UNICAMP

UM NOVO MÉTODO DE CÁLCULO DE MARGEM DE SEGURANÇA AO COLAPSO DE TENSÃO UTILIZANDO ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Adriana Luiza Tognete

Este exemplar corresponde a redação final da tese defendida por Adriana Luiza Tognete
e aprovada pela Comissão Julgada em 29 / 08 / 97
Orientador

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

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

Orientador : Prof. Dr. Carlos Alberto Castro Jr.

Campinas, agosto de 1997.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

IDADE BC
CHAMADA:
Unicamp
T572n
Ex.
TOMBO BC/ 32273
PROC. 281/97
C [ ] D [x]
PREÇO R$ 11,00
DATA 27/11/97
N.º CPD

CM-00104024-1

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

T572n

Tognete, Adriana Luiza
Um novo método de cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão utilizando análise de sensibilidade / Adriana Luiza Tognete.--Campinas, SP: [s.n.], 1997.

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

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

Ao Ricardo

Muitas pessoas nos apoiam, nos encorajam, nos acompanham, ou são meros coadjuvantes em nossas vidas. Mas todas fazem contribuições importantes. Difícil é fazer um justo agradecimento a cada uma delas. No entanto, gostaria especialmente de agradecer ao Ricardo, meu marido e amigo de todas as horas, pelo apoio emocional e técnico, e principalmente pelo seu amor, que com certeza torna momentos difíceis mais leves, e melhores momentos muito mais felizes.

Gostaria de agradecer aos meus pais, pela maneira que me educaram. Ajudaram-me a ser capaz de acreditar e de concretizar meus sonhos. A eles agradeço a satisfação de ter realizado este trabalho.

Aos meus irmãos, gostaria de agradecer pelo incentivo, apoio e carinho que sempre me deram, e por sempre estarem ao meu lado em todos os momentos.

Agradeço ao professor Carlos Alberto Castro Jr. por suas orientações, que além de terem sido fundamentais durante a execução deste trabalho, me ajudarão com certeza no decorrer de toda a minha vida profissional.

Agradeço a todos que conviveram comigo, ou seja, a todos que de alguma maneira contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional, e para que eu concluisse este trabalho.

E agradeço à CAPES pelo apoio financeiro.

Índice

Resumo ii

1 Introdução 1
- 1.1 O fenômeno do colapso de tensão 2
  - 1.1.1 Explicações a partir de incidentes reais envolvendo o colapso de tensão 2
  - 1.1.2 Exemplo ilustrativo do fenômeno do colapso de tensão . 4
- 1.2 Análises de colapso de tensão 8
  - 1.2.1 Análise dinâmica 8
  - 1.2.2 Análise estática 11
  - 1.2.3 Métodos para detecção e prevenção do colapso de tensão 13

2 Análise de sensibilidade aplicada ao cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão 16
- 2.1 Introdução 16
- 2.2 Regiões de segurança no espaço de parâmetros 17
- 2.3 Matrizes de sensibilidades 19
  - 2.3.1 Sensibilidade de tensão em relação à potência reativa . . 24
  - 2.3.2 Sensibilidade da geração de reativos em relação à carga . 25
- 2.4 Cálculo da distância para o colapso de tensão 26
- 2.5 Atualização do estado da rede usando sensibilidades 30
- 2.6 Algoritmo para determinação de margem de estabilidade de tensão usando sensibilidades 31

3 Métodos de cálculo de margem de instabilidade de tensão usando sensibilidades 32
- 3.1 Método linearizado 32
- 3.2 Método não linear 39

4 Método não linear modificado **46**
4.1 O fluxo de carga com otimização de passo aplicado ao método de cálculo de margem de estabilidade de tensão 46
4.2 Heurísticas baseadas em características da rede 50
4.3 O algoritmo do método não linear modificado 53
4.4 Resultados obtidos pelo método não linear modificado 55

5 Conclusão **63**

Bibliografia **65**

Resumo

Entre os vários métodos de cálculo de margem de estabilidade de tensão, que usam sensibilidades obtidas a partir das equações de fluxo de carga, o método proposto apresenta-se como um método eficiente do ponto de vista computacional, e preciso, principalmente quando usado nos casos em que as alterações de carga do sistema são realizadas dando-se acréscimos em uma barra determinada, mantendo constante a carga do restante da rede. Abordando o fenômeno do colapso de tensão com enfoque estático, calcula margem de estabilidade de tensão de barras de sistemas, fazendo-se acréscimos sucessivos de cargas, determinadas pelo próprio método, até à situação em que o sistema não encontra um ponto de operação factível. O método proposto permite que em cada passo, ou seja, em cada novo ponto de operação determinado por ele, as sensibilidades das variáveis de estado e das variáveis dependentes funcionais do sistema, sejam obtidas por substituições *fast forward* e *backward*, portanto utiliza técnicas de vetores esparsos para realizar cálculos com maior rapidez.

O caráter geograficamente local do problema do colapso de tensão é explorado por este método, com o intuito de diminuir o esforço computacional. Heurísticas são adicionadas ao método, para que a procura de geradores sensíveis ao aumento de carga numa determinada barra seja feita por uma vizinhança previamente estabelecida, e não por toda a rede. O método proposto foi testado para vários sistemas e se mostra principalmente adequado para sistemas de grande porte, onde a economia de cálculo de sensibilidades devido ao uso de heurísticas se faz mais significativa.

Outra vantagem do método se constata nos casos em que o sistema está próximo do colapso de tensão, situação em que o valor de incremento de carga determinado pelas sensibilidades pode não ter boa precisão e o fluxo de carga para o novo ponto de operação do sistema pode não apresentar convergência. A utilização do fluxo de carga pelo método de Newton com otimização de passo permite que se obtenha o ponto de operação mais próximo possível da região de factibilidade e informações para que se tente trazer o sistema para um ponto de operação factível.

Summary

Among the various methods for calculating margins to voltage instability which use sensitivities obtained from load flow equations, this proposed method is an efficient method from a computational viewpoint. Such method is also accurate, mainly when the changes in the system loads are made increasing load in a specific bus and maintaining the rest of the system load as a constant value. Approaching the voltage collapse phenomenon from a static standpoint, this method calculates margins to voltage instability through successive load increases until no feasible operation point is found. The proposed method allows to obtain the sensitivities in state variables and sensitivities in functional dependant variables by fast forward and backward substitutions, at each step or at each new operation point determined by the method. Therefore it uses sparse vectors techniques to speed up the calculation.

The geographical character of the voltage collapse problem is explored by the method in order to reduce the computacional effort. Heuristics are added to the method, so that the search for generators which are sensitive to the load increase in a specific load bus is performed in a pre-defined neighbourhood instead of searching the entire system. This method has been tested for several power systems and it is well suited for large systems. In large systems the computational time savings in sensitivities calculation is more significant.

Another advantage of this new method arises when the system is near the voltage collapse. In this situation, the load increase value which depends on the sensitivities, may not be accurate and the load flow may not present solution for a new operation point. By using Newton's power flow method with step size optimization, an operation point which is the closest to the feasible region is obtained as well as information or how to bring the system to a feasible operation state.

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos de potência, de maneira geral, têm apresentado a tendência de aumentar suas interligações com outros sistemas, e por pressões econômicas, para protelar por exemplo, construção de novas linhas de transmissão, aumentam a utilização de equipamentos existentes no sistema, operando muito próximos dos seus limites de estabilidade, e experimentando tensões anormalmente altas ou baixas, e colapso de tensão. O colapso de tensão, que é um processo pelo qual a instabilidade de tensão leva uma parte significante da rede a um perfil de baixa tensão, tem ocorrido em sistemas com torque sincronizante e amortecimento suficientes, mas com problemas relacionados ao controle de potência reativa. Estes casos, entretanto, têm sido mais freqüentes em sistemas elétricos muito interconectados e carregados, e que não apresentam suporte de reativos adequados, operando portanto, com pequena margem de segurança, ou seja, com pouca capacidade de manter o sistema estável sob condições de variação de carga ou topologia da rede. Desta forma, uma vez que os problemas de colapso de tensão são identificados, a não ser que se tenha um estudo prévio de ações eficientes, preventivas e ou restaurativas, e de alocação de reativos, a redução de potência transferida se faz necessária. Assim, a análise de estabilidade de tensão ganhou maior destaque nas últimas décadas, pois o fenômeno do colapso de tensão tem se mostrado um fator de limitação na operação de sistemas modernos, tornando-se objeto de estudo de muitos pesquisadores e uma preocupação séria para a indústria de energia elétrica.

Na literatura são apresentadas várias teorias que explicam o fenômeno do colapso de tensão e os mecanismos por ele implicados, e explicações a partir de incidentes reais e estudos da importância da representação dos diversos elementos que compõem um sistema de energia elétrica no estudo de estabilidade de

tensão. Muitas contribuições têm sido dadas, inclusive pela indústria de energia elétrica, no entanto, ainda não existe um consenso sobre esse fenômeno. Algumas dessas teorias e estudos estão comentados neste capítulo, alguns métodos propostos para detecção precoce do colapso de tensão são discutidos.

1.1 O fenômeno do colapso de tensão

Os eventos ocorridos e estudados, envolvendo instabilidade de tensão, são fontes imprescindíveis para a investigação do fenômeno do colapso de tensão. Com base nas diferentes características encontradas nestes eventos, tornou-se possível avaliar o colapso de tensão sob vários aspectos. Na literatura encontram-se métodos que avaliam o colapso de tensão a partir de diferentes aspectos e determinam a segurança do sistema em relação à tensão usando análises diversas. Cada um deles tem seu próprio mérito, sendo que todos contribuem para melhor orientação para a manutenção de estabilidade de tensão no sistema e para o impedimento do colapso de tensão. No entanto, é necessário definir o tipo de ocorrência que se quer investigar, para abordar o problema de maneira adequada.

1.1.1 Explicações a partir de incidentes reais envolvendo o colapso de tensão

Várias publicações relatam incidentes reais envolvendo colapso de tensão [1, 2]. Alguns relatórios foram publicados com a intenção de fornecer dados capazes de possibilitar a identificação e caracterização deste fenômeno . Esses relatórios, em geral, descrevem as características dos sistemas e suas condições antes e depois do colapso de tensão. Mostram, que eventos rápidos (Suécia 1983) e com tempo de duração de alguns segundos, como transitórios em linhas de transmissão e oscilação de freqüências síncronas, podem ocorrer após uma falha, se o sistema não for suficientemete forte para recuperar-se rapidamente. Essas constatações evidenciam a importância de se fazer análises com modelos de sistemas detalhados, incluindo equações dinâmicas de geradores. Entre as ocorrências deste fenômeno estão os colapsos de 1978 [3] e 1987 [4] ocorridos na França, o do Japão também em 1987 [2], o *black-out* de 1982 na Bélgica [4], os eventos ocorridos em 1982 e 1983 na Suécia [3, 5, 6], entre outros.

Alguns incidentes mostram que os fenômenos estão associados com as bifurcações, ou seja, que pequenas alterações de parâmetros no sistema podem

resultar em comportamentos oscilatórios (*Hopf bifurcation*), ou queda monotônica das tensões da rede (*saddle node bifurcation*). De maneira geral, ficou ressaltado que o colapso de tensão caracteriza-se por uma variação lenta do ponto de operação do sistema, que ocorre após um período de tempo determinado basicamente pela atuação do controle automático de *tap* de transformadores e da redução nos níveis de excitação da geração, geralmente algumas dezenas de segundos. Os valores de tensões em certas barras decrescem gradualmente por um período de tempo, freqüentemente minutos, até a ocorrência de uma queda abrupta. Por esta razão, o fenômeno do colapso de tensão pode ser considerado mais propriamente como invariável que transitório, como um fenômeno dinâmico aperiódico não oscilatório; relativamente lento, com constantes de tempo que variam de alguns segundos a alguns minutos. Relatórios sobre colapso de tensão, causando ou não *black-outs*, mostram que freqüência e ângulos de fase de tensão não se alteram apreciavelmente, mas magnitudes de tensões são sensivelmente afetadas, e que o fenômeno do colapso de tensão é inerentemente não linear.

Os problemas de colapso de tensão relatados, em geral, estão intimamente ligados às redes com elevadas transferências de potência, e se manifestam freqüentemente como problemas ligados a uma área específica do sistema, ou seja, tem caráter geograficamente local. O colapso de tensão ocorre quando o sistema não está habilitado para atender uma dada demanda de carga. Esta situação pode envolver uma contingência, mas em alguns casos, o resultado pode ser uma falha maior, como um *black-out*. No entanto, a partir de relatos de eventos ocorridos, ficou esclarecido que uma variedade de fenômenos, geralmente relacionados, podem levar o sistema ao colapso de tensão: perdas de sincronismo de geradores; perda de uma unidade de geração ou de uma linha; instalações ou manutenções de equipamentos, e principalmente problemas de instabilidade de perfil de tensão. Alguns incidentes envolvendo colapso de tensão, foram causados por um inesperado aumento no nível de carga, às vezes combinado com condições anormais do sistema, ou por um distúrbio da rede como perda de uma importante linha de transmissão, de um gerador ou de um transformador. Da avaliação destes incidentes, conclui-se também, que o colapso de tensão é um fenômeno ligado ao comportamento das cargas, pois as contingências afetam controles de tensão, linhas e barramentos, e provocam o aumento de potência transmitida pela rede devido à atuação do controle primário de potência ativa.

Numa condição pós-contingência, após a regulação primária ter-se acomodado numa tensão mais baixa, dois fatores podem ainda arriscar a estabilidade de tensão do sistema: a recuperação da carga, que é uma tentativa natural,

principalmente causada pela restauração de tensões secundárias de transformadores, e restrições de potência reativa suportada pelos geradores, impostas pelos limitadores de corrente no rotor ou pela ação dos operadores. Os principais responsáveis pela incapacidade de o sistema manter seu balanço de reativos são fontes insuficientes destes, decorrente de inadequada utilização de capacitores, compensadores e condensadores síncronos, que devem gerar potência reativa em locais próximos dos pontos de consumo, sendo que a transmissão de reativos em condições de alto carregamento ativo é inviável. Uma vez que a transmissão de reativos se mostra ineficiente, o déficit de reativos deve ser feito localmente e se isto não for possível devido à atuação de limitadores de corrente de campo e de armadura de geradores, os dispositivos de controle de tensão do sistema serão ativados na tentativa de restaurar as tensões. A atuação dos dispositivos de controle de tensão do sistema resulta em mais demanda de reativos, e pode não ser atendida devido às restrições da rede de transmissão e também de limites de reativos dos geradores, fazendo com que as tensões em certas barras do sistema caiam ainda mais [7, 8, 9]. Este fenômeno é conhecido como ação reversa dos OLTC's (*On-Load Tap Changers*). Assim, caso o sistema não tenha sido planejado corretamente e não possua suporte local de reativos e controle de emergência adequados, um decréscimo monotônico de tensão acabará levando-o à perda de sua integridade.

1.1.2 Exemplo ilustrativo do fenômeno do colapso de tensão

Embora a estabilidade de tensão e o colapso de tensão sejam fenômenos bastante complexos, fazendo algumas simplificações e considerações é possível demonstrar o conceito do problema com uma análise simples de um modelo, de duas barras, equivalente de um sistema, apresentado na figura 1.1.

Considerando, no modelo da figura 1.1, $E\angle\delta$ a tensão no gerador, cuja magnitude é mantida constante por meio de controle de campo, o valor da queda de tensão na linha é dado pela multiplicação da impedância da linha, pela corrente da linha:

$$\Delta\hat{V} = \hat{E} - \hat{V} = Z\,\hat{I} \tag{1.1}$$

A impedância da linha é:

$$Z = R + jX \tag{1.2}$$

A tensão na barra de carga pode ser expressa como:

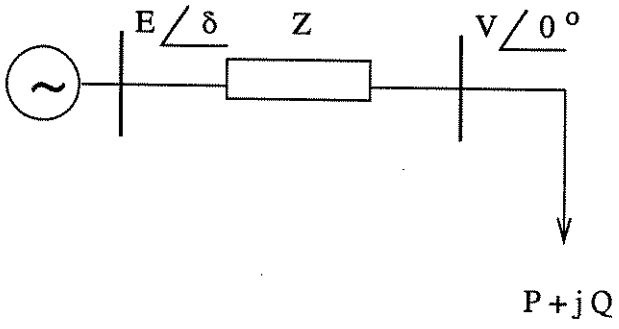

Figura 1.1: Modelo simples de sistema

$$\hat{V} = \hat{E} - \Delta\hat{V} \tag{1.3}$$

e a potência complexa da carga, por:

$$\hat{V}\,\hat{I}^* = P + jQ \tag{1.4}$$

na qual $\hat{I}^*$ é o complexo conjugado do valor de $\hat{I}$, P é a potência ativa consumida pela carga e Q é a potência reativa consumida pela carga.

