estudado a área Oeste passa a ser a área crítica. Verifica-se também que neste caso ambas as técnicas produzem resultados semelhantes.

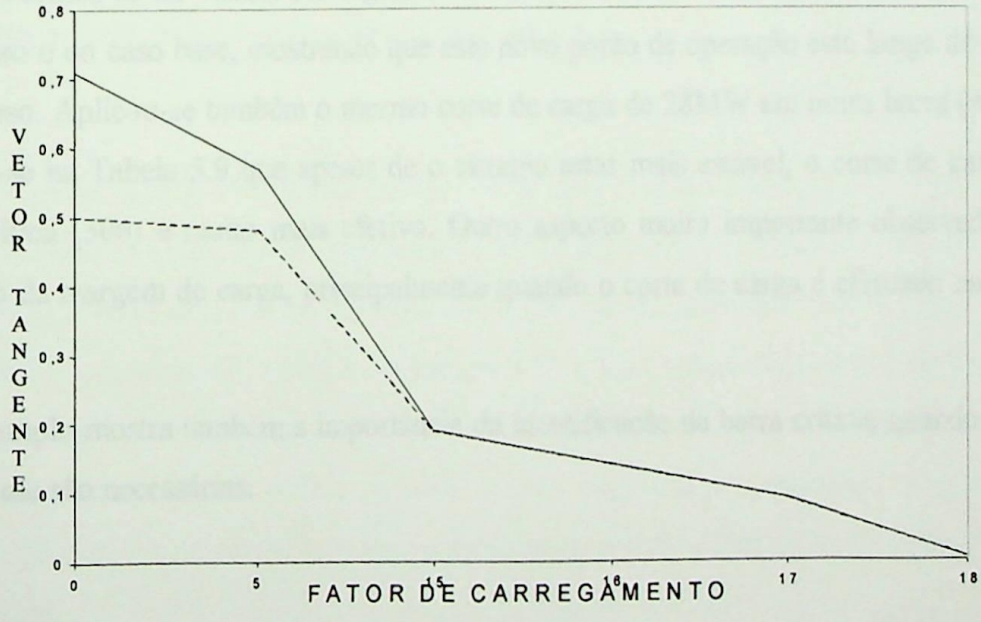


Figura 5.7 - Efeito da modelagem da carga

Escola Federal de Engenharia
Biblioteca
MAUÁ
BIM
Itajubá - EFEI

Tabela 5.7 - Efeito da modelagem da carga

λ (%)	crtg	creig	Norma VT	Autovalor
0	463	475	14.22	0.068
5	463	475	15.55	0.064
15	463	487	36.48	0.034
16	506	487	45.13	0.028
17	506	506	67.39	0.019
18	506	506	1096.00	0.001

5.3.5 Efeito do Corte de Carga

Para se estudar o efeito do corte de carga escolheu-se o caso base com um acréscimo de carga de 15%. Em seguida, aplicou-se um corte de carga de 28MW na barra crítica 506 (TSA). Verifica-se na Tabela 5.8 a grande diferença entre as normas dos vetores tangente deste caso e do caso base, mostrando que este novo ponto de operação está longe do ponto de colapso. Aplicou-se também o mesmo corte de carga de 28MW em outra barra (463), e observa-se na Tabela 5.9 que apesar de o sistema estar mais estável, o corte de carga na barra crítica (506) é muito mais efetivo. Outro aspecto muito importante observado é o aumento da margem de carga, principalmente quando o corte de carga é efetuado na barra crítica.

Este exemplo mostra também a importância da identificação da barra crítica, quando ações de controle são necessárias.

Tabela 5.8 - Efeito do corte de carga na barra crítica

Caso Base			Corte de Carga na Barra Crítica		
Margem de carga	Norma VT	Autovalor	Margem de carga	Norma VT	Autovalor
15%	163.90	0.008	24%	20.63	0.053

Tabela 5.9 - Efeito do corte de carga em outra barra

Caso Base			Corte de Carga em outra Barra		
Margem de carga	Norma VT	Autovalor	Margem de carga	Norma VT	Autovalor
15%	163.90	0.008	16%	50.00	0.022

5.3.6 Efeito da Compensação de Potência Reativa

Similarmente ao ítem anterior, escolheu-se o caso base com um aumento de carga de 15% para se analisar o efeito da compensação de potência reativa. Em seguida, simulou-se o caso base aplicando-se um banco de capacitores de 10Mvar, primeiramente na barra crítica 506 e depois em outra barra (463). As tabelas 5.10 e 5.11 apresentam os resultados desta análise, e pode-se observar que neste caso também a compensação de potência reativa é muito mais efetiva quando é feita na barra crítica. Outro aspecto observado é quanto ao aumento da margem de carga, bem mais significativa quando a compensação é efetuada na barra crítica.

