



Departamento de Sistemas e Controle de Energia

Uma Expansão dos Métodos de Curvas-PV e de Análise Modal Estática para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica

Luiz Carlos Pereira da Silva

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa (Orientador) – FEEC/UNICAMP

Prof.^ª Dr.^ª Maria Helena Murta Vale – UFMG

Prof. Dr. Newton Geraldo Bretas – USP/São Carlos

Prof. Dr. Anésio dos Santos Jr. – FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Carlos Alberto Castro Jr. – FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Takaaki Ohishi – FEEC/UNICAMP

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

Campinas, SP, 23 de Março de 2001

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

Si38e Silva, Luiz Carlos Pereira da
Uma expansão dos métodos de curvas-PV e de análise modal
estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia
elétrica / Luiz Carlos Pereira da Silva. --Campinas, SP: [s.n.], 2001.

Orientador: Vivaldo Fernando da Costa.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade
de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Colapso
(Eletricidade). 3. Análise modal. 4. Potência reativa (Engenharia
elétrica). I. Costa, Vivaldo Fernando da. II. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
III. Título.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Vivaldo Fernando da Costa pela orientação, pela confiança em meu trabalho, e por todas as oportunidades a mim proporcionadas.

Ao Dr. Wilsun Xu pela supervisão durante meu estágio na Universidade de Alberta.

À CAPES pelo suporte financeiro dado a este projeto.

RESUMO

Este trabalho aborda dois problemas relacionados à análise da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica: a) modelagem de equipamentos de controle de tensão, bem como de seus limites, na obtenção das margens de estabilidade; e b) identificação dos fatores, equipamentos, ou cargas, que mais afetam estas margens. O primeiro relaciona-se à distância de um determinado ponto de operação ao limite de estabilidade de tensão considerando representações mais realistas do sistema. O segundo aspecto relaciona-se à identificação de barras (ou áreas) críticas de estabilidade de tensão, as quais representam os locais mais deficientes do sistema, e conseqüentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade. Neste trabalho, métodos de análise são desenvolvidos ou aperfeiçoados para o estudo de ambos os problemas. Necessidades mínimas de modelagem são identificadas e novos aspectos do problema são revelados, acarretando na apresentação de novos conceitos, índices e definições. Esta tese de doutorado, portanto, contribui com mais um passo no entendimento, modelagem e análise do problema da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica.

ABSTRACT

This work deals with two problems related to power system voltage stability analysis: a) modeling of voltage control devices and their limits on voltage stability margin computation; and b) identification of factors, equipments, or loads, with the biggest impact on margins. The first issue is related to the distance of a given equilibrium point to the voltage stability limit by considering more realistic representation of the system. The second aspect is related to the identification of voltage stability critical bus (or areas), which represent the locations of the system prone to voltage instability occurrence, and consequently, better options for applying reinforcement measures against the problem. In this work, assessment methods are developed or improved for the study of both problems. Modeling requirements are identified and new aspects of the problem are revealed, resulting in new concepts, indices and definitions. Therefore, this thesis contributes with one more step on the understanding, modeling and analysis of the voltage stability problem in power systems.

SIMBOLOGIA

ω	velocidade angular;
δ	abertura angular do gerador;
E'_d	componente de eixo direto da tensão transitória;
E'_q	componente de eixo em quadratura da tensão transitória;
E_{FD}	tensão de campo do gerador;
T'_{do}	constante de tempo transitória de eixo direto com estator em circuito aberto;
T'_{qo}	constante de tempo transitória de eixo em quadratura com estator em circuito aberto;
T_E, T_A, T_F	constantes de tempo do excitador tipo I-IEEE;
K_E, K_A, K_F	ganhos do excitador tipo I-IEEE;
P_m	potência mecânica aplicada pela turbina ao eixo do gerador;
D	coeficiente de amortecimento da máquina síncrona;
M	coeficiente de inércia;
x_d	reatância síncrona de eixo direto;
x'_d	reatância transitória de eixo direto;
x_q	reatância síncrona de eixo em quadratura;
x'_q	reatância transitória de eixo em quadratura;
V_{REF}	tensão de referência do sistema de excitação;
s	operador laplaciano;
j	operador complexo;
Δ	variação incremental;
\dot{x}	derivada da variável de estado x em relação ao tempo;
OLTC	On-Load Tap Changer;
SVC's	Systems Var Compensators;
FACT's	Flexible AC Transmission Systems.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i	
RESUMO	ii	
ABSTRACT	ii	
SIMBOLOGIA	iii	
Capítulo 1	INTRODUÇÃO	1
Capítulo 2	ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: Métodos Dinâmicos e Estáticos	
2.1	Introdução	6
2.2	Análise Dinâmica da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica	9
2.3	Análise Estática da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica	16
Capítulo 3	MODELO DE FLUXO DE CARGA EXPANDIDO PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	
3.1	Introdução	24
3.2	Modelagem do Sistema de Potência	25
3.3	Método Estático de Solução para os Componentes Dinâmicos	29
	<i>3.3.1 Limites dos Geradores</i>	<i>32</i>
	<i>3.3.2 Métodos de Continuação para a Solução do Problema Expandido</i>	<i>34</i>
3.4	Testes e Resultados	34