Reescrevendo a equação (1.1) tem-se:

$$\Delta\hat{V} = (R + jX)\left(\frac{P - jQ}{\hat{V}^*}\right) \tag{1.5}$$

ou

$$\Delta\hat{V} = \left(\frac{RP + XQ}{\hat{V}^*} + j\frac{XP - RQ}{\hat{V}^*}\right) \tag{1.6}$$

ou ainda

$$\Delta\hat{V} = \Delta V_R + j\Delta V_X \tag{1.7}$$

Comparando-se a equação (1.6) com a equação (1.1), temos que, para uma dada tensão $V\angle 0^o$ na barra de carga , a relação entre a magnitude da tensão no gerador e a potência da carga pode ser obtida a partir do seguinte equacionamento:

$$\begin{aligned} E^2 &= (V + \Delta V_R)^2 + (\Delta V_X)^2 \\ &= V^2 + 2(RP + XQ) + \left(R^2 + X^2\right)\left(\frac{P^2 + Q^2}{V^2}\right) \end{aligned} \tag{1.8}$$

Assumindo-se $x = V^2$, a equação acima pode ser escrita na seguinte forma quadrática:

$$ax^2 + bx + c = 0 \tag{1.9}$$

na qual:

$a = 1 \qquad b = 2\left(RP + XQ\right) - E^2$

$c = \left(R^2 + X^2\right)\left(P^2 + Q^2\right)$

Como solução para a equação acima, obtém-se os valores de magnitude da tensão, V^h e V^l, conhecidas como *high-voltage* ou solução estável e *low-voltage* ou solução instável:

$$V^h = \left(\frac{-b + d^{1/2}}{2a}\right)^{1/2} \tag{1.10}$$

$$V^l = \left(\frac{-b - d^{1/2}}{2a}\right)^{1/2} \tag{1.11}$$

O discriminante d, para a equação (1.9), é dado por:

$$\begin{aligned} d &= b^2 - 4ac \\ &= E^4 + 4\left[2PQRX - E^2\left(RP + XQ\right) - R^2Q^2 - X^2P^2\right] \end{aligned} \tag{1.12}$$

Para um dado fator de potência, conforme a carga é aumentada, V^h decresce e V^l aumenta, e este processo continua até o ponto em que os valores dessas tensões se tornam iguais, neste ponto o valor do discriminante d é nulo. Diz-se então, que neste ponto o sistema atingiu o limite de estabilidade, não podendo mais transferir nenhuma potência adicional. Para valores de cargas maiores que a carga crítica, a solução real da equação (1.9) deixará de existir, pois o discriminante d assume valor negativo. A potência deste ponto de operação é chamada de potência crítica e sua tensão correspondente é chamada tensão crítica. Obviamente, para esta condição, em que d é igual a zero, pode-se obter uma equação quadrática que permite calcular valores críticos de potência e tensão:

$$\alpha Sm^2 + \beta Sm + \gamma = 0 \tag{1.13}$$

Considerando que $P = Smcos\theta$ e que $Q = Smsen\theta$, sendo θ o ângulo de fator de potência da carga, tem-se:

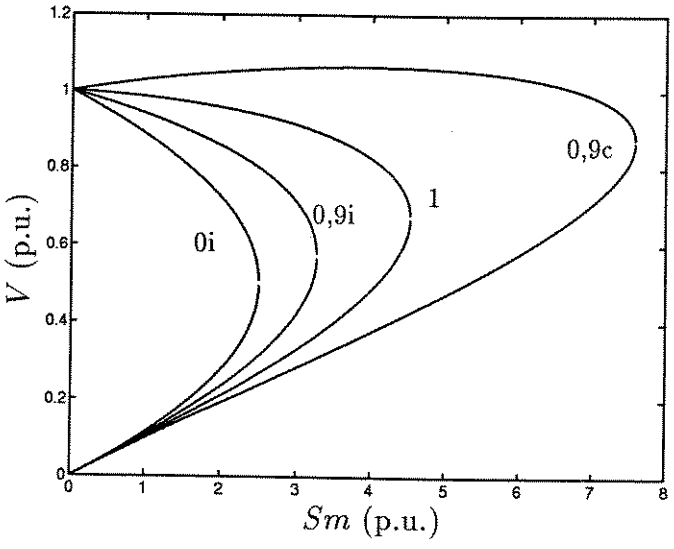

Figura 1.2: Variação de potência aparente (Sm) na barra de carga $\times$ variação de tensão (V)

$\alpha = 4\left[RXsen\left(2\theta\right) - R^2sen^2\theta - X^2cos^2\theta\right]$
$\beta = -4E^2\left(Rcos\theta - Xsen\theta\right)$
$\gamma = E^4$
Assim, o valor da potência crítica pode ser calculado por:

$$S_{cr} = Sm = \frac{E^2}{2}\left[\frac{Z - \left(Rcos\theta + Xsen\theta\right)}{\left(Rsen\theta + Xcos\theta\right)^2}\right] \tag{1.14}$$

E o valor da tensão crítica é dado por:

$$V_{cr} = \left[\frac{E^2 - 2Sm\left(Rcos\theta + Xsen\theta\right)}{2}\right]^{1/2} \tag{1.15}$$

A partir dessas equações, pode-se obter o comportamento da tensão na carga em relação à variação de potência, mantendo o fator de potência constante. Na figura 1.2 pode-se observar que para cada valor de fator de potência, obteve-se valores diferentes de potência e tensões críticas.

Pode-se observar também que para cada valor de potência, existem dois valores de tensões, que correspondem aos dois pontos de operação possíveis: V^h representa o ponto de operação em que o sistema pode atender a carga e V^l ocorre quando a carga é maior que o limite de estabilidade. É possível

perceber que a potência crítica decresce quando o ângulo do fator de potência indutivo aumenta. O ponto em que tensão e potência são críticas é identificado como sendo o limite de estabilidade de tensão, a parte real da potência crítica é interpretada como o máximo carregamento suportado pelo sistema. Quando a instabilidade do sistema ocorre porque nas linhas de transmissão foram atingidos os limites de transferência de potência, devido ao inadequado suporte de reativos, este tipo de ocorrência é classificado como um problema que pode ser analisado com uma abordagem estática.

Esta análise usa um modelo estático do sistema, ou seja, o sistema é modelado por equações algébricas não lineares, mas no entanto, sabe-se que modelos mais realistas do sistema podem ser obtidos através de equações diferenciais altamente não lineares. Análises, utilizando tais modelos, verificaram que para cada fator de potência existe um ponto crítico além do qual não há transmissão de potência ativa, e que para cada nível de potência ativa existem dois pontos de operação para tensão, um estável e o outro instável [10]. Os valores críticos variam de acordo com as condições do sistema, tais como redespacho da geração de potência, limites das barras de geração e fator de potência das barras de carga, além de mudar com a ocorrência de contingências que alteram a topologia da rede [11].

1.2 Análises de colapso de tensão

Existem vários métodos, baseados em princípios diversos, que permitem a detecção e a prevenção do colapso de tensão. Os métodos de cálculo de margem de estabilidade e de cálculo de índice de proximidade ao colapso de tensão receberam grande atenção por parte de pesquisadores da área. Existem métodos que avaliam o colapso de tensão e determinam a segurança de tensão, a partir de diferentes pontos de vista, e existem fronteiras muito claras entre eles, o que torna possível reuní-los em dois grupos: o de enfoque dinâmico e o de enfoque estático.

Algumas análises [12] mostram que, sob certas condições, análises dinâmicas e estáticas podem levar a resultados similares, mas também mostram que em algumas situações deve-se considerar as características dinâmicas dos elementos componentes do sistema.

1.2.1 Análise dinâmica

As análises dinâmicas usam modelos detalhados do sistema, proporcionando melhor entendimento dos mecanismos que levam o sistema ao colapso de

tensão. No entanto, o esforço computacional envolvido nestas análises é elevado. Os primeiros estudos dinâmicos do colapso de tensão foram apresentados em 1975 por Venikov *et alii.* [13], mostrando que sob certas condições especiais, o sinal dos autovalores da Jacobiana do sistema dinâmico pode dar informações sobre a estabilidade de regime permanente, e que é conveniente combinar análises de estabilidade de regime permanente com cálculo de fluxo de carga e fazer essas análises com programas de fluxo de carga modificado, para melhorar convergência, número de iterações e obter resultados seguros. O modelo usado, entretanto, partiu do modelo clássico (equação de oscilação), e encontrou uma relação entre a instabilidade causada quando um autovalor da matriz Jacobiana do sistema dinâmico alcança a origem do plano complexo e a anulação do valor do determinante da matriz Jacobiana do fluxo de carga. As análises de enfoque dinâmico, em geral usam modelos do tipo contínuo (descrito por equações diferenciais ordinárias), e em raras ocasiões usam modelos do tipo discreto (descrito por equações a diferenças), e podem ser subdivididas em três outros grupos: análises de pequenas perturbações, análises não lineares e análises da importância da modelagem de tranformadores com regulação de carga, de motores de indução e de diversas cargas.

As análises conhecidas como análises de pequenas perturbações, estudam o fenômeno do colapso de tensão através da avaliação da matriz Jacobiana obtida pela linearização das equações dinâmicas do sistema de potência. Este tipo de análise usa modelos puramente diferenciais dos sistemas de energia elétrica, permitindo uma individualização sistemática de todos os fatores dinâmicos que afetam o fenômeno de instabilidade de tensão [14], representando apropriadamente os componentes dinâmicos do sistema. Pai e Sauer [12] analisaram cuidadosamente a relação entre a estabilidade de pequena perturbação e a singularidade da Jacobiana do fluxo de carga. Apresentaram um modelo dinâmico básico, multi-máquina e não linear, incluíram aspectos fundamentais de controle de tensão e freqüência. Mostrando que para redes (R-L) e cargas, os transitórios dos estatores e da rede são muito rápidos comparados com as menores dinâmicas mecânicas (por exemplo saída de equipamentos e ações de operadores) e de tensão, eliminaram estes transitórios usando perturbação singular e o conceito de *integral manifold* [15]. Utilizando dois casos envolvendo suposições sobre máquinas assíncronas e seus controles analisaram a relação entre a estabilidade de pequena perturbação e a singularidade da Jacobiana do fluxo de carga. Constataram que para o colapso de tensão e análises de instabilidade de tensão, algumas conclusões baseadas na singularidade do Jacobiano do fluxo de carga padrão, devem ser somente aplicadas para o fenômeno do colapso de tensão, quando o sistema estiver próximo da máxima transferência

de potência.

Rajagopalan *et alii.* [10], apresentaram a idéia de que as instabilidades dinâmicas impõem mais restrições à operação do sistema, do que a máxima transferência de potência. Usando o fato de que o tipo de modelagem dinâmica pode determinar o nível aceitável de restrições às regiões de operação, consideraram apenas propriedades dinâmicas da geração do sistema, não estudando cargas dinâmicas para a análise de aspectos das curvas P-V típicas. Mostraram também que a instabilidade do sistema pode ocorrer sem qualquer singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga (matriz Jacobiana do sistema estático). Uma outra contribuição foi mostrar que qualquer tentativa de usar um modelo com tensão de geração constante resultará em instabilidade de controle de tensão, pois a capacidade de carregamento determinada com base em tensão de geração constante, será apenas um limitante superior. Mostraram a necessidade de se ter um conhecimento mais profundo das relações entre elementos físicos e modelos matemáticos.

As análises não lineares mais significativas são aquelas baseadas na teoria matemática de bifurcações. O colapso de tensão pode ser estudado com um modelo estático, antes da bifurcação, e após a bifurcação, com um modelo dinâmico. A bifurcação é causada por um autovalor do sistema dinâmico, que se anula com o colapso de tensão [16], devido ao fato de que o colapso de tensão é um fenômeno aperiódico lento (o que sugere um autovalor nulo) relacionado com o desaparecimento do ponto de equilíbrio do sistema (o que justifica a teoria de bifurcações). Em 1982, Araposthathis *et alii.* [17], apresentaram algumas propriedades assintóticas das trajetórias das funções de um sistema de potência interconectado, em que os geradores são descritos por suas equações *swing* e as cargas são tratadas como barras PV. Embora tenha sido um estudo inicial, mostraram que um estudo completo de estabilidade, eventualmente pode levar à construção de um diagrama de bifurcação. Uma análise muito original foi apresentada por de Marco *et alii.* [18], tratando os sistemas de energia elétrica como sistemas dinâmicos submetidos a uma fonte de ruídos capaz de representar uma evolução estocástica das cargas do sistema. Estes estudos foram utilizados para justificar o uso de funções de Lyapunov aplicadas às análises de colapso de tensão. No entanto esta dinâmica não parece significativa no desenvolvimento do colapso de tensão devido à pequena amplitude das flutuações ocasionadas pelas variações aleatórias de cargas.

Uma série de estudos e simulações de incidentes de colapso de tensão evidenciam a importância de se fazer um estudo mais profundo de modelos de transformadores reguladores, cargas e motores de indução. Essas pesquisas tentam obter critérios de estabilidade para sistemas onde a dinâmica mais

relevante são dos transformadores modelados como sistemas diferenciais de primeira ordem. Abe [19], analisando o comportamento de alteradores de *tap* de transformadores, propôs um modelo discreto de primeira ordem, baseado em descrições dinâmicas das cargas. Este modelo foi usado para analisar estabilidade de tensão e condições de estabilidade a partir de um conjunto de equações dinâmicas linearizadas. Os resultados obtidos foram conservadores embora o modelo usado não tenha sido muito geral. Ohtsuki *et alii.* [9] analisaram os transformadores sob carga, baseados nas características transitórias das curvas P-δ, P-V, ou similares. Para obter essas curvas, fez a suposição de que os controles e outras dinâmicas do sistema não tenham tido tempo de atuar após uma alteração. Esses estudos não têm rigor desejável e não é aconselhável utilizá-los em situações complexas.

Cargas com características de impedâncias ou correntes constantes, não causam instabilidade de tensão [20]. Cargas de potências constantes, mas com características não estáticas, como motores de indução, ou cargas termostaticamente controladas, são responsáveis pelas dinâmicas que resultam da tentativa do sistema manter, após as contingências, o nível de demanda de pré-contingência. Para se estudar o modelamento das cargas, é possível obter facilmente um modelo generalizado baseando-se em características transitórias. Sabe-se que os processos dinâmicos individuais dos diferentes tipos de carga são impostos ao sistema de forma agregada ou conjunta [21]. A importância dos motores de indução foi estudada por Sekine e Ohtsuki [8], e El-Sadek [22]. Estes estudos proporcionaram simulações no domínio do tempo, de instabilidades geradas pelos motores de indução.

1.2.2 Análise estática

As teorias estáticas são de grande importância para os métodos propostos para detecção e prevenção de colapso de tensão e de maneira geral se propõem a determinar margens de estabilidade de tensão e mecanismos da instabilidade. O aspecto estático da estabilidade de tensão pode ser analisado, em princípio, a partir das equações de fluxo de carga ou alguma generalização adequada destas. Estas análises relacionam a existência do colapso de tensão com o conhecido fenômeno em que as equações não lineares de fluxo de carga podem ter várias soluções, ou nenhuma. Colapsos de tensão denominados *long term voltage collapse*, caracterizados por uma queda lenta de tensão que ocorre por um período de dezenas de segundos ou minutos, após uma contingência, são os mais estudados por meio de abordagens estáticas.

No grupo de análises estáticas temos os métodos tradicionais que geram

curvas P-V e Q-V para barras de interesse do sistema. Essas curvas são obtidas com soluções de fluxo de carga convencional e envolvem muito tempo computacional. Das curvas Q-V obtém-se informações sobre variação de tensão em uma barra à medida que a injeção de potência é aumentada, permitindo obter margem de reativos disponível na barra. As curvas P-V também são obtidas após execução sequencial de fluxos de carga, para vários incrementos de cargas numa barra, mantendo-se constante as demandas nas demais barras; informam qual é a demanda máxima que o sistema está habilitado para atender.

Sekine *et alii.* [23] estudaram a natureza das soluções do fluxo de carga com métodos algébricos, baseados na natureza quadrática do fluxo de carga em coordenadas retangulares. Galiana e Zeng [24] identificaram o colapso de tensão com um ponto em que ao se variar as cargas do sistema, deixa de haver soluções para o fluxo de carga. Este fenômeno se reproduz em um sistema de equações ligeiramente distinto do fluxo de carga propriamente dito. Ao se estudar a bifurcação causada por um autovalor do sistema dinâmico que se anula com o colapso de tensão, Galiana e Zeng utilizaram a expansão em série de Taylor das equações de fluxo de carga ao redor de um ponto singular em que as soluções desaparecem. Com a intenção de estudar o comportamento das soluções do fluxo de carga perto da singularidade da Jacobiana, eles observaram: que não existem soluções para certas alterações de carga no sistema; que existe a possibilidade de um abrupto colapso de tensão a partir de pequenas alterações de carga; quais são as barras mais sensíveis no sistema; e que a bifurcação pode ser expressa por duas soluções próximas, decorrentes de um termo composto de uma raiz quadrada que faz parte da equação que representa a sensibilidade de tensão perto do ponto de singularidade da Jacobiana.

Klos e Wojcicka [25] tentaram estabelecer relações gerais entre diferentes soluções do fluxo de carga e suas naturezas físicas. Obtiveram resultados para sistemas pequenos, nos quais soluções das equações de fluxo de carga estão associadas a uma configuração característica dos diagramas vetoriais de tensão. Concluíram que devido à não linearidade das equações, existem muitas soluções reais para o fluxo de carga, e que o número de soluções geralmente decresce com o aumento de potência nos nós.

As análises baseadas em sensibilidades obtidas a partir das equações linearizadas de fluxo de carga, de maneira geral, relacionam a queda de tensão em uma barra de carga com um pequeno incremento de consumo de potência reativa (sensibilidade Q/V). Este conceito foi introduzido por Venikov *et alii.* [26], sob o nome de estabilidade de carga, juntamente com o postulado que diz que para que o sistema seja estável, a sensibilidade Q/V deve ser negativa para todos os nós. Métodos de sensibilidades V-Q são relacionados com análise das

equações do fluxo de carga. Se as sensibilidades V-Q são positivas, uma injeção de potência reativa na barra faz sua tensão aumentar. O sistema é estável se todas as barras apresentarem sensibilidades V-Q positivas, e instável se pelo menos uma barra apresentar sensibilidade V-Q negativa. Quanto menor a sensibilidade mais estável é o sistema e a sensibilidade V-Q se torna infinita no limite de estabilidade de tensão, traduzido pela singularidade da matriz Jacobiana, quando as variações de potências ativas são supostas nulas.

Gao *et alii.* [27] propuseram um critério em que se considera o sistema instável quando a sensibilidade Q/V relacionada com as componentes modais do fluxo de carga reduzido e das equações de balanço de potência reativa, se fazem positivas. Se as cargas do sistema não forem constantes, este critério é equivalente a supor que a instabilidade de tensão ocorre devido a uma bifurcação causada por um autovalor do sistema dinâmico que se anula com o colapso de tensão. A análise modal estática permite obter fatores de participação das barras, geradores e linhas de transmissão em modos de operação críticos, que levam o sistema a ficar instável. Possibilita assim um estudo sobre os mecanismos de instabilidade e obtenção de informações sobre áreas vulneráveis do sistema a problemas de instabilidade de tensão. A bifurcação foi estudada pela análise estática por meio das equações do fluxo de carga [28], caracterizando um conjunto de soluções para equações do fluxo de potência na vizinhança próxima de um ponto de equilíbrio denominado ponto de bifurcação. Quando existem múltiplas soluções do fluxo de carga, elas correspondem a múltiplos pontos de equilíbrio do sistema na vizinhança do ponto de bifurcação.

1.2.3 Métodos para detecção e prevenção do colapso de tensão

Para se analisar a segurança de um sistema, é importante obter meios de calcular a distância de um certo ponto de operação do sistema ao ponto de colapso de tensão. Métodos de cálculos de índices de proximidade ao colapso de tensão obtêm um número (índice) que é capaz de indicar a proximidade ao colapso de tensão e são métodos rápidos se comparados aos métodos de cálculos de margens. Esses métodos de uma maneira geral partem de alguma análise das soluções de fluxo de carga e utilizam a Jacobiana do fluxo de carga, com a justificativa de que os resultados teóricos associam o colapso de tensão com a singularidade da matriz Jacobiana. Assim, esses métodos [29] baseiam-se no grau de singularidade da matriz Jacobiana e outras matrizes associadas a esta, calculam o valor mínimo singular da matriz de sensibilidades da potência reativa consumida e das tensões nos nós, e fazem análise modal

para se determinar a proximidade de instabilidade de tensão do sistema.