Como no ítem anterior, demonstra-se mais uma vez a grande importância de se identificar previamente a barra crítica do sistema

Tabela 5.10 - Efeito da compensação de potência reativa na barra crítica

Caso Base			Aplicação de BC de 10Mvar na Barra Crítica		
Margem de carga	Norma VT	Autovalor	Margem de carga	Norma VT	Autovalor
15%	163.90	0.008	19%	30.46	0.040

Tabela 5.11 - Efeito da compensação de potência reativa em outra barra

Caso Base			Aplicação de BC de 10Mvar em outra Barra		
Margem de carga	Norma VT	Autovalor	Margem de carga	Norma VT	Autovalor
15%	163.90	0.008	15.6%	121.85	0.010

Comprovou-se pelos testes realizados, efetuando-se corte de carga e compensação de potência reativa, que o colapso de tensão é um fenômeno local, pois para se aumentar a margem de estabilidade de tensão há necessidade do corte de carga ou da injeção de potência reativa ser efetuada localmente na barra crítica, sendo pouco efetivo num ponto remoto.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

6.1 Problema Investigado

Este trabalho estuda o fenômeno da estabilidade de tensão, que tem se mostrado um tema de bastante interesse de pesquisadores nos últimos tempos, desde que os sistemas elétricos de potência vêm operando cada vez mais sobrecarregado e muitas ocorrências devidas a este fenômeno vêm sendo relatadas.

Neste trabalho foi utilizada uma análise da estabilidade de tensão e na busca por um índice de colapso de tensão, algumas técnicas para a identificação da barra crítica foram estudadas e comparadas. As técnicas comparadas foram a do vetor tangente e a da análise da matriz Jacobiana por autovalores, e através dos testes realizados no Sistema Nordeste Brasileiro comprovou-se a maior eficiência do vetor tangente, pois além de ser facilmente calculado, esta técnica tem a grande vantagem de identificar a barra crítica real para pontos distantes do ponto de colapso de tensão, utilizando-se um programa convencional de fluxo de carga. Adicionalmente, este método pode ser utilizado para a determinação da margem de carga do sistema.

Os resultados que foram apresentados fazem uma análise de severidade de contingências, mostram o efeito da modelagem da carga, o efeito do corte de carga e o efeito da compensação de potência reativa, mostrando a grande importância da barra crítica ser identificada com antecedência pelo vetor tangente. Observa-se, contudo, que a descontinuidade do vetor tangente, devido aos limites de geração de potência reativa, é um obstáculo para se prever o ponto de bifurcação.

6.2 Contribuições

A maior contribuição deste trabalho foi mostrar a grande eficiência do vetor tangente na identificação da barra crítica para pontos distantes do ponto de colapso de tensão, aplicando este método no sistema elétrico da CHESF.

Através dos testes realizados ficou caracterizado que o colapso de tensão é um fenômeno local, pois ao se injetar potência reativa ou se cortar carga na barra crítica aumenta-se consideravelmente a margem de estabilidade de tensão, sendo estes procedimentos menos efetivos quando realizados em um ponto remoto.

Este trabalho nos proporcionou um conhecimento mais aprofundado sobre o fenômeno de estabilidade de tensão, propiciando uma grande sensibilidade quanto aos procedimentos e critérios que devem ser utilizados na análise do problema.

Uma contribuição também muito importante deste trabalho, conforme mostrado no Capítulo 5, foi a análise de estabilidade de tensão realizada no sistema elétrico da CHESF, utilizando a técnica do vetor tangente. A partir desta análise, pode-se avaliar a severidade das contingências do sistema, ordenando as normas dos vetores tangente obtidos em cada caso simulado, o que é fundamental para se avaliar a segurança do sistema elétrico nestas condições. Pode-se também determinar as barras críticas do sistema, o que é de grande importância quando ações de controle são demandadas, como por exemplo: compensação de potência reativa, corte de carga, redistribuição da carga, etc. Verificou-se também a influência da modelagem da carga, que mostrou como é necessário a sua correta modelagem. Por fim, observou-se como o sistema se comporta com um acréscimo de carga apenas em uma área, isto é importante, por exemplo, para se determinar o limite de transmissão desta área.