Índices baseados no desaparecimento das soluções do fluxo de carga têm valores críticos no ponto em que o fluxo de carga deixa de ter soluções. Kessel e Glavitsch [30] propuseram um índice baseando-se na factibilidade da solução das equações de fluxo de potência para cada nó, que varia de zero (nenhuma carga no sistema) a um (colapso de tensão), para determinar a transferência máxima de potência de um sistema formado por uma carga conectada a um gerador. Em [31], Tamura *et alii.* investigaram e provaram analiticamente a importante relação entre instabilidade de tensão e um par de soluções do fluxo de carga localizadas proximamente, baseados no ângulo que formam estas duas soluções. Iba *et alii.* [32], propõem um método que permite, a partir de uma dada solução do fluxo de carga, determinar eficientemente entre as outras, a mais próxima, podendo então utilizá-la para definir um índice. Um índice baseado no grau de dominância da diagonal da matriz Jacobiana, que se anula antes de chegar ao ponto de máxima transferência de potência do sistema analisado, foi proposto em [33].

Margem de segurança é a distância existente entre o ponto de operação considerado e o ponto de colapso de tensão. Esta distância é dada em termos físicos como aumento de potência consumida ou admitâncias de cargas, etc. Foram propostos métodos de margens baseados nas teorias de bifurcações em [34, 35]. Estes métodos são mais gerais podendo ser aplicados a modelos arbitrários, no entanto, são numericamente menos eficientes. Dobson [36] propôs um método para estimar margem de colapso de tensão no espaço de parâmetros através de vetores normais à superfície de bifurcação, baseado na geometria da bifurcação *saddle-node*. Os métodos de cálculo de margens baseados em otimização são os mais usados [37, 38, 39], mas seus inconvenientes são: limitações do modelo, direção de incremento de potência aparente e direção de incremento de potência reativa, respectivamente.

Métodos de curvas [7, 40] constroem curvas P-V, P-Q e similares, para diversos nós e suposições de aumento de carga. Em geral uma sucessão de fluxos de cargas são resolvidos para diversos incrementos de admitância de carga em determinado nó, mantendo constante a potência consumida pelos outros. Com os valores obtidos pelas simulações, constroem-se as curvas P-V ou P-Q. Estas curvas fornecem a potência máxima que o nó analisado pode consumir. A maior vantagem destes métodos é que utilizam ferramentas já existentes, o que facilita as suas implantações. No entanto, requerem grande tempo de cálculos e não levam em conta os casos de evolução simultânea de carga em vários nós.

Alguns métodos propuseram calcular uma região do espaço de tensão ou

potência em que o sistema opera com segurança garantida. Alguns deles [41, 42] baseiam-se em resultados de teoria de circuitos não lineares e proporcionam regiões de segurança um tanto conservadoras a um baixo custo computacional.

Em [43, 44] apresenta-se um algoritmo que se baseia em linearizações sucessivas do fluxo de carga, e métodos que propõem determinar o quanto pode-se aumentar a carga num sistema, até o fluxo de carga deixar de ter solução, dada uma direção de incremento de potências demandadas. O maior problema destes métodos é que a linearização não é válida nas proximidades do ponto de máxima transferência de potência. Esses métodos foram estudados detalhadamente neste trabalho. E propõe-se um novo e eficiente método de cálculo de margem de segurança, baseado nos mesmos princípios gerais dos métodos apresentados em [43, 44].

Capítulo 2

Análise de sensibilidade aplicada ao cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão

2.1 Introdução

O método de cálculo de margem de estabilidade de tensão usando sensibilidades propõe determinar o quanto se pode aumentar a carga do sistema até o ponto de instabilidade de tensão, dada uma direção de incremento de potências demandadas. Iniciando-se os cálculos em um ponto de operação factível, e usando as matrizes de sensibilidades obtidas para este ponto de operação, determina-se o próximo ponto, que estará no mesmo lado da curva Q-V, e portanto será uma solução válida. É, portanto, um método direcional que, na procura pelo ponto de colapso de tensão, faz o caminho completo a partir de um ponto de operação inicial, até o ponto de colapso de tensão. A proximidade do colapso de tensão pode ser indicada por um número de sensibilidade de tensão em relação ao aumento de potência reativa, que cresce para um valor infinito quando a tensão aproxima-se de seu valor crítico e expressa a inclinação da curva de tensão de uma barra em função da potência reativa consumida pela mesma.

O cálculo de margem de segurança, pode ser dado em MW, MVAr ou MVA, dependendo dos componentes de acréscimo de carga e é usado para informar a carga máxima que pode ser fornecida a uma determinada barra ou a inúmeras barras, sem que o sistema entre em colapso. A distância MW para o colapso de tensão pode ser usada como medida de máxima carga que pode ser fornecida a uma barra ou para encontrar a máxima transferência de potência entre

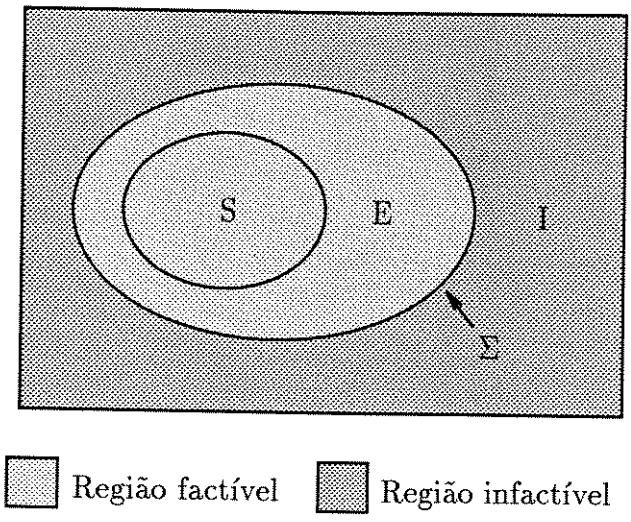

Figura 2.1: Espaço multidimensional de parâmetros

áreas, antes do colapso de tensão. E a medida de MVAr é usada para avaliar o comportamento do sistema quando suas reservas *spinning* são ativadas, sendo considerada uma medida da segurança do sistema, uma vez que a rede com alocação de reativos adequada é capaz de se manter estável em várias situações de cargas e contingências. O cálculo de margem de segurança em relação ao colapso de tensão pode ser uma ferramenta muito importante na operação segura de sistemas elétricos. Ele pode ser considerado como um aspecto fundamental dentro da análise de segurança de redes. Torna-se necessário então dispor de métodos de cálculo de margens de segurança eficientes e que permitam sua utilização, inclusive em ambientes de tempo real.

2.2 Regiões de segurança no espaço de parâmetros

Neste trabalho, as análises de estabilidade de tensão dos sistemas são feitas utilizando-se do conceito de regiões de estabilidade no espaço de parâmetros. As regiões de operação de uma rede de energia elétrica, sob o ponto de vista de segurança, podem ser divididas em regiões do espaço multidimensional de parâmetros [45], como apresenta a figura 2.1.

Os pontos de operação do sistema que podem ser determinados pelo fluxo

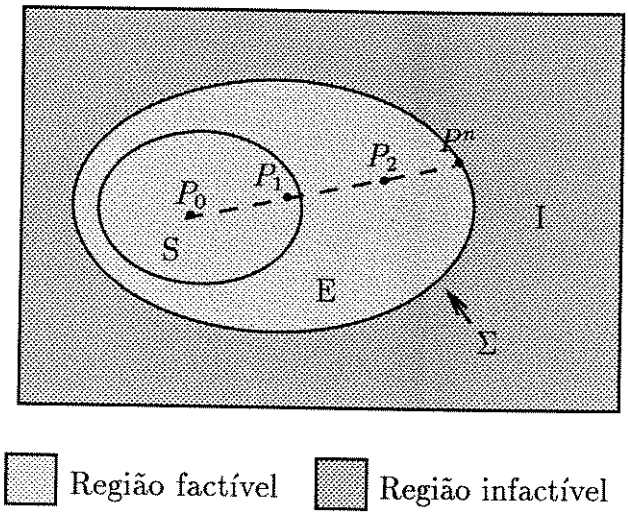

Figura 2.2: Pontos de operação

de carga encontram-se representados pela região factível da figura 2.1. Quando o fluxo de carga não obtém solução, o ponto de operação pode estar na região factível se a rede for mal condicionada, ou pode estar numa região infactível correspondente à região (I) da figura 2.1, condição em que a operação da rede não é possível, ou seja, foram violadas restrições de segurança da rede. Os pontos em que a rede opera com segurança, ou seja, mantendo os limites de operação das tensões nodais, dos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e das injeções de potência reativa nas barras de geração, são representados pela região (S). Os pontos de operação da região (S) também obedecem restrições de segurança determinadas para o sistema e caracterizam o estado de operação chamado normal ou seguro. A região (E) representa pontos de operação em que a rede se encontra com alguns limites de operação violados. O estado de operação do sistema em que as restrições de operação são violadas, é conhecido como estado de emergência.

Partindo de um ponto de operação na região factível e caminhando numa dada direção, com aumentos de carga dados sucessivamente a uma barra do sistema, chega-se a uma região de factibilidade ou de infactibilidade de operação, dependendo do valor do aumento de carga atribuído à barra. A margem de segurança ao colapso de tensão, também denominada margem crítica, margem de estabilidade de tensão ou ainda margem de instabilidade de tensão, neste trabalho é considerada como a soma de todos os incrementos de carga

atribuídos a uma barra, desde o ponto de operação inicial P_0 até o ponto de operação final P^n (ver figura 2.2). O objetivo é dar incrementos de cargas até atingir um ponto de operação localizado na fronteira Σ. Um ponto localizado na fronteira Σ ou suficiente próxima dela é identificado pelo método como ponto de colapso de tensão ou ponto crítico. Cabe dizer, que neste trabalho o valor de margem crítica e de tensão crítica considerados como valores exatos são os valores obtidos na solução do fluxo de carga para a condição de máxima carga. Estes valores foram obtidos fazendo-se alterações em bancos de dados das redes analisadas.

2.3 Matrizes de sensibilidades

O problema do fluxo de carga consiste da solução de equações e inequações algébricas que constituem um modelo estático da rede. Essas equações não lineares deduzidas pela aplicação das leis de Kirchhoff, representam os componentes mais importantes do sistema de energia elétrica: cargas, geradores, compensadores síncronos, linhas de transmissão, transformadores defasadores e em-fase, capacitores e reatores *shunt*; e podem ser colocadas na forma vetorial apresentada a seguir:

$$\underline{\Delta P} = \underline{P}^{esp} - \underline{P}(\underline{V}, \underline{\theta}) \tag{2.1}$$

$$\underline{\Delta Q} = \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}(\underline{V}, \underline{\theta}) \tag{2.2}$$

Nessas equações, $\underline{P}$ representa o vetor das injeções de potência ativa nas barras PQ e PV; $\underline{P}^{esp}$ é o vetor de valores especificados para as mesmas; $\underline{Q}$ é o vetor das injeções de potência reativa nas barras PQ, e $\underline{Q}^{esp}$ o vetor de valores especificados para as mesmas. $\underline{V}$ e $\underline{\theta}$ são vetores de magnitudes e ângulos das tensão nas barras, respectivamente.

As injeções de potência ativa e de potência reativa na barra k, em um sistema de energia elétrica, podem ser dadas pelas seguintes equações:

$$P_k = \sum_{m \in K} P_{km}\left(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m\right) \tag{2.3}$$

$$Q_k = \sum_{m \in K} Q_{km}\left(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m\right) - Q_k^{sh}\left(V_k\right) \tag{2.4}$$

em que:

K - é o conjunto das barras vizinhas da barra k

V_k, V_m - magnitudes das tensões nas barras terminais do ramo k-m
θ_k, θ_m - ângulos das tensões nas barras terminais do ramo k-m
P_{km} - fluxo de potência ativa no ramo k-m
Q_{km} - fluxo de potência reativa no ramo k-m
Q_k^{sh} - componente da injeção de potência reativa devida ao elemento *shunt* na barra k

As inequações que fazem parte do problema do fluxo de carga expressam as restrições nas magnitudes das tensões nodais das barras de carga, os limites das injeções de potência reativa nas barras de geração; os limites de fluxos em ramos, entre outros. Controles como de magnitude de tensão nodal (por injeção de reativos ou por ajustes de *taps* de transformadores) e controle de fluxo de potência ativa também podem fazer parte da formulação do problema. Portanto, resolver o problema do fluxo de carga, é resolver um sistema de $2n+m = n_b - m - 2$ equações algébricas, sendo n o número de barras de carga da rede , m o número de barras de geração e n_b o número total de barras da rede. Essas equações básicas do fluxo de carga podem ser representadas por $\underline{g}(\underline{x})$, função vetorial que contém informações sobre o estado, topologia, níveis de carga e de geração na rede:

$$\underline{g}(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} \tag{2.5}$$

na qual:

$\underline{x}$- representa o estado da rede (magnitude e ângulo de tensões).

Resolver o sistema de equações de fluxo de carga, levando em consideração limites e parâmetros fixos, é equivalente a resolver a equação geral:

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{u}, \underline{p}) = \underline{0} \tag{2.6}$$

na qual:

$\underline{x}$ - vetor das variáveis de estado (magnitudes das tensões nas barras de carga e ângulos e tensões nas barras de carga e geração), de dimensão $((2n + m) \times 1)$.

$\underline{u}$ - vetor das variáveis de controle (tensões nas barras de geração, geração de potência ativa e compensação de reativos), de dimensão $(n_u \times 1)$, sendo n_u o número de variáveis controladas.

$\underline{p}$ - vetor de parâmetros (cargas ativas e reativas), de dimensão $(n_p \times 1)$, sendo n_p o número de parâmetros.

Utilizando $\underline{g}(\underline{x}^0, \underline{u}^0, \underline{p}^0) = \underline{0}$, onde $\underline{x}^0$, $\underline{u}^0$ e $\underline{p}^0$ são valores nominais, assumindo alterações $\underline{\Delta u}$ e $\underline{\Delta p}$ para determinar $\underline{\Delta x}$ e expandindo a equação (2.6) em série de Taylor, considerando-se somente os termos de primeira ordem, obtém-se a relação:

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{u}, \underline{p}) - \underline{g}(\underline{x}^0, \underline{u}^0, \underline{p}^0) = g_x \underline{\Delta x} + g_u \underline{\Delta u} + g_p \underline{\Delta p} = \underline{0} \tag{2.7}$$

ou

$$\underline{\Delta g} = g_x \underline{\Delta x} + g_u \underline{\Delta u} + g_p \underline{\Delta p} = \underline{0} \tag{2.8}$$

A partir da equação (2.8) as sensibilidades nas variáveis de estado x, ou seja, as alterações no vetor das variáveis de estado resultantes de alterações nos vetores das variáveis de controle e de parâmetros, podem ser expressas como:

$$\underline{\Delta x} = -g_x^{-1} g_u \underline{\Delta u} - g_x^{-1} g_p \underline{\Delta p} \tag{2.9}$$

ou

$$\underline{\Delta x} = S_{xu} \underline{\Delta u} + S_{xp} \underline{\Delta p} \tag{2.10}$$

em que:

S_{xu} - sensibilidades das variáveis de estado x para alterações nas variáveis de controle u.

S_{xp} - sensibilidades das variáveis de estado x para alterações nos parâmetros p.

As matrizes g_x, g_u, g_p, consistem de derivadas parciais do vetor $\underline{g}$ em relação às variáveis de estado x, variáveis de controle u, e parâmetros p, e são representadas como mostram as equações vetoriais a seguir:

$$g_x = \begin{bmatrix} P_\theta & Q_\theta \\ P_v & Q_v \end{bmatrix} \tag{2.11}$$

Esta matriz de dimensão $((2n+m)\times(2n+m))$, é a matriz Jacobiana do fluxo de carga, e P_θ, P_v, Q_θ e Q_v, são submatrizes que representam respectivamente as sensibilidades $\partial P/\partial\theta$, $\partial P/\partial V$, $\partial Q/\partial\theta$ e $\partial Q/\partial V$.

A matriz g_u tem dimensão $((2n+n)\times n_u)$, e consiste das sensibilidades de injeções de potências ativa e reativas em relação às alterações de variáveis controladas. Pode ser representada por:

$$g_u = \begin{bmatrix} P_u \\ Q_u \end{bmatrix} \tag{2.12}$$

na qual, P_u é formada por $\partial P/\partial V_g$, $\partial P/\partial P_g$, $\partial P/\partial Q_c$, e Q_u é formada por $\partial Q/\partial V_g$, $\partial Q/\partial P_g$, $\partial Q/\partial Q_c$. Sendo que V_g, P_g e Q_c, são respectivamente tensões nas barras de geração, geração de potência ativa e compensação de reativos.

A matriz g_p é uma matriz de dimensão $((2n+m)\times n_p)$, com elementos nulos e iguais a um. Constitui-se de sensibilidades de injeções de potências ativa e reativas em relação às alterações de parâmetros (cargas ativas e reativas). Como mostram as equações (2.1 e (2.2)), essas sensibilidades têm valores unitários, pois $\partial P_i/\partial P_i^l = \partial Q_i/\partial Q_i^l = 1$. P_i^l e Q_i^l representam a carga de potência ativa e reativa na barra i, respectivamente.

As variáveis dependentes nas equações básicas do fluxo de carga, que podem ser fluxos nas linhas e transformadores, correntes, injeções de potência reativa em barras de geração, entre outras, são também conhecidas como variáveis dependentes funcionais. São funções das variáveis de estado x, variáveis de controle u e parâmetros p. Então temos:

$$\underline{w} = \underline{w}(\underline{x}, \underline{u}, \underline{p}) \tag{2.13}$$

em que:

$\underline{w}$ - é o vetor de variáveis dependentes funcionais do problema de fluxo de carga, de dimensão $(n_w \times 1)$, sendo n_w o número de variáveis dependentes consideradas para o problema. Para um vetor de variáveis dependentes composto somente de injeções de potência reativa em barras de geração e geração de potência ativa da barra *swing*, temos que $n_w = n_g + 1$, n_g é o número de geradores da rede, e a dimensão acrescida se deve a consideração de geração de potência ativa da barra *swing* como variável dependente funcional.

Com o mesmo procedimento atribuído à equação (2.6), os termos de primeira ordem obtidos pela expansão da equação (2.13) em série de Taylor estão apresentados na seguinte equação:

$$\underline{\Delta w} = w_x \underline{\Delta x} + w_u \underline{\Delta u} + w_p \underline{\Delta p} \tag{2.14}$$

As matrizes w_x, w_u e w_p, apresentadas na equação (2.14), consistem de derivadas parciais do vetor $\underline{w}$ em relação a variáveis de estado x, variáveis de controle u, e parâmetros p. A matriz w_x que tem dimensão $(n_w \times (2n+m))$, é composta de derivadas parciais do vetor de variáveis dependentes em relação às variáveis de estado, e pode ser representada por:

$$w_x = \begin{bmatrix} Q_v^g & Q_\theta^g \\ P_v^s & P_\theta^s \end{bmatrix} \tag{2.15}$$

em que Q^g representa as injeções de potência reativa em barras de geração, e P^s a geração de potência ativa da barra *swing*.

A matriz w_u, tem dimensão $(n_w \times n_u)$, e consiste de derivadas parciais de variáveis dependentes funcionais em relação a alterações de valores de variáveis de controle do sistema:

$$w_u = \begin{bmatrix} Q_u^g \\ P_u^s \end{bmatrix} \tag{2.16}$$

na qual, a submatriz Q_u^g é formada por $\partial Q^g/\partial V_g$, $\partial Q^g/\partial P_g$, $\partial Q^g/\partial Q_c$, e P_u^s é formada por $\partial P^s/\partial V_g$, $\partial P^s/\partial P_g$, $\partial P^s/\partial Q_c$.

As variáveis dependentes como produção de potência reativa dos geradores e produção de potência ativa na barra de referência, como mostram as equações (2.1) e (2.2), são variáveis dependentes de magnitude e ângulo de tensões nodais, e não dependem de potências ativa e reativa consumidas nas barras de carga (parâmetros). Inserindo a equação (2.9) na equação (2.14) e observando que $w_p = 0$, as sensibilidades nas variáveis dependentes podem ser expressas como:

$$\underline{\Delta w} = (-w_x g_x^{-1} g_u)\underline{\Delta u} - w_x g_x^{-1} g_p \underline{\Delta p} \tag{2.17}$$

ou

$$\underline{\Delta w} = S_{wu}\underline{\Delta u} + S_{wp}\underline{\Delta p} \tag{2.18}$$

em que:

S_{wu} - sensibilidades das variáveis dependentes w para alterações nas variáveis de controle u.

S_{wp} - sensibilidades das variáveis dependentes w para alterações nos parâmetros p.

Para $\underline{\Delta u} = 0$ e para qualquer $\underline{\Delta p}$, as sensibilidades de variáveis dependentes, também podem ser encontradas a partir das seguintes equações:

$$\underline{\Delta x} = S_{xp}\underline{\Delta p} \tag{2.19}$$

e

$$\underline{\Delta w} = S_{wp}\underline{\Delta p} = w_x\underline{\Delta x} \tag{2.20}$$

Pois temos que:

$$g_x\underline{\Delta x} = -\underline{\Delta p} \tag{2.21}$$

2.3.1 Sensibilidade de tensão em relação à potência reativa

A matriz de sensibilidade S_{xp} contém as sensibilidades das variáveis de estado da rede em relação a alteração de potências reativa e ativa e é igual a inversa da matriz Jacobiana do fluxo de carga. Uma expressão para S_{xp} é dada como:

$$S_{xp} = -g_x^{-1}g_p \tag{2.22}$$

O elemento diagonal de S_{xp}, que relaciona variações de tensão nas barras de geração e de carga com variações de geração de potência reativa é dado por:

$$vs_i = \left[\frac{\partial V}{\partial Q}\right]_i = \left(-g_x^{-1}\right)_{i-diagonal} \tag{2.23}$$

Esse número de sensibilidade expressa a declividade da curva de tensão, onde a tensão de uma barra é dada como uma função não linear de geração de potência reativa que entra na mesma barra. Em [43, 44] este número é usado como indicador de proximidade de tensão. Assume-se que vs_i cresce para um valor infinito quando o valor da tensão aproxima-se do valor crítico.

2.3.2 Sensibilidade da geração de reativos em relação à carga

As sensibilidades na geração de potência reativa para variações de cargas ativas e reativas para barras especificas são dadas pela matriz de sensibilidade S_{wp}, expressa como:

$$S_{wp} = -w_x g_x^{-1} g_p \tag{2.24}$$

na qual:

w_x - matriz que contêm as derivadas parciais de variáveis dependentes w em relação ao estado da rede.

A alteração da produção de reativos no gerador j (ΔQ_{ji}) devido à alteração de carga na barra i (Δq_i, carga reativa, e Δp_i, carga ativa) é dada por:

$$\Delta Q_{ji} = \frac{\partial Q_{ji}}{\partial q_i}\Delta q_i + \frac{\partial Q_{ji}}{\partial p_i}\Delta p_i \tag{2.25}$$

ou

$$\Delta Q_{ji} = S_{wp}(j, i_q)\Delta q_i + S_{wp}(j, i_p)\Delta p_i \tag{2.26}$$

em que:

$S_{wp}(j, i_q)$ e $S_{wp}(j, i_p)$ - são elementos da matriz S_{wp}, referentes à barra i e ao gerador j.

A potência reativa resultante ΔQ_{gen} pode ser gerada adicionalmente em toda a rede quando a carga na barra i é aumentada por Δq_i e Δp_i, e pode ser calculada como a seguir:

$$\Delta Q_{gen} = \sum_{j=1}^{ng}(S_{wp}(j, i_q)\Delta q_i + S_{wp}(j, i_p)\Delta p_i) \tag{2.27}$$

em que:

i_q - coluna da matriz S_{wp} correspondente à variação de potência reativa

i_p - coluna da matriz S_{wp} correspondente à variação de potência ativa

ou

$$\Delta Q_{gen} = qs_i \Delta q_i + ps_i \Delta p_i \tag{2.28}$$

Quando a carga é aumentada em inúmeras barras, qs_i e ps_i expressam as perdas reativas incrementais do sistema, e o valor de sensibilidade qs_i pode ser usado como um aviso da proximidade do colapso de tensão para ponto de operação dentro de uma região próxima do ponto de operação nominal da rede, quando este número aumenta para um valor infinito o sistema está perto do nível crítico de tensão.

2.4 Cálculo da distância para o colapso de tensão

Como já foi mostrado na equação (2.22), a matriz S_{xp} é igual à inversa da matriz Jacobiana do fluxo de carga, que na equação abaixo é representada por J. Assim, o vetor das sensibilidades das variáveis de estado da rede em relação ao acréscimo de carga na barra i pode ser obtido da seguinte maneira:

$$\underline{S_{xp}(i)} = J \cdot \underline{e_i^t} \tag{2.29}$$

O vetor $\underline{e_i^t}$, é um *singleton*, no qual apenas os elementos respectivos à barra de carga i assumem valor igual a - $\underline{\Delta P}$. Assim ao realizar-se o cálculo de margem, é dado um incremento $\underline{\Delta p}$ (acréscimo de carga no sistema, numa barra de carga especificada ou dado por uma distribuição definida) correspondente a -1,0 p.u., para obter sensibilidades no ponto de operação. Os aumentos de carga determinados durante o cálculo de margem dependerão, sobretudo, dos valores de sensibilidades S_{wp} obtidos, e serão estipulados pelo próprio método. Se o aumento de carga for de carga ativa somente, ou apenas de carga reativa, $\underline{e_i^t}$ terá apenas um elemento não nulo, caso o aumento seja uma combinação de cargas ativas e reativas, terá dois elementos não nulos. As sensibilidades S_{xp} podem ser obtidas por simples substituições *fast forward* e *backward* de (2.29), e multiplicando-se a matriz esparsa w_x por $\underline{S_{xp}(i)}$, obtem-se as sensibilidades das variáveis dependentes. Como mostra a equação (2.24).

Para aumentos de carga com fator de potência constante, verifica-se que o incremento de carga complexa na barra i (Δs_i), é determinado pela seguinte equação:

$$\Delta s_i = \left(\Delta p_i^2 + \Delta q_i^2\right)^{1/2} \tag{2.30}$$

O valor de incremento de carga ativa e de carga reativa, neste caso, onde o fator de potência da carga da barra i (fp_i) é mantido constante, são dados respectivamente por:

$$\Delta p_i = \Delta s_i \cdot fp_i \tag{2.31}$$

$$\Delta q_i = \Delta s_i \cdot \left(1 - fp_i^2\right)^{1/2} \tag{2.32}$$

Deve-se ter procedimento especial com a distribuição de carga no sistema quando a alteração de carga é de potência ativa; deve-se levar em consideração duas possíveis condições para a barra *swing*: somente as perdas incrementais serão acrescidas à barra *swing* ou ela terá participação na geração de potência ativa como qualquer outra unidade de geração do sistema. Este problema é discutido em Flatabø *et alii*.[44].

A equação (2.27), por exemplo, envolve duas colunas da matriz de sensibilidade S_{wp} para encontrar a alteração da geração de potência reativa em cada gerador j, uma que expressa a sensibilidade de geração de reativos devido o aumento de carga reativa, e um outra, devido aumento de carga ativa. Como o aumento da carga é distribuído por várias barras, uma combinação linear de cada duas colunas da matriz S_{wp} irá dar a sensibilidade resultante de geração de reativos para cada unidade geradora em relação ao aumento de carga (qs_i e ps_i).

Caso o cálculo a ser feito seja de margem de potência ativa do sistema, o valor de carga ativa a ser alterado no sistema é calculada por:

$$\Delta Q_{j,i_p} = S_{wp}(j, i_p)\Delta p_i \tag{2.33}$$

em que:

$\Delta Q_{j,i_p}$ - variação de potência reativa gerada na barra j devido à variação de carga ativa na barra i.

Δp_i- variação de carga ativa na barra i.

$S_{wp}(j, i_p) = \partial Q_{ji}/\partial p_i$.

Se o cálculo é de margem de reativos, a alteração é de carga reativa, e usa-se:

$$\Delta Q_{ji_q} = S_{wp}(j, i_q)\Delta q_i \tag{2.34}$$

em que:

ΔQ_{ji_q} - variação de potência reativa gerada na barra j devido à variação de carga reativa na barra i.

Δq_i -variação de carga reativa na barra i.

$S_{wp}(j, i_q) = \partial Q_{ji}/\partial q_i$.

A geração de potências ativas e reativas na barra *swing* são variáveis funcionais. Assim, se a carga alterada é determinada para que a barra *swing*, atinja capacidade máxima de reativos usa-se as equações acima. Mas, caso o cálculo use limites de geração de potência ativa da barra *swing*, para determinar margem de reativos, a carga reativa alterada é dada por:

$$\Delta P_{j,i_{1q}} = S_{wp}(j, i_{1q})\Delta q_{i_1} \tag{2.35}$$

em que:

$\Delta P_{ji_{1q}}$ - variação de potência ativa gerada na barra j devido à variação de carga reativa na barra *swing* i_1.

Δq_{i1} -variação de carga reativa na barra *swing* i_1.

$S_{wp}(j, i_{1q}) = \partial P_{ji}/\partial q_{i_1}$.

E o cálculo de alteração de carga ativa para que a barra *swing* atinja limites de geração de ativos usa:

$$\Delta P_{j,i_{1p}} = S_{wp}(j, i_{1p})\Delta p_{i_1} \tag{2.36}$$

em que:

$\Delta P_{ji_{1p}}$ - variação de potência ativa gerada na barra j devido à variação de carga ativa na barra *swing* i_1.

Δp_{i1} -variação de carga ativa na barra *swing* i_1.

$S_{wp}(j, i_{1p}) = \partial P_{ji}/\partial p_{i_1}$.

Também pode-se determinar uma alteração de carga composta de potências reativa e ativa:

$$\Delta Q_{ji_s} = S_{wp}(j, i_s)\Delta s_i \tag{2.37}$$

em que:

ΔQ_{ji_s} - variação de potência reativa gerada na barra j devido à variação de carga ativa e reativa na barra i.

Δs_i -variação de carga ativa e reativa na barra i.

E $S_{wp}(j, i_s)$ é determinado substituindo-se as equações (2.31) e (2.32) em (2.26). Obtendo-se a seguinte expressão:

$$S_{wp}(j, i_s) = (S_{wp}(j, i_q)(1 - fp_i^2)^{1/2}) + (S_{wp}(j, i_p)fp_i) \tag{2.38}$$

O método de sensibilidades caminha em direção ao colapso de tensão fazendo em cada passo uma procura pela mínima alteração de carga que pode ser atribuída ao sistema, antes que uma unidade de geração de MVAr alcance sua

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

produção máxima especificada, ou provoque algum evento discreto (mudança de tap de transformador, perda de equipamentos, etc.). Se a alteração feita for a menor variação, que atribuída ao sistema ou barra analisada, leva uma unidade geradora a atingir sua produção máxima, o cálculo desta alteração de carga será determinado por sensibilidades e limites de geração de reativos dos geradores do sistema. É então selecionada a menor ΔP^n (variação de carga no passo n, ou seja, em um dos pontos de operação em que o sistema passa durante o processo do cálculo de margem de estabilidade de tensão), usando a seguinte expressão:

$$\Delta P_i^n = \min_j [(Q_{jmax} - Q_j)/S_{wp}(j)] \tag{2.39}$$

na qual:

Q_{jmax} - valor da capacidade máxima de geração de MVAr da unidade j.

Q_j - valor da geração de MVAr de operação da unidade j.

j - número da barra de geração de reativos.

ΔP_i^n- variação de carga dada ao sistema no passo n, pode ser em MVAr, MW ou MVA.

O cálculo da distância do colapso de tensão é interrompido segundo o critério de parada pré-definido para o método. O critério de parada pode usar a sensibilidade vs_i como indicador de proximidade de colapso de tensão, ou parar os cálculos quando todas as unidades de geração de potência reativa atingirem capacidade máxima de produção [43, 44]. Desta forma, o valor da margem de segurança, ou seja, da margem de estabilidade para o colapso de tensão, expressam condições de operação diferentes. A margem de segurança crítica para um método deve ser entendida como a margem crítica considerada pelo critério de parada utilizado. As margens de estabilidade do colapso de tensão podem ser dadas em termos de MW, MVAr ou MVA, dependendo dos componentes de acréscimo de carga. E podem ser obtidas através das seguintes equações:

1)A distância-MW para o colapso de tensão:

$$\Delta P_c = \sum_{n=1}^{n_{max}} \Delta p_i^n \tag{2.40}$$

2)A distância-MVAr para o colapso de tensão:

$$\Delta Q_c = \sum_{n=1}^{n_{max}} \Delta q_i^n \tag{2.41}$$

3)A distância-MVA para o colapso de tensão:

$$\Delta S_c = \sqrt{(\Delta P_c^{\,2} + \Delta Q_c^{\,2})} \tag{2.42}$$

nas quais:

n_{max} - número de passos ou de incrementos de carga, no cálculo da distância-MVA para o colapso de tensão.

2.5 Atualização do estado da rede usando sensibilidades

Assumindo-se que ΔP^n foi determinada para uma usina de geração alcançar limite de produção, as variáveis dependentes w e de estado x para esse novo ponto de operação podem ser atualizadas diretamente pelo uso das seguintes equações:

$$\underline{\Delta x} = S_{xp}\underline{\Delta P^n} \tag{2.43}$$

e

$$\underline{\Delta w} = S_{wp}\underline{\Delta P^n} \tag{2.44}$$

A barra de geração com limite violado é então removida da matriz de sensibilidade S_{wp}, pois deixa de ser uma variável dependente (geração de potência reativa ou ativa no caso de ser a barra *swing*), e se torna variável controlada, cuja tensão deixa de ser variável controlada e passa a ser uma variável de estado. Os vetores x, u e w são reorganizados e as matrizes de sensibilidades S_{xp} e S_{wp} são recalculadas para retomada do cálculo de margem, se for verificado que o sistema ainda continua estável. Nota-se que a grande esparsidade das matrizes envolvidas nestes cálculos e sua utilização de forma apropriada, proporcionam ótimo ganho de tempo computacional na determinação de novo estado da rede após alguma alteração.

Eventos como saída de equipamentos e ações de operadores também podem ser incorporados ao método de cálculo de margem de estabilidade de tensão usando sensibilidades. No entanto, tais eventos requerem iterações de fluxo de carga para estabelecer as condições pós-contingência.

2.6 Algoritmo para determinação de margem de estabilidade de tensão usando sensibilidades

A determinação do limite de estabilidade de um sistema, usando sensibilidades, pode ser obtida seguindo os passos descritos neste algoritmo apresentado a seguir [43, 44]:

1. Inicializa-se o contador de número de passos $n = 0$ e o valor da margem para o colapso de tensão $M^n = 0$;
2. Calcula-se as matrizes de sensibilidades S_{xp} e S_{wp}, usando-se as equações (2.22) e (2.24), respectivamente;
3. Seleciona-se o menor ΔP^n, usando-se a equação (2.39);
4. Atualiza-se o valor da margem para o colapso de tensão, no caso mais geral utiliza-se a equação (2.42), fazendo-se $M^n = M^{n-1} + \Delta P^n$;
5. Atualiza-se os valores requeridos pelas matrizes de sensibilidades S_{xp} e S_{wp} pelo uso das equações (2.43) e (2.44);
6. Reorganiza-se os vetores $\underline{x}$, $\underline{u}$ e $\underline{w}$ (ver seção 2.5);
7. Verifica-se a condição de estabilidade do sistema. Se continuar estável, incrementa-se o contador de passos n e volta-se ao passo 2. Se o sistema se apresenta instável, obtém-se o valor da margem do colapso de tensão e pára-se os cálculos.

Capítulo 3

Métodos de cálculo de margem de instabilidade de tensão usando sensibilidades

Três versões do método de cálculo de margem de instabilidade usando sensibilidades foram implementadas e analisadas neste trabalho. A versão denominada método linearizado faz atualização das variáveis do sistema usando matrizes de sensibilidades. A outra, em que atualizações são feitas por iterações do método de Newton, é denominada método não linear. Essas duas versões estão apresentadas neste capítulo e foram propostas em [43, 44]. Uma versão melhorada do método não linear, que é o método proposto neste trabalho está apresentada no próximo capítulo.