6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Sugere-se os seguintes trabalhos futuros:

- Analisar com mais profundidade o efeito da modelagem da carga, destacando-se a utilização de motores de indução na composição da carga
- Pesquisar a existência de uma inter-relação entre os índices de colapso de tensão e os índices de qualidade de energia.
- Aplicação da técnica do vetor tangente em sistemas essencialmente radiais.
- Quantificar o corte de carga e analisar os aspectos econômicos associados.
- Quantificar a compensação de potência reativa e analisar os aspectos econômicos associados.
- Determinação de critérios para margem de carga em grandes sistemas elétricos, avaliando os aspectos econômicos associados.

Apêndice I

DETERMINAÇÃO DA TENSÃO E DA POTÊNCIA ATIVA EM UMA BARRA DE CARGA

O circuito equivalente de uma fonte infinita alimentando uma carga variável **P + j Q** através de uma linha de transmissão está ilustrado na Figura I.1.

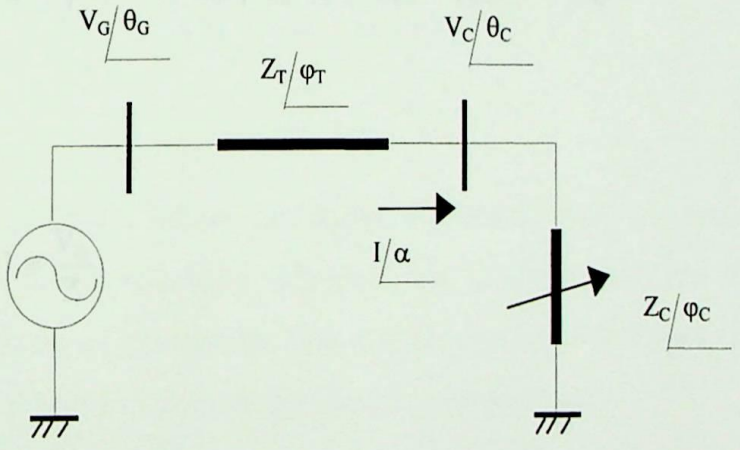


Figura I.1 - Circuito equivalente

Tem-se que:

$$Z_T\angle\varphi_T = Z_T \cos(\varphi_T) + jZ_T \operatorname{sen}(\varphi_T) \qquad (I.1)$$

$$Z_C \angle \varphi_C = Z_C \cos(\varphi_C) + j \operatorname{sen}(\varphi_C) \qquad (I.2)$$

Fazendo-se:

$$Z \angle \varphi = Z_T \angle \varphi_T + Z_C \angle \varphi_C \qquad (I.3)$$

Então:

$$Z \angle \varphi = [Z_T \cos(\varphi_T) + Z_C \cos(\varphi_C)] + j\,[Z_T \operatorname{sen}(\varphi_T) + Z_C \operatorname{sen}(\varphi_C)] \qquad (I.4)$$

Portanto:

$$Z = \sqrt{Z_T^2 + 2.Z_T.Z_C.\cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2} \qquad (I.5)$$

tem-se que:

$$I = \frac{V_G}{Z} \qquad (I.6)$$

Logo:

$$I = \frac{V_G}{\sqrt{Z_T^2 + 2.Z_T.Z_C.\cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2}} \qquad (I.7)$$

Como:

$$V_C = I\,.Z_C \qquad (I.8)$$

Tem-se que o módulo da tensão na barra de carga é dado por:

$$V_C = \frac{V_G.Z_C}{\sqrt{Z_T^2 + 2.Z_T.Z_C.\cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2}} \qquad (I.9)$$

Para se obter a potência ativa da carga tem-se que:

$$P = V_C \,.\, I \,.\, \cos(\varphi_C) \qquad (I.10)$$

Então:

$$P = \frac{V_G^2.Z_C.\cos(\varphi_C)}{Z_T^2 + 2.Z_T.Z_C\cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2} \qquad (I.11)$$

Para se obter os diversos valores de tensão e potência ativa na carga para um determinados fator de potência (φ_C), varia-se $\mathbf{Z_C}$ de infinito a zero, isto é, varia-se a carga de circuito aberto a curto-circuito. Para se obter uma curva **P-V** para cada fator de potência da carga, repete-se o processo para outros valores de φ_C.

Como o carregamento máximo transmitido ocorre quando o módulo da impedância da carga é igual ao módulo da impedância da linha de transmissão, faz-se $\mathbf{Z_C=Z_T}$ nas Equações I.9 e I.11 para se obter as seguintes expressões para o módulo da tensão crítica na barra de carga e a correspondente carga ativa máxima, para cada fator de potência:

$$V_{crit}(\varphi_C) = \frac{V_G}{2.\cos\ \frac{\varphi_T - \varphi_C}{2}} \qquad \text{(I.12)}$$

$$P_{max}(\varphi_C) = \frac{V_G^2.\cos\ (\varphi_C)}{2.Z_T\ \ [\ \ 1+\cos\ \ (\varphi_T - \varphi_C)\ \ ]} \qquad \text{(I.13)}$$

Variando-se o fator de potência obtém-se o lugar dos pontos críticos.

Apêndice II

EQUACIONAMENTO DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA EM FUNÇÃO DO MÓDULO E ÂNGULO DA TENSÃO

Considerando-se o circuito apresentado na Figura 2.3, tem-se que a potência transferida da barra de carga para a de geração é dada por:

$$\dot{S}_{CG} = \dot{V}_C \dot{I}_C^{\bullet} \tag{II.1}$$

Como:

$$\dot{I}_C = \frac{\dot{V}_C - \dot{V}_G}{\dot{Z}_T} \tag{II.2}$$

Então:

$$\dot{S}_{CG} = V_C \angle \theta_C \left[\frac{V_C \angle -\theta_C - V_G \angle -\theta_G}{Z_T \angle -\varphi_T} \right] \tag{II.3}$$

ou ainda:

$$\dot{S}_{CG} = \frac{V_C^2 \angle \alpha_T}{Z_T} - \frac{V_C V_G \angle \theta_C - \theta_G + \alpha_T}{Z_T} \qquad \text{(II.4)}$$

Como:

$$\dot{S}_{CG} = P_{CG} + jQ_{CG} \qquad \text{(II.5)}$$

Tem-se que:

$$P_{CG} = \frac{V_C^2 \cos(\alpha_T)}{Z_T} - \frac{V_C V_G \cos(\theta_C - \theta_G + \alpha_T)}{Z_T} \qquad \text{(II.6)}$$

e

$$Q_{CG} = \frac{V_C^2 \operatorname{sen}(\alpha_T)}{Z_T} - \frac{V_C V_G \operatorname{sen}(\theta_C - \theta_G + \alpha_T)}{Z_T} \qquad \text{(II.7)}$$

Como neste caso em análise

$$P_{CG} = -P \quad \text{e} \quad Q_{CG} = -Q$$

Então as Equações II.6 e II.7 podem ser escritas da seguinte forma:

$$\frac{\cos(\alpha_T)}{Z_T} V_C^{\,2} - \frac{V_G \quad \cos(\theta_C - \theta_G + \alpha_T)}{Z_T} V_C + P = 0 \qquad \text{(II.8)}$$

$$\frac{\operatorname{sen}(\alpha_T)}{Z_T} V_C^2 - \frac{V_G \quad \operatorname{sen}(\theta_C - \theta_G + \alpha_T)}{Z_T} V_C + Q = 0 \qquad \text{(II.9)}$$

A partir das Equações II.8 e II.9, arbitrando-se valores para θ_C, obtém-se as curvas **Vx θ.**

Apêndice III

REGRA DE SCHUR

Seja a matriz quadrada

$$A = \begin{bmatrix} A_1 & A_2 \\ A_3 & A_4 \end{bmatrix} \tag{III.1}$$

onde $\mathbf{A_1}$, $\mathbf{A_2}$, $\mathbf{A_3}$ e $\mathbf{A_4}$ são matrizes resultantes da matriz A, tal que $\mathbf{A_1}$ e $\mathbf{A_4}$ são quadradas. Então, para