3.1 Método linearizado

A versão de método de cálculo de margem de estabilidade de tensão baseado em sensibilidades e denominada método linearizado, tem como diferença básica em relação às outras duas versões apresentadas neste trabalho, o uso de matrizes de sensibilidades S_{xp} e S_{wp} para fazer as atualizações de estado do sistema através das equações (2.43) e (2.44). O estado da rede é então determinado por simples multiplicações de matrizes, e quando alterações de carga do sistema são feitas dando-se acréscimos em uma barra determinada, permite que em cada passo, ou seja, em cada novo ponto de operação, as sensibilidades S_{xp} e S_{wp} sejam obtidas por simples substituições *fast forward* e *backward* das equações (2.43) e (2.44). O cálculo de margem de estabilidade de tensão é feito, dando-se acréscimos de carga sucessivos às barras até o ponto em que todas as unidades

geradoras alcancem sua produção máxima de reativos ou em que o sistema não consiga encontrar um novo ponto de operação estável. Os acréscimos de cargas são determinados pela equação (2.39). Em todo ponto de operação do sistema, partindo da operação atual e caminhando em direção ao colapso de tensão, as sensibilidades são calculadas. Portanto, cada ponto de operação determina o próximo, e este é obtido diretamente usando-se sensibilidades. A margem de estabilidade para o colapso de tensão é obtida pela equação (2.42). Deve-se levar em conta o critério de parada usado pelo método, para dar a interpretação exata do significado físico da margem crítica determinada. O método linearizado usou o critério de parar o cálculo de margem quando todos os geradores da rede atingem limites de produção de reativos. O cálculo de margem de estabilidade de tensão, realizado pelo método linearizado, é dado pelo seguinte algoritmo :

1. Definir se a margem de estabilidade será calculada em MVA, MVAr ou MW;
2. Definir se a barra *swing* será incluída em $\underline{w}$;
3. Definir qual barra de carga será analisada;
4. Calcular as sensibilidades S_{xp} e S_{wp}, usando-se as equações (2.22) e (2.24), respectivamente;
5. Calcular a ΔP^n que deve ser acrescida à barra analisada, usando-se a equação (2.39);
6. Atualizar $\underline{x}$ e $\underline{w}$, usando-se as equações (2.43) e (2.44), respectivamente;
7. Reorganizar os vetores $\underline{x}$, $\underline{u}$ e $\underline{w}$ (ver seção 2.4);
8. Verificar se todas as unidades geradoras atingiram limites de geração Se atingiram, parar o cálculo e dar a margem para o colapso de tensão. Caso contrário ir para o passo 4.

Nota-se que o critério de parada usado nesta versão do método de sensibilidades, analisa se todas as unidades de geração atingiram seus limites de produção, partindo-se da hipótese de que neste caso a rede já se encontra em condições inseguras, operando na região (E) da figura 2.1, muito provavelmente num ponto de operação muito próximo do colapso de tensão, ou seja, da fronteira Σ. O critério para avaliar instabilidade de tensão usando-se o elemento diagonal de S_{xp}, que relaciona variações de tensão nas barras de geração e de

carga com variações de geração de potência reativa discutido anteriormente (seção 2.3.1), não apresentou bom desempenho, principalmente pela dificuldade de estabelecer critérios para diagnosticar quando os valores apresentados pelas sensibilidades indicam proximidade do colapso de tensão, uma vez que estes números não apresentam alterações significativas de valores em região de operação do sistema próxima do colapso de tensão, mostrando que o colapso de tensão pode não ser detectado por valores de sensibilidades infinitos neste método.

Durante o cálculo de margens, o método percorre um caminho determinado por vários incrementos de potências. Partindo do ponto de operação inicial, passa por pontos de operação intermediários determinados pelo próprio método. Esses pontos de operação intermediários estão representados na figura 2.2 por P_1 e P_2. Num ponto de operação, como por exemplo o ponto P_2, os valores de sensibilidades vs_i podem não apresentar indicação de proximidade de colapso de tensão, então é determinado um novo incremento. Este incremento pode levar o sistema a um ponto na região de infactibilidade, devido as não linearidades no comportamento da rede e deficiências características do método. Pode ocorrer que seja determinado um ponto de operação crítico P^n, que esteja numa região infactível (I) não muito próxima da fronteira Σ, desta maneira a margem de estabilidade de tensão obtida pelo método não condiz com as condições reais do sistema. A aproximação ao ponto de colapso de tensão pelo método de sensibilidades nem sempre ocorre passando-se por vários pontos de operação nas proximidades do ponto crítico, chegando-se a este com sucessivos incrementos de carga de pequenos valores. Entre o ponto de operação crítico determinado e o ponto de operação anterior a este, pode-se obter um valor incremental de carga que faz com que não seja possível diagnosticar alterações nos valores de vs_i.

Com a utilização do método linearizado percebe-se que o cálculo de acréscimos de carga determinados pelas sensibilidades de aumento na geração de reativos devido à variação de carga, e também pelos limites de reativos das unidades geradoras, em cada ponto de operação, são comprometidos pelas linearizações impostas pelo método. As linearizações proporcionam uma vantagem razoável no tempo computacional do cálculo de margem de estabilidade de tensão. Em contrapartida, promovem erros (principalmente nas proximidades do colapso de tensão) nos cálculos de de tensões e ângulos do novo estado da rede (fazendo-se comparações com valores obtidos pelo fluxo de carga). Esta deficiência do método de sensibilidades, pode ser observada nas tabelas 3.1 e 3.2, em que apresentam-se valores de tensões e ângulos obtidos após aumento de carga ativa na barra 14 da rede de 14barras [46] : pelo

método linearizado V_{l1}, A_{l1},V_{l2} e A_{l2}, e pelo fluxo de carga V_{fc1}, A_{fc1}, V_{fc2}, e A_{fc2}. Os valores apresentados nas colunas com sub-índices iguais a 1, são referentes ao aumento de carga igual a 1,7 MW, e os apresentados nas colunas com sub-índices iguais a 2, são referentes ao aumento de carga igual a 20,9 MW. Cabe dizer que os valores dos aumentos de carga usados foram o primeiro e o segundo incremento de carga determinado pelo próprio método durante o cálculo de margem crítica de carga ativa na barra 14. Estes dados mostram que os erros no cálculo de valores de tensões e ângulos são maiores quando o carregamento na barra é aumentado. Os erros porcentuais apresentados nas simulações, na atualização de magnitudes de tensões foram maiores que os erros apresentados pela atualização de ângulos de tensões. Para o aumento de carga na barra 14 igual a 20,9 MW, o erro porcentual na atualização de magnitudes de tensões foi em média igual a 0,32 % e o erro porcentual médio na atualização de ângulos de tensões foi igual a 0,31 %. A apresentação desses valores tem como objetivo mostrar que o método linearizado é susceptível a erros numéricos e que de maneira geral as linearizações promovem erros. Os erros promovidos pelas linearizações são maiores em atualizações de estados da rede próximos do colapso de tensão, onde as não linearidades do problema são maiores.. As atualizações feitas usando-se as equações (2.43) e (2.44) são válidas para pequenas alterações em torno de um ponto de operação.

Como o novo ponto de operação do sistema é usado para determinar a próxima alteração de carga, o cálculo da carga que deverá ser acrescida ao sistema também é prejudicado, tornando a margem de colapso de tensão calculada um tanto otimista, como é mostrado na tabela 3.3, na qual encontra-se as margens de ativos e de reativos das barras de carga do sistema de 14 barras, obtidas pelos: método linearizado (ML), não incluindo a barra *swing* em $\underline{w}$, e fluxo de carga (FC). Estes valores de margens de reativos obtidos pelo fluxo de carga, representam a mínima carga que atribuída à barra, faz com que todos os geradores da rede atinjam limites de produção de reativos. Todos os geradores do sistema de 14 barras atingem limites de geração de reativos antes do colapso de tensão. Simulações com outras redes mostram que esta é uma característica particular da rede de 14 barras, e sabe-se que não é uma característica de redes reais.

Os valores de margens de estabilidade apresentados na tabela 3.3 foram calculados para o caso em que não se considera a barra *swing* em $\underline{w}$. No caso do sistema de 14 barras, observa-se que o sistema ainda permanece estável após todos seus geradores violarem limites. Neste caso, um incremento de carga pode ser determinado baseando-se nos limites de geração de potências ativa e reativa da barra *swing*. Quando a barra *swing* faz parte de $\underline{w}$, valores

Tabela 3.1: Magnitudes de tensões obtidas pelo método linearizado e fluxo de carga

barra	margem			
	V_{fc1}	V_{l1}	V_{fc2}	V_{l2}
01	1,0599	1,0599	1,0600	1,0600
02	1,0449	1,0449	1,0448	1,0450
03	1,0099	1,0099	1,0100	1,0100
04	1,0183	1,0183	1,0143	1,0147
05	1,0199	1,0199	1,0161	1,0165
06	1,0700	1,0700	1,0700	1,0700
07	1,0617	1,0616	1,0583	1,0589
08	1,0900	1,0906	1,0900	1,0900
09	1,0560	1,0560	1,0516	1,0524
10	1,0511	1,0510	1,0474	1,0481
11	1,0569	1,0569	1,0550	1,0554
12	1,0551	1,0550	1,0532	1,0535
13	1,0500	1,0500	1,0447	1,0453
14	1,0342	1,0341	1,0142	1,0158

Tabela 3.2: Ângulos obtidos pelo método linearizado e fluxo de carga

barra	margem			
	A_{fc1}	A_{l1}	A_{fc2}	A_{l2}
01	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
02	5,0225	5,0221	5,5017	5,4901
03	12,7877	12,7870	13,5998	13,5731
04	10,4127	10,4119	11,4362	11,4095
05	8,8637	8,8629	9,8035	9,7776
06	14,4021	14,3993	16,4896	16,4189
07	13,5256	13,5241	15,3460	15,2957
08	13,5256	13,5241	15,3460	15,2957
09	15,1396	15,1377	17,3733	17,3097
10	15,2949	15,2928	17,5021	17,4375
11	14,9802	14,9777	17,1261	17,0591
12	15,2762	15,2734	17,5843	17,5103
13	15,3737	15,3709	17,8618	17,7879
14	16,3791	16,3761	20,3259	20,2009

Tabela 3.3: Margens críticas de reativos do sistema de 14 barras obtidas pelo método linearizado

barra	margem			
	ML_Q	FC_Q	ML_P	FC_P
04	63,18	56,00	124,25	99,57
05	74,07	65,80	161,25	122,93
07	81,94	52,25	107,64	73,16
09	98,26	50,03	99,38	67,86
10	116,18	48,63	89,06	64,74
11	121,89	49,17	92,72	65,10
12	156,88	47,77	96,34	60,60
13	137,22	49,87	89,99	64,20
14	121,82	45,32	85,01	56,66

Tabela 3.4: Tensão e potências das barras do sistema de 14 barras no ponto de operação em que suportam carregamento máximo

barra	margem				
	V_k	ΔQ_{fc}	P_{sw}	Q_{sw}	ΔQ_s
04	0,604	241,30	291,28	416,50	744,63
05	0,605	262,61	297,07	463,62	649,42
07	0,637	122,47	250,59	196,19	2173,17
09	0,600	105,49	248,76	167,68	544,45
10	0,591	90,60	250,69	138,61	412,74
11	0,591	85,14	251,84	125,13	369,18
12	0,581	71,40	254,71	98,42	323,62
13	0,595	84,13	252,55	121,34	323,06
14	0,575	69,25	252,80	96,07	370,38

de limites de geração de potência ativa e reativa da barra *swing* são usados no cálculo de margem de estabilidade de tensão, mais precisamente no cálculo do valor de incremento de carga que deve ser atribuído à barra analisada. Para efeito de simulações, especificou-se valores de limites de geração de reativos e ativos para a barra *swing*, sendo que os banco de dados usados não dispõem dessas informações. Esses valores foram determinados por inspeção, dando-se incrementos de carga reativa à barra analisada e buscando-se valores de potências geradas na barra *swing* no ponto de operação em que o fluxo de carga apresenta convergência e máximo carregamento na barra. Com o procedimento descrito, obteve-se a tabela 3.4.

Na tabela 3.4 V_k são valores de magnitudes de tensões nodais para o último ponto de operação em que a solução do fluxo de carga encontrou convergência, após sucessivos incrementos de cargas reativas, dada a cada uma das barras individualmente, mantendo a constante a carga do resto da rede, ΔQ_{fc} é a margem de reativos determinada para cada uma das barras, neste mesmo ponto de operação. V_k e ΔQ_{fc} foram determinados alterando-se valores de carga reativa da barra analisada no banco de dados da rede, e executando-se fluxo de carga para determinar a maior carga que pode ser atribuída à barra sem que o fluxo de carga deixe de encontrar solução. P_{sw} e Q_{sw}, são valores obtidos pela solução do fluxo de carga para a geração de potência ativa e reativa da barra *swing*, respectivamente, neste último ponto de operação.

ΔQ_s, valores de margens de reativos para as barras do sistema obtidos pelo método linearizado, usando limites de geração determinados com base nos valores de P_{sw} e Q_{sw}, apresentados nesta tabela.

Através de simulações diversas, definiu-se limites máximos e mínimos de potências para serem usadas pelo método de sensibilidades. As simulações foram feitas, tomando-se como referência os valores de P_{sw} e Q_{sw}, na tentativa de determinar os valores limites de potência ativa e potência reativa para a barra *swing*. Com a observação dos valores apresentados na tabela 3.4 concluiu-se que não é possível determinar valores máximos e mínimos para a geração de potência na barra *swing*, com os quais obtém-se margem de estabilidade de tensão para cada uma das barras de carga da rede, sendo que todas as unidades de geração atinjam limites, inclusive a barra *swing*, sem que antes fosse detectado alguma instabilidade. Pela tabela 3.4 vê-se que adotando-se os valores máximos de geração de reativos igual a 96,00 MVAr e de ativos igual a 240,00 MW, garante-se condições de convergência na análise de carregamento máximo de todas as barras da rede, no entanto, com esses valores, o método de sensibilidades determinam margens críticas (ΔQ_s) para as barras, muito maiores que o valor de margem obtido pelo fluxo de carga. Portanto, os valores de margens críticas encontrados e suas respectivas tensões, quando inclui-se a barra *swing* no vetor $\underline{w}$, mostram que não é possível estabelecer comparações desses valores, uma vez que o fluxo de carga não considera a barra *swing* como uma barra de geração com limites, ao contrário do que considera-se no método de sensibilidades. Verificou-se que o cálculo de margem para o colapso de tensão é fortemente influenciado pelos valores limites de geração de potência da barra *swing*, ou seja, pequenas diferenças nesses valores provocam alterações expressivas no valor de margem crítica, assim é necessário muito cuidado ao considerar-se a geração de potências da barra de folga do sistema como variáveis funcionais dependentes.

3.2 Método não linear

O método não linear difere do método linearizado por fazer atualização do estado do sistema usando fluxo de carga. Este fato torna o cálculo de margem de estabilidade de tensão mais realista, pois após cada alteração de carga do sistema, um novo ponto de operação é encontrado pela solução do fluxo de carga. E se a atualização do estado do sistema for feita utilizando-se fluxo de carga com controle, em cada novo ponto de operação são investigados limites de geração de potência dos geradores. Nesta versão o critério usado pelo método

para interromper os cálculos e dar o valor da margem crítica foi a condição em que todas as barras de geração da rede, exceto a barra *swing*, apresentam limites de geração de reativos violados. Como os incrementos de carga são calculados pelo método pela equação (2.39), espera-se que o número de pontos de operação que fazem parte do caminho percorrido pelo método até o ponto de colapso de tensão, seja no máximo igual ao número de barras de geração da rede, exceto a *swing*. No entanto, verifica-se que nem sempre isso ocorre, e uma tolerância (tol) é acrescida ao valor de um incremento determinado quando o incremento de carga anterior não for suficiente para que um gerador atinja limites de geração de reativos. O método foi habilitado a considerar que a cada incremento de carga atribuído à barra uma unidade de geração atinge limites de geração de reativos. O cálculo de margem de estabilidade de tensão pelo método não linear é feito pelo procedimento seguinte:

1. Inicializar o contador de número de passos $n = 0$, o valor da margem para o colapso de tensão $M^n = 0$, e a tolerância $\xi = 0$;

2. Definir se a margem de estabilidade será calculada em MVA, MVAr ou MW;

3. Definir qual barra de carga será analisada;

4. Calcular as sensibilidades S_{xp} usando a equação (2.22), e S_{wp} usando a equação (2.24);

5. Calcular a ΔP^n que deve ser acrescida à barra analisada, usando a equação (2.39), para que o gerador mais sensível ao aumento de carga atinja limite de geração;

6. Atualizar o valor da margem para o colapso de tensão, fazendo-se $M^n = M^{n-1} + \Delta P^n + \xi$; e o valor da tolerância, fazendo-se $\xi = 0$;

7. Atualizar $\underline{x}$ e $\underline{w}$, e verificar estabilidade do sistema, executando-se o fluxo de carga;

8. Se o fluxo de carga não convergiu ir para o passo 13;

9. Se o gerador escolhido pertence à última barra do tipo PV, ir para o passo 12;

10. Se o aumento de carga foi insuficiente para que o gerador mais sensível atingisse um de seus limites de geração, considerar que o tipo de barra foi alterado de PV para PQ e que $\xi = tol$;

Tabela 3.5: Margens críticas de reativos do sistema de 14 barras obtidas pelo método não linear

barra	margem			
	MNL_Q	FC_Q	MNL_P	FC_P
04	57,04	56,00	52,80	99,57
05	65,79	65,80	116,61	122,93
07	53,95	52,25	74,17	73,16
09	52,24	50,03	39,35	67,86
10	50,92	48,63	57,02	64,74
11	52,22	49,17	62,98	65,10
12	50,84	47,77	56,18	60,60
13	52,65	49,87	51,77	64,20
14	48,64	45,32	49,14	56,66

11. Incrementar o contador de número de passos $n = n + 1$ e voltar ao passo 4;

12. Fazer $\xi = tol$ e $M^n = M^{n-1} + \xi$;

13. Parar o cálculo e fornecer a margem para o colapso de tensão.

Embora o tempo computacional do método linearizado seja menor que o do método não linear, os valores de margens de estabilidade de tensão calculados por este último são melhores, se comparados com valores obtidos, fazendo-se alterações dos valores de carga da barra que se quer analisar, em arquivos de dados dos sistemas estudados e executando-se o fluxo de carga para verificação de convergência. Para o sistema de 14 barras obteve-se os valores de margens de carga apresentados na tabela 3.5.

Se fizermos uma comparação, entre os valores mostrados na tabela 3.3 e na tabela 3.5, vê-se que o método não linear apresenta resultados numericamente precisos comparando-se com os resultados obtidos pela solução do fluxo de carga. Nos casos em que os valores de margens obtidos foram maiores ou menores que os esperados, constata-se que as sensibilidades que determinaram os acréscimos de carga podem não expressar com a mesma veracidade o comportamento da rede para aumentos de carga em barras diferentes. Para o sistema de 14 barras este tipo de comportamento das sensibilidades não resulta num

problema maior pelo fato de que todos os aumentos de cargas determinados pelo método resultam em violação de limites de um gerador, mas isso nem sempre ocorre em outras redes usadas em simulações neste trabalho. Alguns incrementos de carga durante a execução do método, não foram suficientes para que um gerador atingisse limites de reativos, neste caso o método foi habilitado a considerar que os limites deste gerador estivesse violado, dando-se no passo posterior um acréscimo de carga extra, do valor de uma tolerância previamente definida com base nos resultados do próprio método. A determinação do valor desta tolerância *tol*, requer um certo conhecimento da rede e decisão sobre a precisão que se espera dos resultados, pois espera-se que esta tolerância seja capaz de impedir que um número de passos desnecessários sejam realizados pelo método, uma vez que os acréscimos determinados, levam a um ponto de operação muito próximo do que é esperado, sem interferir muito no desempenho do método. Situações como mais de um gerador atingir limites de geração num mesmo passo do método podem ocorrer, por possuírem valores de sensibilidades e/ou valores de limites de geração próximos.