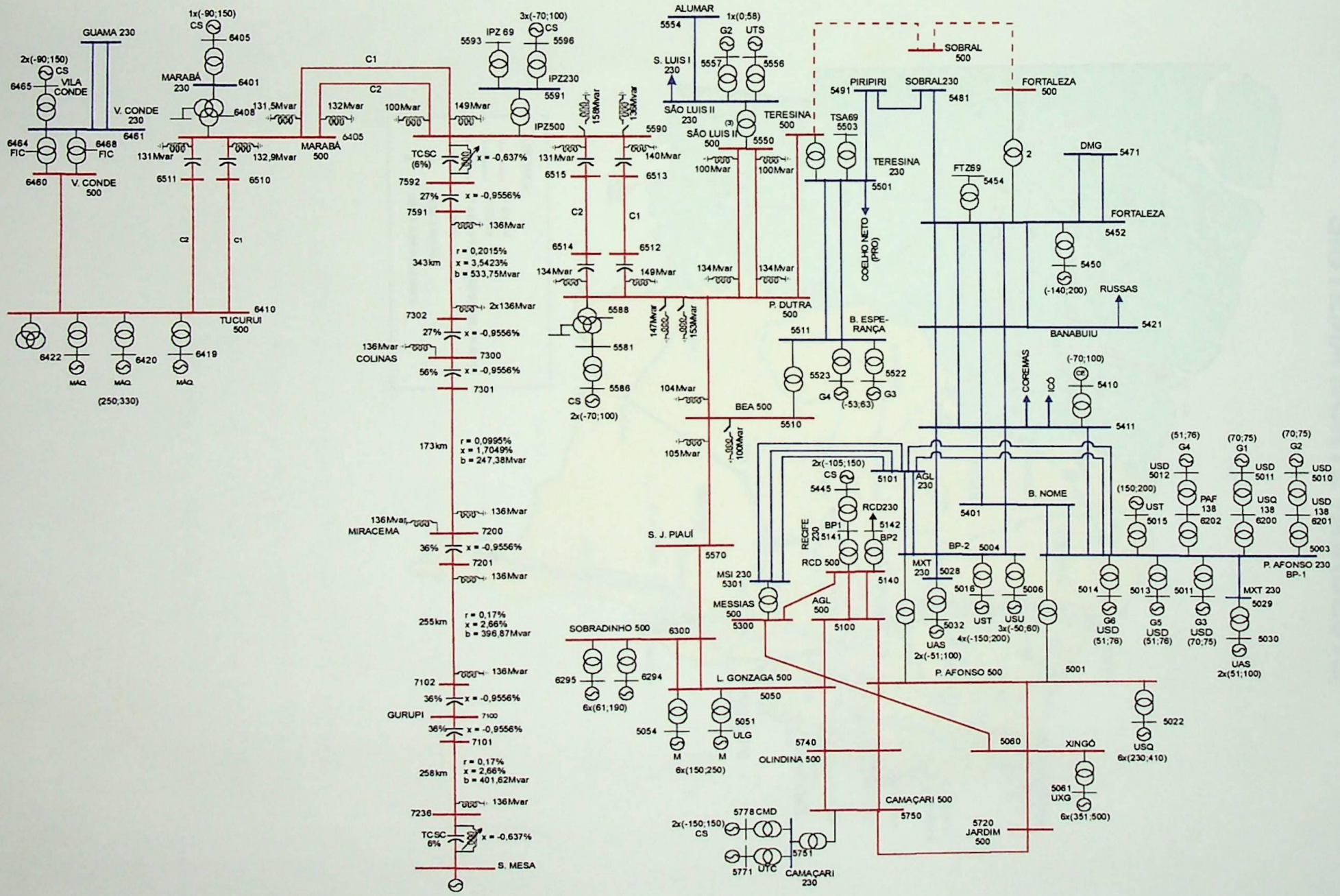
$$A' = A_4 - A_3 A_1^{-1} A_2 \tag{III.2}$$

sendo $\mathbf{A_1}$ não-singular, tem-se que:

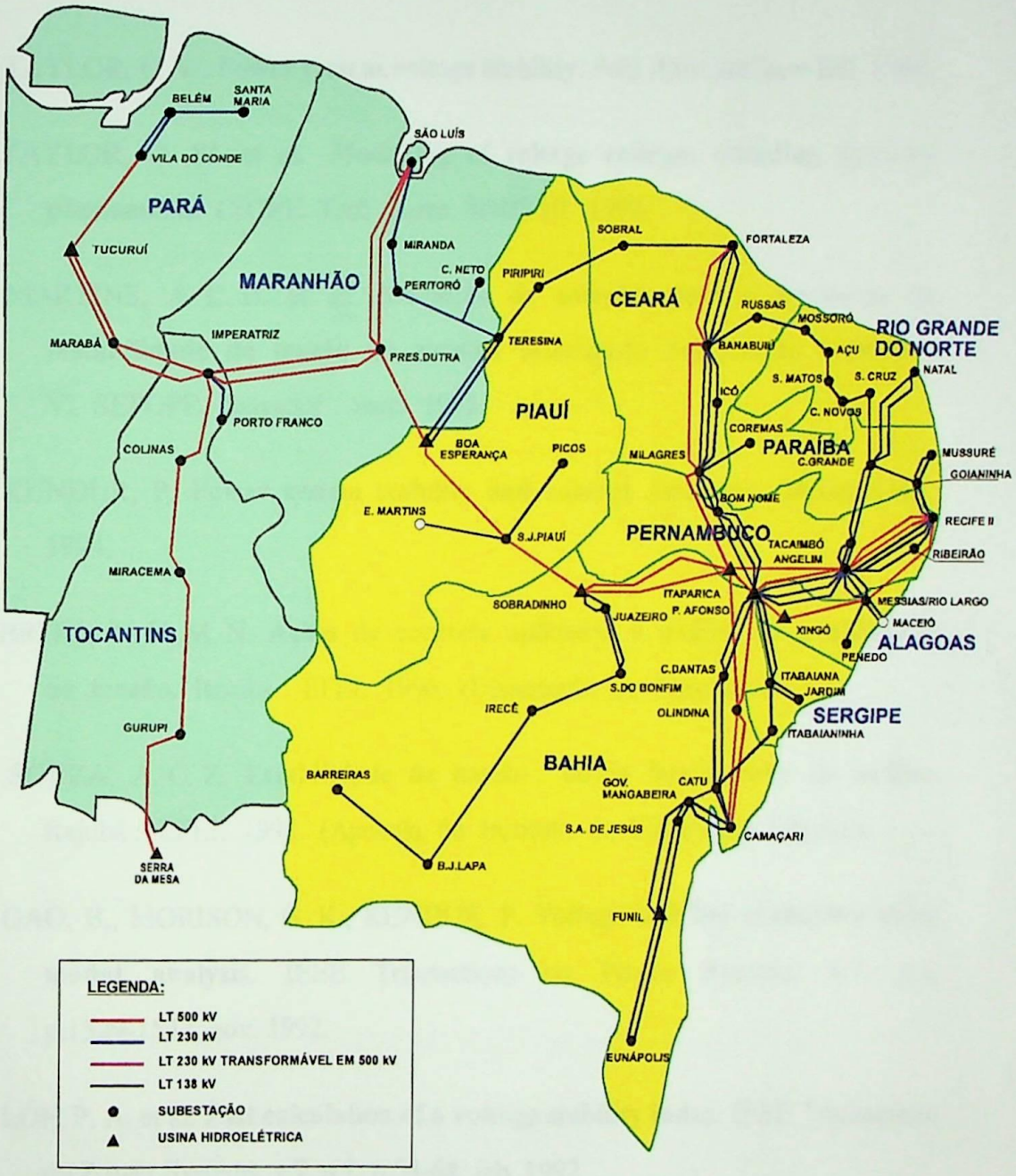
$$\det(A) = \det(A_1)\det(A') \tag{III.3}$$