A tabela 3.6 mostra as margens de reativos ΔQ_{ml} e ΔQ_{mnl}, e de ativos ΔP_{ml} e ΔP_{mnl}, obtidas pelos métodos linearizado (ML) e método não linear (MNL); e as margens de reativos ΔQ_{fc} e de ativos ΔP_{fc}, obtidas pelo fluxo de carga (FC), para as que todas as barras de geração do sistema de 30 barras [46] tenham seus limites de geração violados devido ao acréscimo de carga em uma determinada barra da rede, e as margens de reativos ΔQ_{fc}^{cr} e de ativos ΔP_{fc}^{cr}, para o ponto de operação que representa o máximo carregamento que pode ser atribuído a uma barra sem que o fluxo de carga deixe de encontrar solução. Nestas simulações usou-se o valor de tolerância igual a 3,0 (MW, MVAr ou MVA), pois alguns acréscimos de cargas não foram suficientes para violar limites de geradores, e um número de passos maior que o número de geradores com limites violados, poderiam ser dados durante o cálculo de margem. Para a obtenção dos valores de margens obtidos para que todos o geradores da rede de 30 barras violassem seus limites de geração, foram dados 4 passos, ou seja, 4 incrementos de carga. O número de geradores da rede de 30 barras é 5, e um gerador já se encontra com limite máximo de geração de reativos violado no caso base. Observa-se que os valores de margens obtidos pelo método linearizado apresentam maiores diferenças em relação aos valores de margens obtidos pelo aumento sucessivo de carga no arquivo de dados do sistema, até a obtenção de margem dada pelo fluxo de carga, que os os valores de margens obtidos pelo método não linear. Deve se levar em conta também que o critério de parada usado, analisando limites de geração de reativos dos geradores, pode interromper o cálculo de margem sem que de fato o sistema esteja operando

Tabela 3.6: Comparação de margens críticas de carga da rede de 30 barras obtidas pelos métodos linearizado, não linear e fluxo de carga

barra	margem							
	ΔQ_{ml}	ΔQ_{mnl}	ΔQ_{fc}	ΔP_{ml}	ΔP_{mnl}	ΔP_{fc}	ΔQ_{fc}^{cr}	ΔP_{fc}^{cr}
07	155,54	135,96	65,46	231,60	133,72	92,44	158,08	183,91
14	87,27	34,14	32,37	128,97	62,54	51,93	70,87	87,68
21	116,25	35,49	34,01	327,21	64,21	62,31	87,62	113,00
28	141,57	58,60	57,46	250,34	102,82	91,67	155,52	193,0

em região próxima de colapso de tensão. A tabela 3.6 mostra que o critério de parar os cálculos quando todos os geradores atingem limites de geração de reativos pode contribuir para que o valor de margem crítica determinada pelo método seja pessimista. Entre os valores de margens de potência reativa mostrados na tabela 3.6, apenas a margem de reativos obtida para a barra 07 apresenta valor próximo do valor considerado como exato neste trabalho, representado nesta tabela por ΔQ_{fc}^{cr}.

Em simulações com a rede de 14 barras constata-se que incrementando qualquer uma de suas barras os limites de todos os geradores são violados antes que o fluxo de carga apresente divergência. Isto também ocorre para algumas barras da rede de 30 barras. As redes, de maneira geral, apresentam divergência do fluxo de carga sem que todas as unidades de geração atinjam limites. Isto pode ser verificado, por exemplo, no sistema de 118 barras, e é mostrado na tabela 3.7 que contém valores de margens de reativos (ΔQ_{mnl}) e de ativos (ΔP_{mnl}) de algumas barras do sistema, obtidas pelo método não linear; e valores de margens obtidas pelo fluxo de carga (ΔQ_{fc}^{cr} e ΔP_{fc}^{cr}), fazendo-se alterações no arquivo de dados do sistema, até o ponto em que o fluxo de carga deixa de encontrar solução. O colapso de tensão também pode ocorrer antes que qualquer gerador atinja limites de potência reativa, se o sistema estiver muito carregado.

Como no penúltimo passo do cálculo de margem de estabilidade o sistema apresenta geradores com limites de geração não violados e solução do fluxo de carga, mais um passo é dado, ou seja, mais um incremento de carga é dado à barra. Neste caso, em que o sistema esta próximo do colapso de tensão, o valor de incremento de carga determinado pelas sensibilidades pode ser tal que o fluxo de carga para o novo ponto de operação do sistema não apre-

Tabela 3.7: Comparação de margens críticas da rede de 118 barras obtidas pelo método não linear e pelo fluxo de carga

barra	margem			
	ΔQ_{mnl}	ΔP_{mnl}	ΔQ_{fc}^{cr}	ΔP_{fc}^{cr}
03	374,38	507,07	362,79	505,67
17	1017,17	715,12	1000,49	666,40
45	287,95	363,51	241,78	321,65
97	419,66	660,98	398,81	634,09

senta convergência, mesmo existindo ainda geradores com limites de geração não violados. A rede de 118 barras possui 53 geradores, e o fluxo de carga diverge para incrementos de cargas máximos nas barras acima, em condições de operação em que a rede apresenta em média 44 geradores ativos, ou seja, ainda com capacidade de geração.

Como já foi dito, o método de sensibilidades baseia-se em acréscimos de carga sucessivos, calculados a partir de sensibilidades obtidas em cada ponto de operação, e estes são determinados portanto pelos incremetos de carga. Partindo de um ponto de operação dentro de uma região factível, com o aumento gradativo de carga chega-se a regiões de operação em que a rede apresenta-se em condições inseguras, perto de um colapso de tensão. Nestas regiões, em que a rede está muito carregada, as não linearidades do problema, que são desconsideradas no cálculo de incremento de carga, são maiores que num ponto de operação factível em que os limites de operação da rede são respeitados, assim pode ser determinado um incremento de carga impreciso, que leve a rede a um ponto de operação infactível. Este problema não pode ser resolvido por esta versão do método baseado em sensibilidades.

O método não linear não apresenta habilidade para calcular margens críticas com boa exatidão. A margem crítica calculada pode ser maior que a margem crítica real. Um dos fatores que contribuem para sua ineficiência é a existência de geradores com sensibilidade S_{wp} muito pequenas ou com limites de geração muito grandes, que são usados na determinação do mínimo incremento de carga. Neste caso o incremento de carga calculado é muito grande, determinando um ponto de operação infactível. O fato de que quanto mais próximo do colapso de tensão, o problema do fluxo de carga torna-se mais não linear, faz os aumentos de carga determinados pelo método de sensibilidades

serem menos precisos.

Aumentando-se o carregamento de uma rede de energia elétrica, verifica-se que seus limites de operação vão sendo violados, e a rede passa a operar em região próxima da fronteira Σ, e até mesmo podem não obter mais ponto de operação factível. O método não linear de cálculo de margem de estabilidade de tensão, usa como critério de parada a divergência do fluxo de carga. Em alguns casos, verifica-se que o estado de operação do sistema para o valor de margem crítica calculado não pode ser obtido pela solução do fluxo de carga, nem se pode ter uma estimativa de qual é a distância entre o ponto crítico determinado e a fronteira Σ.

Capítulo 4

Método não linear modificado

O método não linear modificado é uma proposta de um método de sensibilidades para cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão, apresentando precisão de resultados e eficiência computacional. As modificações propostas conferem ao novo método a capacidade de quantificar a distância entre a margem crítica calculada pelo método, e a margem crítica real, e evitar que ocorram cálculos de margens críticas imprecisas. Essas habilidades deste método são mais importantes para sistemas de grande porte, pois exploram características particulares deste tipo de sistemas. Para tanto, algumas heurísticas foram incorporadas ao método, e um fluxo de carga pelo método de Newton com otimização de passo foi usado [45].

4.1 O fluxo de carga com otimização de passo aplicado ao método de cálculo de margem de estabilidade de tensão

Neste trabalho as análises de estabilidade de tensão dos sistemas consideram que o ponto crítico de operação é o ponto em que o fluxo de carga deixa de apresentar solução, identificado também como ponto de bifurcação *saddle node*, e no qual a matriz Jacobiana do fluxo de carga é singular. Como já foi comentado anteriormente neste trabalho, alguns fatores podem contribuir para que o cálculo de margem de colapso de tensão não apresente bons resultados, assim o método calcula uma margem crítica $M = M_{cr} + \zeta$, que não condiz com a margem crítica real do sistema (M_{cr}). O valor de ζ, pode ser um número real positivo ou negativo, e a avaliação do valor de ζ não foi feita nos métodos de sensibilidades apresentados anteriormente. Com a utilização do fluxo de

carga com otimização de passo este novo método propõe fazer com que ζ seja um número com valor o mais próximo possível de zero.

O fluxo de carga com otimização de passo utiliza um fator multiplicador escalar ótimo (μ) para otimizar cada passo de iteração do fluxo de carga, e para fornecer como resultado do problema de fluxo de carga o estado mais próximo possível de um ponto de operação em que as restrições de segurança do sistema não são violadas. O fluxo de carga usado tem formulação para determinar um fator de otimização de passo similar à proposta por Iwamoto e Tamura [46], não exige transformações trigonométricas ou definição de fatores empíricos, pois na formulação do problema as tensões aparecem em coordenadas polares como é feito no método proposto por Scudder e Alvarado [44]. Tem a vantagem de solicitar pequeno esforço computacional e pouca memória de armazenamento adicionais, podendo ser facilmente incorporado a um programa de fluxo de carga com as tensões expressas em coordenadas polares. O fluxo de carga especial obtém o estado da rede em cada iteração j por:

$$\underline{x}^j = \underline{x}^{j-1} + \mu \underline{\Delta} x^{j-1} \tag{4.1}$$

Sendo:

$$\underline{\Delta x}^{j-1} = -J^{-1}\, \underline{g}(\underline{x})^{j-1} \tag{4.2}$$

nas quais:

$\underline{x}^j$ - é o vetor de estado do sistema

J - é a matriz Jacobiana do fluxo de carga

$\underline{g}(\underline{x})$ - é o vetor que representa os *mismatches* de potências ativa e reativa.

O fator de otimização de passo μ, é calculado de modo a minimizar a seguinte equação quadrática:

$$\mathcal{F}(x^j) = \frac{1}{2}\left[\underline{g}(\underline{x})^j\right]^t \left[\underline{g}(\underline{x})^j\right] \tag{4.3}$$

A função $\mathcal{F}(\underline{x}^j)$, como se observa é dada em termos de *mismatches* de potência calculados no ponto de operação obtido com a utilização do fator de otimização de passo μ. Desta forma o fluxo de carga pode ser considerado como um problema de programação não linear.

O fator μ é obtido pela solução da seguinte equação cúbica, e esta solução atende a condição de otimalidade $\partial\mathcal{F}/\partial\mu = 0$:

$$g_0 + g_1\mu + g_2\mu^2 + g_3\mu^3 = 0 \tag{4.4}$$

Os coeficientes da equação cúbica acima são obtidos a partir da expansão das equações de *mismatches* de potência, em série de Taylor, em torno de um ponto de operação x, considerando-se os termos de segunda ordem. E podem ser expressos por:

$$g_0 = \sum_{i=1}^{2n_b}(a_i b_i) \tag{4.5}$$

$$g_1 = \sum_{i=1}^{2n_b}(b_i^2 + 2a_i c_i) \tag{4.6}$$

$$g_2 = 3\sum_{i=1}^{2n_b}(b_i c_i) \tag{4.7}$$

$$g_3 = 2\sum_{i=1}^{2n_b}(c_i^2) \tag{4.8}$$

Os vetores a, b e c, são definidos como:

$$a = -b = \underline{g(x)}^{j-1} \tag{4.9}$$

$$c = \frac{1}{2}\left[\sum_{m\in k}\Delta x_m \cdot \frac{\partial}{\partial x_m}\right]^2 \cdot \underline{g(x)}^{j-1} \tag{4.10}$$

Pode-se notar que $a = -b$ é o próprio vetor de *mismatches* de potência, e que o vetor c corresponde aos termos de segunda ordem da expansão das equações de *mismatches* de potência, em série de Taylor, e k é o conjunto formado por barras vizinhas da barra i mais a própria barra i.

A solução do problema de fluxo de potência, com a introdução de um fator de otimização de passo μ, é obtida pelo seguinte algoritmo:

1. Inicializar contador de iterações $j = 0$, e escolher uma solução inicial $\underline{x} = \underline{x}^j$;
2. Calcular *mismatches* de potência $\underline{g(x)}^j$, e vetores a e b;
3. Calcular correção no estado $\underline{\Delta x}^j = -\left(J^j\right)^{-1}\underline{g(x)}^j$;
4. Calcular vetor c;
5. Calcular os coeficientes da equação cúbica: g_0, g_1, g_2 e g_3;

6. Calcular o fator μ;

7. Determinar nova solução $\underline{x}^{j+1} = \underline{x}^{j} + \mu \underline{\Delta x}^{j}$;

8. Se o processo convergiu parar; caso contrário, verificar se a solução atual pode ser melhorada;

9. Se a solução atual pode ser melhorada, incrementar contador de iterações $j = j + 1$ e voltar para o passo 2.

Quando μ assume valores muito próximos de zero, verifica-se que o sistema é mal condicionado, podendo ter um ponto de operação factível, mas o fluxo de carga não encontra solução. Pode ocorrer que realmente após uma grande contingência o sistema não consiga recuperar-se, não sendo possível a obtenção de um ponto de operação factível. Se μ, apresentar a tendência de assumir valores muito pequenos, próximos de zero, indica que o vetor que contém magnitudes de tensão da rede não apresenta condições de contribuir para que a função $\mathcal{F}(\underline{x}^{j})$ seja minimizada, neste caso o fluxo de carga com otimização de passos garante a solução mais próxima possível da região da fronteira Σ.

No método proposto, acréscimos de carga são dados em barras individualmente, sendo viável portanto, utilizar informações obtidas com o fluxo de carga com fator de otimização de passo. Essas informações são valores de *mismatches* de potência da barra que recebe acréscimos de carga, obtidos pela solução do fluxo de carga, e podem ser usadas como uma regra para avaliar ζ, e tornar possível a obtenção de um ponto de operação crítico, mais próximo possível do real ponto de colapso de tensão. Isto é realizado com base nos valores de *mismatches* das barras, na solução apresentada pelo fluxo de carga. Estes *mismatches* indicam a distância do ponto de operação determinado pela solução do fluxo de carga em relação a um ponto de operação na fronteira Σ [47].

Quando os acréscimos de carga determinados pelas sensibilidades levam a rede a um ponto de operação infactível, ou a um ponto em que fluxo de carga não consegue obter solução, o fluxo de carga com otimização de passo obtém o ponto de operação mais próximo da fronteira Σ. Neste caso, correções são feitas nos valores de margens de carga calculadas, com base nos valores de *mismatches*. O valor da margem é corrigido até que o fluxo de carga apresente convergência, ou até que os valores de *mismatches* sejam menores que uma tolerância η. Esta tolerância significa a distância de um ponto de operação em relação a fronteira Σ, na direção do aumento de carga dado à barra. Se os *mismatches* são menores que esta tolerância, determinada de modo que seja um valor muito menor que o valor da margem de colapso de tensão, considera-se que o ponto obtido está muito próximo da fronteira Σ.

4.2 Heurísticas baseadas em características da rede

Decorrente de resultados obtidos com simulações usando-se os métodos linearizado e não linear, algumas heurísticas foram incorporadas ao método proposto, com o intuito de diminuir esforço computacional e melhorar precisão de cálculos de margem de estabilidade de tensão. Estas heurísticas são baseadas em características particulares de sistemas grandes, e características do próprio fenômeno do colapso de tensão. Em sistemas reais e em sistemas testes, o colapso de tensão comumente ocorre antes que todos os geradores atinjam limites de produção de reativos. O cálculo de sensibilidades de todos os geradores, para determinar margem de colapso de tensão pode ser desnecessário. Verifica-se também, que pode haver na rede alguns geradores, localizados eletricamente muito distantes de uma barra de carga i, que apresentam sensibilidades muito pequenas de geração de potência reativa em relação a um aumento de carga na barra i. Nos casos em que o método detectou geradores muito sensíveis ao aumento de carga numa determinada barra, constatou-se também que esses geradores geralmente estavam localizados eletricamente distantes da barra submetida a aumento de carga. Aumentos de carga grandes também podem ser determinados por limites muito grandes de geração de reativos de geradores.

A partir de resultados de simulações, observa-se que as maiores sensibilidades determinadas pelo método são de geradores localizados eletricamente próximos da barra onde se faz o aumento de carga, vindo a comprovar o caráter geograficamente local do fenômeno do colapso de tensão apresentado em sistemas grandes e interconectados. E em contrapartida, verifica-se que as sensibilidades dos geradores localizados eletricamente distantes da barra de carga da qual se quer determinar a margem de estabilidade de tensão, de maneira geral são menores. Os acréscimos de carga determinados pelo método dependem dos valores de sensibilidades e de limites de produção de potência dos geradores, como mostra a equação (2.39), e quando as sensibilidades são muito pequenas, ou os geradores estão operando com muita folga em relação aos seus limites de produção, acréscimos de carga calculados são muito grandes.

Este comportamento da rede tornou viável a incorporação de algumas regras ao método, de maneira a evitar cálculos desnecessários e aumentos de carga muito grandes. Sabendo-se que o colapso de tensão começa localmente e espalha-se pela vizinhança. A avaliação do colapso de tensão por este método proposto é feita olhando-se primeiramente a vizinhança, ou só a vizinhança quando possível, em vez de olhar o sistema todo. Assim ao aumentar-se a carga numa barra i, inicializa-se um contador de vizinhanças, e faz-se a pro-

cura por geradores dentro de cada vizinhança (*tier*), ou seja, procura-se geradores explorando-se a topologia da rede, de maneira que as barras que são ligadas apenas por um ramo à barra i, fazem parte do primeiro *tier*, as barras que são ligadas a estas últimas apenas por um ramo, fazem parte do segundo *tier*. Estabelece-se um número de vizinhanças ou *tiermax*, para determinar a área da rede mais sensível ao aumento de carga na barra i. Na procura por geradores, passando-se por uma região equivalente ao número de vizinhanças pré-definido como *tiermax*. Se nenhum gerador é selecionado pelo método, considera-se que se encontrou a área da rede que não apresenta muita sensibilidade ao aumento de carga na barra i; então a determinação do acréscimo de carga dado à barra i, é feita com base nos valores de limites de geração e de sensibilidades dos geradores selecionados na região sensível até então inspecionada pelo método. Com o valor de acréscimo de carga calculado, o método então determina um novo ponto de operação, indo em direção ao colapso de tensão, e neste novo ponto faz-se uma nova procura pela vizinhança da barra analisada. No entanto, em cada ponto de operação a vizinhança de interesse para a determinação do incremento de carga dado à barra pode ser alterada. O próprio método é habilitado para aumentar o valor de *tiermax*.