Apêndice IV

DIAGRAMAS UNIFILARES DO SISTEMA INTERLIGADO NORTE / NORDESTE


GUAMA 230
2x(-90;150)
CS
6465
VILA CONDE
V. CONDE 230
6461
6464
FIC
6468
FIC
6460
V. CONDE 500
1x(-90;150)
CS
6405
MARABÁ 230
6401
6408
131,5Mvar
MARABÁ 500
6405
C1
C2
132Mvar
100Mvar
149Mvar
131Mvar
132,9Mvar
6511
6510
C2
C1
TUCURUI 500
6410
6422
6420
6419
MAQ
(250;330)
3x(-70;100)
CS
IPZ 69
5593
5596
IPZ230
5591
IPZ500
5590
TCSC (6%)
x = -0,637%
7592
27%
x = -0,9556%
7591
136Mvar
343km
r = 0,2015%
x = 3,5423%
b = 533,75Mvar
7302
2x136Mvar
27%
x = -0,9556%
136Mvar
COLINAS
7300
56%
x = -0,9556%
7301
173km
r = 0,0995%
x = 1,7049%
b = 247,38Mvar
136Mvar
MIRACEMA
7200
36%
x = -0,9556%
7201
136Mvar
255km
r = 0,17%
x = 2,66%
b = 396,87Mvar
136Mvar
7102
36%
x = -0,9556%
GURUPI
7100
36%
x = -0,9556%
7101
258km
r = 0,17%
x = 2,66%
b = 401,62Mvar
136Mvar
7236
TCSC 6%
x = -0,637%
S. MESA
ALUMAR
5554
1x(0;58)
G2
UTS
5557
5556
S. LUIS I 230
SÃO LUIS II 230
(3)
TERESINA 500
SÃO LUIS II 500
5550
100Mvar
100Mvar
131Mvar
140Mvar
6515
6513
C2
C1
6514
6512
134Mvar
149Mvar
134Mvar
134Mvar
P. DUTRA 500
5588
147Mvar
153Mvar
5581
CS
5586
2x(-70;100)
104Mvar
BEA 500
5510
105Mvar
100Mvar
SOBRAL 500
PIRIPIRI
5491
SOBRAL230
5481
FORTALEZA 500
TSA69
5503
TERESINA 230
5501
COELHO NETO (PRO)
2
DMG
5471
FTZ69
5454
FORTALEZA
5452
5450
(-140;200)
RUSSAS
BANABUIU
5421
5511
B. ESPERANÇA
5523
5522
G4
G3
(-53;63)
COREMAS
ICÓ
(-70;100)
CE
5410
5411
(51;76)
G4
USD
5012
PAF
138
6202
(70;75)
G1
USD
5011
USQ
138
6200
(70;75)
G2
USD
5010
USD
138
6201
5003
P. AFONSO 230
BP-1
(150;200)
UST
5015
B. NOME
5401
2x(-105;150)
CS
5445
5101
AGL 230
RCD230
5142
BP1
5141
BP2
RECIFE 230
RCD 500
5140
BP-2
5004
MXT 230
5028
5016
UST
5006
USU
3x(-50;60)
4x(-150;200)
5032
UAS
2x(-51;100)
5014
G6
USD
(51;76)
5013
G5
USD
(51;76)
5011
G3
USD
(70;75)
MXT 230
5029
5030
UAS
2x(51;100)
S. J. PIAUÍ
5570
MSI 230
5301
MESSIAS 500
5300
AGL 500
5100
P. AFONSO 500
5001
SOBRADINHO 500
6300
6295
6294
6x(61,190)
L. GONZAGA 500
5050
5054
M
5051
ULG
M
6x(150;250)
5740
OLINDINA 500
5060
XINGÓ
5022
USQ
6x(230;410)
5061
UXG
6x(351;500)
CAMAÇARI 500
5750
5720
JARDIM
500
2x(-150;150)
CS
5778 CMD
5751
5771
UTC
CAMAÇARI 230

SISTEMA NORTE NORDESTE



Referências Bibliográficas

[1] TAYLOR, C. W. **Power system voltage stability**. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.

[2] TAYLOR, C. W. et al. **Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena.** CIGRE Task Force 38-02-10. 1992.

[3] MARTINS, A. C. B. et al. **Avaliação de soluções para o fenômeno da instabilidade de tensão no sistema interligado Sul/Sudeste brasileiro.** VI SEPOPE. Salvador : maio 1998.

[4] KUNDUR, P. **Power system stability and control**. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.

[5] BRITO, N. H. M. N. **Ações de controle aplicadas à análise de estabilidade de tensão.** Itajubá : EFEI, 1996. (Dissertação de Mestrado).

[6] SOUZA, A. C. Z. **Estabilidade de tensão : novas ferramentas de análise.** Itajubá : EFEI, 1998. (Apostila do Instituto de Engenharia Elétrica).

[7] GAO, B., MORISON, G. K., KUNDUR, P. **Voltage stability evaluation using modal analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.4, p.1529-1542, nov. 1992.

[8] LÖF, P. A. et al. **Fast calculation of a voltage stability index**. IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.1, p.54-64, feb. 1992.