São calculadas sensibilidades de geração de potência reativa de geradores em relação ao aumento de carga numa determinada barra, somente para os geradores encontrados dentro da região determinada pelo *tiermax*. Dos geradores encontrados nesta área sensível, são selecionados apenas os geradores que possuem um valor de sensibilidade maior que um valor mínimo especificado denominado *threshold*, para impedir ocorrência de determinação de acréscimos de carga muito grandes. O método portanto verifica a existência de geradores na vizinhança determinada pelo valor de *tiermax* e determina as sensibilidades desses geradores em relação ao aumento de carga dado à barra, mas não são todos os geradores encontrados na vizinhança de interesse que são selecionados para o cálculo do valor do incremento de carga dado à barra. A cada vizinhança em que nenhum gerador é selecionado, o contador de vizinhança é incrementado, e quando um gerador é selecionado este contador é reinicializado. Quando verifica-se que nenhum gerador foi encontrado, aumenta-se o valor do *tiermax*, caso nenhum gerador tenha sido selecionado devido ao valor de *threshold*, este valor é diminuído.

Caso seja estipulado um *tiermax*, no qual não se encontre nenhum gerador, o próprio método é habilitado a aumentar o número de vizinhança de interesse. Se geradores são encontrados, mas se as sensibilidades desses geradores forem menores que o valor de *threshold*, o método está habilitado para diminuir o valor mínimo de sensibilidade especificado. Estes procedimentos são adotados

para garantir que pelo menos um gerador seja selecionado pelo método, se a rede ainda possuir geradores que não apresentam limites de geração de reativos violados. Isto é importante em casos em que a área crítica para o ponto de operação inicial do sistema não é a mesma para um outro ponto de operação mais próximo do colapso de tensão. E o método também deve ser capaz de ter o mesmo desempenho para qualquer barra analisada num sistema.

Estabelecer valores para *tiermax* e *threshold*, requer conhecimento da topologia da rede, e desempenho do método para cálculo de margens de colapso de tensão para o maior número de barras possível, pois existem valores que são adequados para cálculos de margens de algumas barras e não o são para o cálculo de margens de outras barras. Uma escolha adequada do valor de *threshold* e de *tiermax* resulta em um número menor de vizinhanças verificadas pelo método, sem comprometimento do valor da margem calculada. O valor utilizado na maior parte das simulações foi 0,1 MW/ MVAr/ MVA, embora este valor dependa das características da rede e deve-se levar em conta que conforme aproxima-se do valor crítico de carga os valores de sensibilidades de maneira geral diminuem. O valor de *tiermax* considerado foi de 4 vizinhanças, a consideração deste valor deve ser feita também a partir de prévio conhecimento da rede e desempenho do método para outros valores do mesmo.

Outro fator que contribui para aumentos de carga indesejáveis são os limites de geração de reativos dos geradores selecionados. A equação (2.39) mostra que se o gerador selecionado estiver operando com folga em relação ao seu limite de geração de reativos, o aumento de carga determinado por este gerador será grande podendo levar a um ponto de operação na região de infactibilidade (I), bem distante da fronteira Σ. Verifica-se casos em que os aumentos de carga muito grandes, não foi possível a correção do valor de margem crítica usando-se os *mismatches* de potência obtidos pelo método de fluxo de carga com otimização de passo. Assim, para evitar que incrementos de carga muito grandes fossem determinados, a determinação do valor da folga de reativos do gerador selecionado dada pela diferença entre o valor da capacidade máxima de geração de MVAr da unidade e o valor da geração de MVAr de operação passa a ter outra formulação e o aumento de carga dado à barra é calculado por:

$$\Delta P_i^n = \min_j \left[\pm \frac{|(\kappa - 1)Q_j|}{S_{wp}(j)} \right] \tag{4.11}$$

na qual:

κ - é o fator de correção de limites de geração de reativos.

O sinal positivo é considerado quando $S_{wp}(j)$ tem valor positivo, e o sinal

negativo deve ser considerado quando $S_{wp}(j)$ tem valor negativo. Isto se faz para garantir por exemplo, que em situações em que o gerador estando gerando um certo valor de reativos, se sua sensibilidade de geração de reativos em relação ao aumento de carga é negativa, o valor limite de geração usado, seja o limite mínimo, e se a sensibilidade for positiva, que se use o limite máximo. Neste trabalho o fator de correção de limites de geração de reativos usado foi $\kappa = 2$.

4.3 O algoritmo do método não linear modificado

De uma forma geral, o algoritmo a seguir mostra os procedimentos que compõem o método proposto:

1. Inicializar o contador de número de passos $n = 0$ e o valor da margem para o colapso de tensão $M^n = 0$;
2. Definir se a margem de estabilidade será calculada em MVA, MVAr ou MW;
3. Definir a barra i de carga que será analisada;
4. Selecionar os geradores de interesse, na vizinhança da barra de carga i;
5. Calcular as sensibilidades S_{xp} (2.22) para todas as barras e S_{wp} (2.24) para os geradores selecionados;
6. Calcular a ΔP^n (2.39) que deve ser acrescida à barra analisada, para que o gerador mais sensível ao aumento de carga atinja limite de geração;
7. Incrementar contador de número de passos $n = n + 1$;
8. Atualizar o valor da margem para o colapso de tensão, fazendo-se $M^n = M^{n-1} + \Delta P^n$;
9. Verificar a estabilidade do sistema, executando o fluxo de carga;
10. Se o fluxo de carga apresentou convergência, voltar ao passo 4. Caso contrário, seguir;
11. Inicializar contador de correção de margem crítica usando-se *mismatches* $m = 0$, e valor da correção $\Delta P^m = 0$;

12. Se o valor da correção da margem para o colapso de tensão calculada usando-se os *mismatches* de potência é menor que uma tolerância η estabelecida, ir para o passo 15, caso contrário, ir para o passo seguinte;

13. Incrementar contador de correção de margem crítica $m = m + 1$, fazer ΔP^m assumir valor de maior *mismatche* e corrigir o valor da carga da barra analisada, $M^m = M^n - \Delta P^m$;

14. Executar fluxo de carga para saber se o sistema atingiu um ponto de operação factível. Se o fluxo de carga apresenta convergência, ir para o passo 15, caso contrário voltar ao passo 11;

15. Dar a margem total para o colapso de tensão (M_{total}), e parar.

É conveniente, mostrar que dentro do passo 4 do algoritmo acima, temos alguns passos que são mais detalhados:

1. Inicializar contador de vizinhanças $tier = 0$, e contador de vizinhanças sem geradores de interesse $flag = 0$. Estabelecer valores de *tiermax* e de *threshold*;

2. Procurar dentro da vizinhança da barra analisada os geradores que ainda não atingiram capacidades limites de geração;

3. Se geradores foram encontrados, ir para o passo 6. Se nenhum gerador foi encontrado, fazer $flag = flag + 1$. Ir para o passo 7;

4. Calcular e verificar se as sensibilidades S_{wp} destes geradores é maior que o valor de *threshold*. Se nenhum dos geradores encontrados tiver sensibilidade maior que o *threshold*, fazer $flag = flag + 1$;

5. Selecionar os geradores que tiveram sensibilidades maiores que o valor de *threshold*, para que entrem no cálculo de ΔP^n;

6. Se $flag = tiermax$ ir para o passo seguinte. Caso contrário, voltar ao passo 2;

7. Diminuir o valor de *threshold* se nenhum gerador encontrado possuir valor de sensibilidade maior que o valor atual de *threshold*, e voltar ao passo 1, caso contrário continuar;

8. Se nenhum gerador foi encontrado e existem vizinhanças que não foram verificadas, aumentar o valor de *tiermax* da vizinhança, e voltar ao passo 1; se a procura de geradores foi feita por toda a rede, parar a procura.

4.4 Resultados obtidos pelo método não linear modificado

Para mostrar o desempenho do método devido às heurísticas usadas, apresenta-se as tabelas 4.1, 4.2 e (4.3). Essas tabelas contêm dados sobre barras de um sistema de 904 barras e 1283 ramos. Observa-se nestas tabelas a importância da escolha do valor do *threshold*. O uso do *threshold* de sensibilidade, associado à procura de geradores por vizinhança, preestabelecendo-se *tiermax*, faz com que a eficiência do método seja melhorada, sem alterar significativamente o número de incrementos de carga determinados pelas sensibilidades e o número de correções efetuadas com base nos valores de *mismatches*, e sem alterar o valor da margem de estabilidade de tensão obtido. Para avaliar o desempenho do método, leva-se em conta que o sistema de 904 barras possui 155 geradores ativos no ponto de operação inicial do cálculo de margem (o sistema possui 185 barras de geração), a barra 19 possui 23 vizinhanças, a barra 20 possui 24, e a barra 326 possui 22 vizinhanças. As tabelas 4.1, 4.2 e 4.3, apresentam valores da média de vizinhanças inspecionadas pelo cálculo de margem durante os passos de incrementos de carga determinados pelas sensibilidades (*mtier*), a média de geradores selecionados nesses passos (mger), o número de passos de incrementos de cargas (nstep), o número de correções determinadas pelos *mismatches* (ncont), e o número de sensibilidades calculadas (sens). Observa-se que as heurísticas adaptadas ao método não linear modificado evitam que um aumento de carga muito grande seja dado à barra, e reduzem o número de sensibilidades calculadas, contribuindo para diminuir o esforço computacional do método de sensibilidades para cálculo de margens de colapso de tensão.

Para observar o desempenho do método não linear modificado para várias barras de um sistema apresenta-se as tabelas 4.4 e 4.5. Essas tabelas apresentam barras do sistema de 118 barras que possui 53 barras de geração e 179 ramos. A tabela 4.4 apresenta valores de margem de segurança ao colapso de tensão em termos de potência ativa (ΔP), reativa (ΔQ) e complexa (ΔS), mantendo-se constante o fator de potência ($F.P.$) da carga. Apresenta também os valores de tensão na barra de carga nas respectivas condições de carregamento dados pelas margens críticas. A tabela 4.5 apresenta valores obtidos pelo fluxo de carga. Esses valores são de margem de segurança ao colapso de tensão e as respectivas tensões nas barras de carga. Comparando-se os valores apresentados nestas tabelas, verifica-se que o método é preciso e o seu desempenho é semelhante na avaliação de margem de segurança ao colapso de tensão de várias barras do sistema de 118 barras. Este comportamento é verificado em outras redes analisadas.

Tabela 4.1: Barra 19 do sistema de 904 barras

	threshold	MW	MVAr	MVA
mtier	0,001	20	16	20
	0,1	9	7	9
mger	0,001	62	23	60
	0,1	2	2	4
nstep	0,001	1	1	1
	0,1	1	1	1
ncomt	0,001	7	2	4
	0,1	7	2	4
sens	0,001	154	142	155
	0,1	61	50	61

Tabela 4.2: Barra 20 do sistema de 904 barras

	threshold	MW	MVAr
mtier	0,001	21	5
	0,1	12	5
mger	0,001	74	1
	0,1	9	1
nstep	0,001	3	4
	0,1	2	4
ncomt	0,001	1	1
	0,1	2	1
sens	0,001	155	10
	0,1	69	10

Tabela 4.3: Barra 326 do sistema de 904 barras

	threshold	MW	MVAr
mtier	0,001	22	19
	0,1	7	7
mger	0,001	76	28
	0,1	2	2
nstep	0,001	2	3
	0,1	2	3
ncomt	0,001	4	1
	0,1	3	3
sens	0,001	155	129
	0,1	15	15

Tabela 4.4: Margens críticas da rede de 118 barras obtidas pelo método não linear modificado

barra	margem						
	F.P.	ΔP	V_{cr}^{p}	ΔQ	V_{cr}^{q}	ΔS	V_{cr}^{s}
03	0,968	505,74	0,76	363,07	0,54	439,30	0,70
09	0,000	740,29	1,04	596,74	0,71	-	-
14	0,997	488,72	0,64	347,23	0,52	466,39	0,63
23	0,919	633,05	0,92	711,78	0,61	643,97	0,78
30	0,000	696,30	0,91	1178,92	0,56	-	-
45	0,923	319,75	0,64	241,72	0,56	254,56	0,65
75	0,973	692,95	0,65	527,98	0,54	600,66	0,61
97	0,857	632,76	0,68	400,65	0,54	460,68	0,61
117	0,928	214,76	0,64	140,71	0,51	167,38	0,56
118	0,910	435,72	0,63	322,28	0,52	355,61	0,64

Tabela 4.5: Margens críticas da rede de 118 barras obtidas pelo fluxo de carga

barra	margem						
	$F.P.$	ΔP	V_{cr}^{p}	ΔQ	V_{cr}^{q}	ΔS	V_{cr}^{s}
03	0,968	505,70	0,76	363,10	0,54	440,82	0,69
09	0,000	670,60	1,04	596,70	0,71	-	-
14	0,997	499,70	0,64	348,60	0,51	468,42	0,63
23	0,919	631,20	0,92	721,10	0,56	642,01	0,78
30	0,000	690,50	0,91	1178,70	0,56	-	-
45	0,923	320,80	0,67	241,70	0,56	256,71	0,61
75	0,973	692,95	0,65	527,90	0,54	599,88	0,63
97	0,857	637,10	0,68	398,70	0,54	465,69	0,61
117	0,928	214,80	0,64	140,80	0,50	167,12	0,59
118	0,910	436,40	0,63	322,40	0,52	343,81	0,58

O método não linear modificado proposto neste trabalho, apresenta bom desempenho para vários sistemas, e as tabelas 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9, mostram valores de margem de segurança ao colapso de tensão e as respectivas tensões nas barras de carga, obtidos pelo método não linear modificado e pelo fluxo de carga. Esses valores são referentes aos sistemas de 904 barras e de 662 barras. O sistema de 662 barras possui 72 geradores e 1017 ramos.

A figura 4.1 mostra que após acréscimos de carga (potência ativa, reativa ou complexa) na barra 03 do sistema de 118 barras, determinados pelo método não linear modificado, a rede se encontra em pontos de operação infactíveis (ver tabelas 4.4 e 4.5), no entanto com as correções determinadas pelos *mismatches* de potência, o método é capaz de voltar para uma região mais próxima possível da região da fronteira Σ. A figura 4.2 mostra em detalhe o passo de correção de carga ativa da barra 03 do sistema de 118 barras. O valor de η usado é muito pequeno em relação ao valor da margem de colapso de tensão da barra e é difícil visualizar as correções de potência ativa e potência aparente na barra 03. Os acréscimos de carga na barra 19 do sistema de 904 barras, determinados pelo método de cálculo de margem, na figura 4.3, mostram que as correções também foram feitas, só que para aumentos de carga de potência ativa, o número de correções foi grande. Nos casos exemplificados pela figura o valor de η usado foi igual a 0,3 MW /MVA /MVAr.

De uma maneira geral, com valores de tolerância pequenos, o número de

Tabela 4.6: Margens críticas da rede de 662 barras obtidas pelo método não linear modificado

barra	margem						
	F.P.	ΔP	V_{cr}^{p}	ΔQ	V_{cr}^{q}	ΔS	V_{cr}^{s}
67	0,999	122,94	0,67	100,03	0,59	117,18	0,61
293	0,980	90,49	0,63	74,65	0,69	82,31	0,62
449	0,901	720,44	0,73	379,48	0,51	509,83	0,59
884	0,978	1779,75	0,76	1158,29	0,61	1575,15	0,65

Tabela 4.7: Margens críticas da rede de 662 barras obtidas pelo fluxo de carga

barra	margem						
	F.P.	ΔP	V_{cr}^{p}	ΔQ	V_{cr}^{q}	ΔS	V_{cr}^{s}
67	0,999	124,94	0,63	105,32	0,57	119,90	0,61
293	0,980	91,40	0,64	77,28	0,58	82,76	0,61
449	0,901	720,50	0,73	379,72	0,52	510,89	0,64
884	0,978	1788,00	0,76	1166,40	0,59	1592,26	0,70

Tabela 4.8: Margens críticas da rede de 904 barras obtidas pelo método não linear modificado

barra	margem						
	F.P.	ΔP	V_{cr}^{p}	ΔQ	V_{cr}^{q}	ΔS	V_{cr}^{s}
19	0,941	253,76	0,73	166,25	0,57	198,67	0,66
20	0	2749.26	0,84	1406,77	0,51	1406,77	0,51
326	0	1230,37	0,65	792,72	0,52	792,72	0,52
593	0,999	3045,97	0,87	2002,45	0,69	1591,12	0,93

Tabela 4.9: Margens críticas da rede de 904 barras obtidas pelo fluxo de carga

barra	margem						
	F.P.	ΔP	V_{cr}^{p}	ΔQ	V_{cr}^{q}	ΔS	V_{cr}^{s}
19	0,941	253,24	0,77	166,61	0,59	202,49	0,68
20	0	2490,00	0,77	1406,00	0,52	1406,00	0,52
326	0	1230,39	0,65	792,70	0,52	792,70	0,52
593	0,999	2713,94	0,89	1999,00	0,69	1626,00	0,93

correções também é pequeno, mas para alguns casos simulados, isto não ocorreu e o aumento de valor de tolerância pode comprometer a precisão dos resultados. Observa-se portanto, que neste caso de correção de carga ativa na barra 19, se a tolerância fosse aumentada, o número de passos de correção seria diminuído, mas em contrapartida, o valor de margem crítica seria comprometido, se a tolerância fosse aumentada de modo que a correção parasse no valor de margem igual a 266,89 MW (evitando dois passos de correção), a diferença deste valor em relação ao valor dado pelo fluxo de carga seria igual a 13,65 MW, isto significa um erro percentual igual 5,4 %. Cabe dizer, no entanto, que essas ocorrências são raras, e que podem ocorrer casos em que o método de correção com base em valores de *mismatches* não tenha desempenho desejado.

O ponto marcado com x na figura indica a máxima carga que a barra suporta, sem que o sistema se torne instável, determinada pelo método; e a diferença entre o valor da carga inicial e o valor de máxima carga é a margem de carga para o colapso de tensão, o ponto de maior valor de carga é o último ponto de operação determinado por sensibilidades e os decréscimos são dados pelas correções com os *mismatches*.

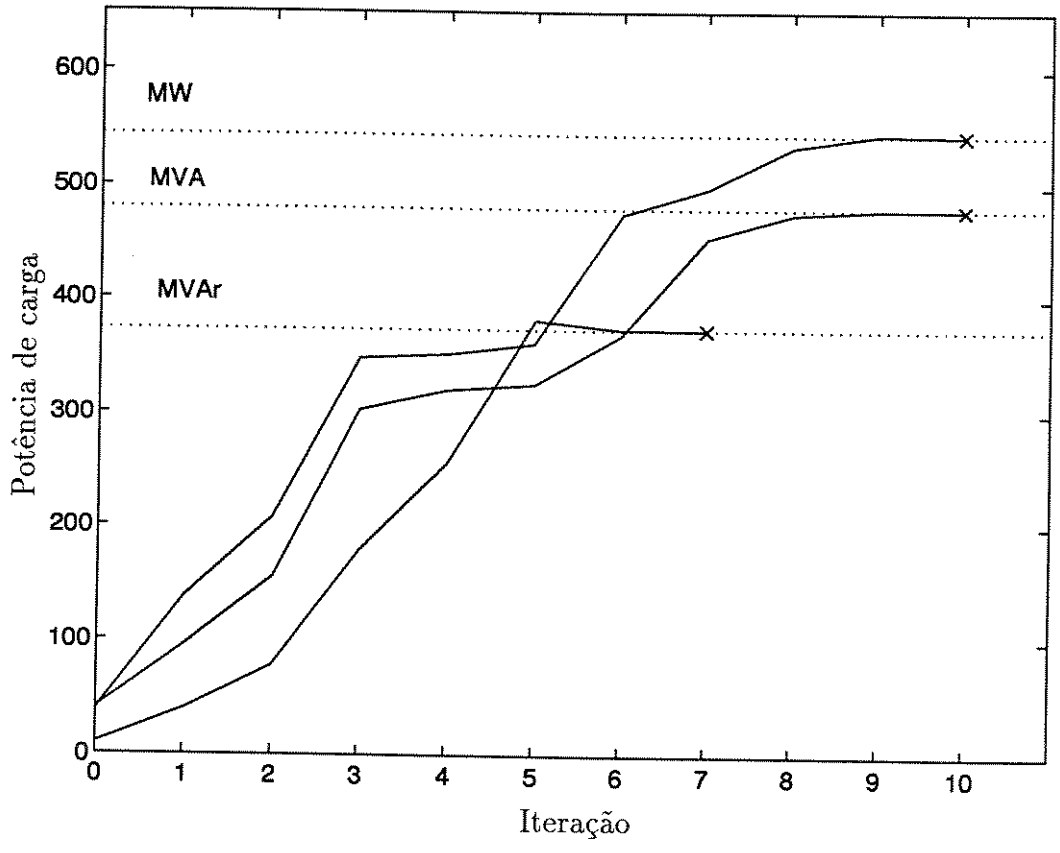

Figura 4.1: Carga na barra 03 do sistema de 118 barras

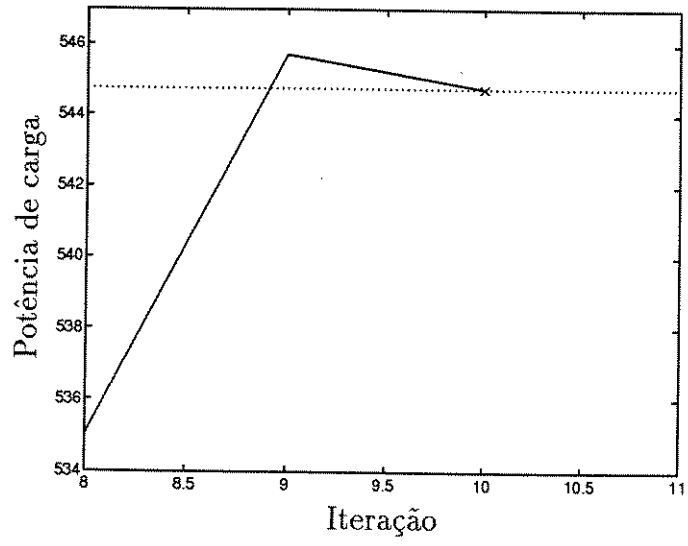

Figura 4.2: Correção de carga ativa na barra 03 do sistema de 118barras

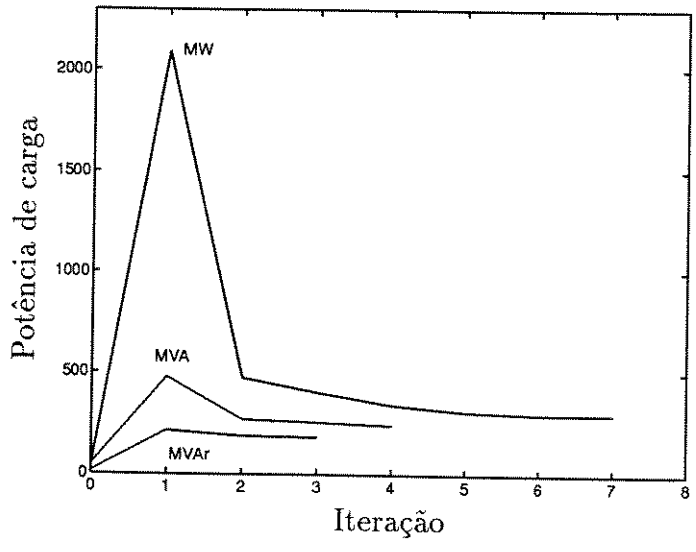

Figura 4.3: Carga na barra 19 do sistema de 904 barras

Capítulo 5

Conclusão

Neste trabalho foi desenvolvido um método de cálculo de margem de segurança ao colapso de tensão que constitui uma melhoria do método proposto em [41, 42]. Com este trabalho foi possível verificar que as linearizações contidas na atualização do estado do sistema, usando-se as expressões algébricas de sensibilidades, apresentadas nas equações (2.43) e (2.44), promovem erros que, acumulados durante o processo do cálculo de margem de estabilidade, tornam-se significativos e o cálculo de margem de colapso de tensão resulta otimista, principalmente porque o cálculo das sensibilidades S_{xp} e S_{wp} é feito após determinação do novo ponto de operação e com base nestas sensibilidades.

Nos casos em que o sistema está próximo do colapso de tensão, situação em que o valor de incremento de carga determinado pelas sensibilidades pode não ter boa precisão, e o fluxo de carga convencional, para o novo ponto de operação do sistema determinado pelo método, pode não apresentar convergência; o fluxo de carga pelo método de Newton com otimização de passo permite que se obtenha o ponto de operação mais próximo possível da região de factibilidade e informações para que se tente trazer o sistema para um ponto de operação factível.

A atualização das variáveis do sistema feita pelo fluxo de carga pelo método de Newton com otimização de passo e com controle de tensão e de reativos, mostrou-se mais eficiente, não só porque obtém o novo ponto de operação com precisão de valores de variáveis do sistema, mas porque fornece informações importantes como: saber se o sistema após a alteração opera em região factível ou não, e ter uma idéia de como trazer o sistema para um ponto seguro.

O caráter geograficamente local do fenômeno do colapso de tensão é explorado com o intuito de diminuir o esforço computacional. Em cada passo do cálculo de procura de geradores sensíveis ao aumento de carga na barra de

carga determinada, não é feita procura por toda a rede, e sim numa vizinhança previamente estabelecida. Isto proporcionou sensível redução de cálculo de sensibilidades de geradores.

A heurística usada para impedir aumentos de carga indesejáveis causados por limites de geração de reativos de geradores selecionados que tenha valores muito grandes, foi muito importante principalmente em simulações de sistema testes, nos quais muitos geradores não têm limites especificados e se limites não forem especificados o método pode determinar margens de estabilidade de tensão que não seriam suportadas pelo sistema.

Na determinação do valor de ΔP^n, a detecção de geradores que não são de interesse para o cálculo de margem de estabilidade, devido aos valores de sensibilidades S_{wp} que se apresentam muito pequenos, promovendo incremento de carga muito alto, também foi usada como uma indicação de área sensível à alteração de parâmetro na rede. Para cada sistema esse valor mínimo de sensibilidade dos geradores, deve ser estipulado a partir do conhecimento prévio de valores de sensibilidades apresentados em simulações de aumento de carga, pois à medida que caminha-se em direção ao colapso de tensão as áreas sensíveis à alteração de carga numa determinada barra pode mudar e também muda-se valores de sensibilidades dos geradores. O método deve estar apto para mudar esse valor nos casos em que todos os geradores selecionados não tenham sensibilidades maiores que o valor mínimo estipulado.

Algumas propostas de trabalhos futuros são:

- Um problema detectado neste trabalho, foi incluir a barra *swing* no vetor das variáveis dependentes, os resultados obtidos mostraram que isto requer estudo cuidadoso para determinação de limites de geração de potência nesta barra, e como o objetivo de nosso trabalho foi determinar uma margem de segurança em relação ao colapso de tensão, partimos do pressuposto de que quando os limites da barra *swing* são violados, o sistema já se encontra em condição de operação insegura, e não incluímos a barra *swing* no vetor das variáveis dependentes, no cálculo de margem de colapso de tensão feito pelo método proposto. Um maneira de incluir a barra *swing* no vetor $\underline{w}$ do método de sensibilidades, deve ser estudada.

- Um novo método de correção de margem, alternativo ao baseado em *mismatches* de potência obtidos pelo fluxo de carga pelo método de Newton com otimização de passo, uma vez que o desempenho deste para algumas barras do sistema não foi satisfatório.

Bibliografia

[1] Lemos, B.F.A; Lerm, A.A.P. e Silva, A.S. *Estabilidade de Tensão: Uma abordagem através da teoria de bifurcações* XI Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, SP, p.1649-1654, 1996.

[2] Prada, R.B. e Vieira Filho, X. *Voltage stability system critical area identification based on the existence of maximum power flow transmission* PSCC, v.1, p.315-321, 1993

[3] Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industrial Experience. IEEE 90TH0358-2-PWR, 1990.

[4] Harmand, Y.; Trotignon, M; Lesigne, J.F.; Tesseron, J.M.; Lemaitre, C.; Bourgin, F. *Analysis of a voltage collapse incident and proposal for a time-based hierarquical containment scheme* CIGRE Report 38/39 - 02, 1990.

[5] Calvaer, A.J. e Van Geert, E. *Quasi steady state syncronous machine linearization around an operating point and applications* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-103, n.6, p.1466-1472, 1984.

[6] Walve, K. *Modelling of power system components at severe disturbances* CIGRE Report 38 -18, 1986.

[7] Christensen, J.F.; Gainger, A.W.; Santagostino, G.; Stube, M., Verseille, J. *Planning against voltage collapse* Electra, n. 111, p.55-75, Março, 1987.

[8] Sekine, Y. e Ohtsuki, H. *Cascaded voltage collapse* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.1, p.2520-256, 1990.

[9] Ohtsuki, H.; Yokoyama, A.; Sekine, Y. *Reserve action of on-load tap changer in association with voltage collapse* IEEE Transactions on Power Systems, v.6, n.1, p.300-306, 1991.

[10] Rajagopalan, C.; Lesieutre, B.; Sauer, P.W.; Pai, M.A. *Dynamic aspects of voltage/power characteristics* IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.3, p.990-1000, 1992.

[11] Berg, J.B. *Assessment of critical voltage and load margins in VAr-compensated power transmission systems* Eletric Power Systems Research, 12, 63-69,1987.

[12] Pai, M.A. e Sauer, P.W. *Power Systems Steady-State Stability and The Load-Flow Jacobian* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n. 4, p. 1374-1383, 1990.

[13] Venikov, V.A.; Stroev, V.A.; Idelchick, V.I.; Tarasov, V.I. *Estimation of electric power system steady-state stability in load-flow calculation* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-94, n. 12, p. 63-69, 1975.

[14] Brucoli, M.; la Scala, M.; Torelli, F.; Trovato, M. *A semi-dynamic approach to the voltage stability analysis of interconnected power systems with random loads* Electric Power and Energy Systems, v.12, n.1, p.79-88, 1990.

[15] Sauer, P.W.; Ahmed-Zaid, S.; Kokotovic, P.V. *An integral manifold approach to reduced order dynamic modeling od syncronous machines* IEEE Transactions on Power Systems, v.3, n.1, p.17-23, 1988.

[16] Chiang, H.-D.; Dobson, I.; Thomas, R.J.; Thorp, J.S.; Fekih-Ahmed, L. *On voltage in electric power systems* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.2, p.601-611, 1990.

[17] Arapostathis, A.; Sastry, S.S.; Varaya, P. *Global analysis of swing dynamics* IEEE Transactions on Circuits and Systems, v.CAS-29, n.10, p.673-679, 1982.

[18] de Marco, C.L. e Bergen, A.R. *A security measure for random load disturbances in nonlinear power systems models* IEEE Transactions on Circuits and Systems, v.CAS-34, n.12, p.1546-1557, 1987.

[19] Abe, S.; Fukunaga, Y.; Isono, A.; Kondo, B. *Power system voltage stability* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-101, n.10, p.3830-3840, 1982.

[20] Pal, M.K. *Voltage stability conditions considering load characteristics* IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.1, p.243-249, 1992.

[21] Xu, W. e Mansur, Y. *Voltage stability analysis using generic dynamic load models* IEEE transactions on Power Systems, 93WM185-9PWRS, p.1-8, 1993.

[22] El-Sadek, M.Z. *Voltage instabilities subsequent to short-circuit recoveries* Electric Power Systems Research, v.21, n.1, p.9-16, 1991.

[23] Sekine, Y.; Yokoyama, A.; Takenaka, K.; Kumano, T. *Mode transition of multiple load flow solution* Bulk Power System VoLtage Phenomena - Voltage Stability and Security, EPRI - EL 6183, Project 2473-21, p.5-55 a 5-64, 1989.

[24] Galiana, F.D. e Zeng, Z.C. *Analysis of the load flow behaviour near a Jacobian singularity* IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.3, p.1362-1369, 1992.

[25] Klos, A. e Wojcicka, J. *Physical aspects of the nonuniqueness of load flow solutions* Electric Power and Energy Systems, v.13, n.5, p.268-276, 1991.

[26] Venikov, V.A. *Processos transitórios* MIR, 1988.

[27] Gao, B.; Morison, G.R.; Kundur, P. *Voltage stability evaluation using modal analysis* IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.4, p.1529-1542, 1992.

[28] Kwatny, H. G.; Pasrija, A.K.; Bahar, L.Y. *Static bifurcations in eletric power networks: loss of steady-state stability and voltage-collapse* IEEE Transactions on Circuits and Systems, v.33, n.10, p.981-991, 1986.

[29] Hill, D.J.; Löf, P.-A.; Smed, T.; Anderson, G. *Fast calculation of a voltage instability index* IEEE Transactions on Power Systems, v.7, n.1, p.54-64, 1992.

[30] Kessel, J. e Glavitsch, H. *Estimating the voltage stability of a power system* IEEE Transactions on Power Delivery, v.1, n.3, p.346-354, 1986.

[31] Tamura, Y.; Sakamoto, K.; Yokoyama, R.; Okada, K.; Sasaki, H. *Monitoring and control strategies of voltage stability based on voltage stability index* Bulk Power System Voltage Phenomena - Voltage Stability and Security. EPRI-EL 6183. Project 2473-21, p.7-125 a 7-142, 1989.

[32] Iba, K.; Suzuki,H.; Egawa, M.; Watanabe, T. *A Method for finding a pair of multiple load flow solutions in bulk power systems* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.2, p.582-591, 1990.

[33] Schlueter, R.A.; Hu, I.; Chang, M,W.; Lo, J.C.; Costi, A. *Methods for determining proximity to voltage collapse* IEEE Transactions on Power Systems, v.6, n.1, p.285-292, 1991.

[34] Alvarado, F.L. e Jung, T.H. *Direct detection of voltage collapse conditions* Bulk Power System Voltage Phenomena - Voltage Stability and Security. EPRI-EL 6183. Project 2473-21, p.5-23-5-39, 1989.

[35] Cañizares, C.A. e Alvarado, F.L. *Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems* IEEE Winter Meeting, WM 103-2 PWRS, 1992.

[36] Dobson, I. *Observations on the geometry of saddle node bifurcations and voltage collapse in electrical power system* IEEE Transactions on Circuits and Systems, v.CAS-39, n.3, p.240-243, 1992.

[37] Jarjis, J. e Galiana, F.D. *Quantitative analysis of steady state stability in power networks* IEEE Transactions on Power Systems, v.PAS-100, n.1, p.318-326, 1981.

[38] Obadina, O.O. e Berg, G.J. *Determination of voltage stability limit in multimachine power systems* IEEE Transactions on Power Systems, v.3, n.4, p.1545-1554, 1988.

[39] van Cutsem, T. *A method to compute reactive power margins with respect to voltage collapse* IEEE Transactions on Power Systems, v.6, n.1, p.145-156, 1991.

[40] Gupta, R.K.; Alaywan, Z.A.; Stuart, R.B.; Reece, T.A. *Steady state voltage stability operations perspective* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.4, p.1345-1354, 1990.

[41] Ili'c, M. e Stankovic, A. *Voltage problems on transmission networks subject to unusual power flow patterns* IEEE Transactions on Power Systems, v.6, n.1, p.339-348, 1986.

[42] Ili'c, M. e Stobart, W. *Development of a smart algorithm for voltage monitoring and control* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.4, p.1183-1193, 1990.

[43] Flatabø, N.; Ognedal, R.; Carlsen, T. *Voltage stability condition in a power transmition system calculated by sensitivity methods* IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.4, p.1286-1293, 1990.

[44] Flatabø, N.; Fosso, O.B.; Ognedal, R.; Carlsen, T.; Heggland, K.R. *A method for calculation of margins to voltage instability applied on the norwegian system for maintaining required security level* IEEE Transactions on Power Systems, v.8, n.3, p.920-928, 1993.

[45] Overbye, T.J. *A power flow measure for unsolvable cases* IEEE PES Summer Meeting, SM 492-9, Vancouver, B.C., Canada, 1993.

[46] Freris L.L. e Sasson, M.A. *Investigation of the load-flow problem* PROC. IEE, v.115, n.10, p.1459-1470, 1968.

[47] Braz, Luciana Maria Coelho *Um novo método de solução para o fluxo de carga com otimização de passo.* Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da UNICAMP, 1997. 109p. (Tese, Mestrado em Engenharia Elétrica).

[48] Iwamoto, S. e Tamura, Y. *A fast load flow calculation method for ill-conditioned power systems* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-100, p.1736-1743, 1981.

[49] Overbye, T.J. *Computation of a pratical method to restore power flow solvability* IEEE PES Winter Meeting, WM 245-1, New York, 1994.