[9] PRADA, R. B., ZAMBRONI, A. C., VIEIRA FILHO, X. et al. **Phenomena characterization based on reactive control effects and system critical areas identification**. Proceedings of III Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Belo Horizonte, 1992.

[10] GOMES, P., SANTOS, M. G., PRADA, R. **Introdução dos estudos sobre estabilidade de tensão no planejamento da operação elétrica**. Anais do XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife, 1993.

[11] SOUZA, A. C. Z. **New techniques to efficiently determine proximity to static voltage collapse**. Waterloo: University of Waterloo, 1995. (PhD thesis).

[12] SOUZA, A. C. Z. **Determinação da barra crítica e do ponto de colapso pelo vetor tangente.** Anais do XI Congresso Brasileiro de Automática. São Paulo, 1996.

[13] CAÑIZARES, C. A., SOUZA, A. C. Z., QUINTANA, V. H. **New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors.** Submitted for publication in the IEEE Transactions on Power Systems, June, 1996.

[14] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L. **Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems**. IEEE Transactions on Power Systems, v.8, n.1, p.1-8, feb. 1993.

[15] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. **The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.1, p.416-423, feb. 1992.

[16] THE MATH SOFT INC. **MATHCAD user's guide**. Cambridge, 1994.

[17] CAÑIZARES, C. A., SOUZA, A. C. Z., QUINTANA, V. H. **Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse**. IEEE/PES Summer Meeting - Paper 95, SM 583-5 PWRS, Portland, july 1995.

[18] SOUZA, A. C. Z., BRITO, N. H. M. N. **Ações de controle para prevenção de colapso de tensão: efeitos e restrições**. Anais do XI Congresso Brasileiro de Automática. São Paulo, 1996.

[19] CAÑIZARES, C. A. **Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems.** PhD thesis, University of Wisconsin - Madison, 1991.

[20] JARDIM, J. L. et al. **A New On-line Dynamic Security Assessment System.** VI SEPOPE. Salvador, Paper SP-104, maio 1998.

[21] SOUTO, M. F. **Condições de atendimento às cargas das áreas Leste e Norte do sistema Nordeste brasileiro.** Recife : CHESF, 1998. (Relatório Técnico 03/98).

[22] SOUZA, A. C. Z., QUINTANA, V. H. **New technique of network partitioning for voltage collapse margin calculations.** IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 141, November 1994, pp. 630-636.

[23] SAUER, P. W., PAI, M. A. **Power system steady-state stability and the load-flow Jacobian.** IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.4, p.1374-1383, nov. 1990.

[24] SCHLUETER, R. A., HU, I., CHANG, M. W. et al. **Methods for determining proximity to voltage collapse.** IEEE Transactions on Power Systems, v.6, n.1, p.285-292, feb. 1991.

[25] THE MATH WORKS INC. **MATLAB user's guide**. Massachusetts , 1993.

[26] MONTICELLI, A. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blücher, 1983.

[27] MANSOUR, Y. et al. **Voltage stability of power systems: concepts, analytical tools, and industry experience.** Technical report 90TH0358-2-PWR, IEEE/PES. 1990.

[28] BARQUÍN, J., GOMÉZ, T., PAGOLA, F. L. **Estimating the loading limit margin taking into account voltage collapse areas.** IEEE/PES Winter Meeting-Paper 95 WM 183-4 PWRS. New York, January 1995.

[29] CHIANG, H. D., JEAN-JUMEAU, R. **Toward a practical performance index predicting voltage collapse in electric power systems.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, May 1994, pp. 584-592.

[30] MARTINS, A. C. B. et al. **Estudos e ferramentas de estabilidade de tensão utilizados no âmbito do planejamento da operação elétrica do sistema interligado.** Anais do XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis, 1995.

[31] ABE, S., HAMADA, N., ISONO, A., OKUDA, K. **Load flow convergence in the vicinity of a voltage stability limit.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, no. 6, Nov/Dec 1978.

[32] BARQUÍN, J., GOMÉZ, T. **Determination of voltage collapse areas through generalized singular value analysis.** L. H. Fink, editor, Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III-Voltage Stability and Security, ECC Inc., Fairfax, VA, August 1994.

[33] PAL, M. K. **Voltage stability conditions considering load characteristics.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 1, February 1992.