3.4.1	<i>Sistema de Duas Barras</i>	34
3.4.2	<i>Sistema de Nove Barras</i>	38
3.5	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	42
Capítulo 4	AVALIAÇÃO DE UM MODELO ALTERNATIVO PARA A REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA DOS GERADORES	
4.1	Introdução	44
4.2	Modelagem dos Limites de Potência Reativa dos Geradores	46
4.3	Influência nas Margens de Estabilidade de Tensão	48
4.4	Influência na Identificação de Áreas Críticas de Estabilidade de Tensão	51
4.5	Influência nos Resultados do Fluxo de Carga	56
4.6	Influência nas Características de Convergência	58
4.7	Sumário	60
Capítulo 5	MÉTODO DE ANÁLISE MODAL ESTÁTICA EXPANDIDO PARA A AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	
5.1	Introdução	61
5.2	Exemplo Analítico	63
5.3	Investigações Teóricas	66
5.4	Uma Metodologia Completa para a Análise Modal da Estabilidade de Tensão	72
5.4.1	<i>O uso das Duas Matrizes Jacobianas Reduzidas</i>	73
5.4.2	<i>Definição de um Fator de Participação para os Geradores</i>	75
5.4.3	<i>Expansão da Metodologia Convencional de Análise Modal</i>	76

para a Inclusão dos Efeitos de Variação de Potência Ativa

5.5	Aplicação da Metodologia Proposta para Sistemas Reais	77
5.5.1	<i>Comportamento dos Autovalores</i>	78
5.5.2	<i>Comportamento dos Autovetores</i>	83
5.5.2.1	<u>Áreas Críticas Ativas e Reativas</u>	83
5.5.2.2	<u>Estudos de Sensibilidade da Margem de Estabilidade</u>	84
5.5.2.3	<u>Autovetores Esquerdo e Direito</u>	86
5.5.2.4	<u>Efeito dos Limites de Potência Reativa dos Geradores nas Áreas Críticas</u>	87
5.5.3	<i>Fator de Participação dos Geradores</i>	88
5.5.3.1	<u>Fator de Participação Ativo para os Geradores</u>	89
5.5.3.2	<u>Fator de Participação Reativo para os Geradores</u>	92
5.6	Conclusões	93
Capítulo 6	AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS GERADORES NA CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	
6.1	Introdução	96
6.2	Impacto dos Geradores na Segurança do Sistema	98
6.3	Estudos em um Sistema Real de Grande Porte	105
6.4	Conclusões	108
Capítulo 7	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	
7.1	Introdução	109
7.2	O Método de Fluxo de Carga Expandido	110

7.3	Sobre a Representação dos Limites de Potência Reativa dos Geradores	112
7.4	Sobre o Método de Análise Modal Expandido	113
7.5	Impacto dos Geradores nas Margens de Estabilidade de Tensão	118
7.6	Considerações Finais	119
Apêndice I	Relação Modal entre a Matriz Jacobiana do Fluxo de Carga e as Matrizes Reduzidas Ativa e Reativa	120
Apêndice II	Artigos Publicados e Submetidos durante o Projeto de Doutorado	124
	Referências Bibliográficas	127

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Devido à ocorrência de blecautes em sistemas de energia elétrica de vários países nas últimas duas décadas relacionados a problemas de instabilidade de tensão [1], há atualmente um interesse crescente no estudo deste problema, bem como no desenvolvimento de técnicas de análise. Com a introdução progressiva de competição na indústria de energia, processo chamado de desverticalização ou desregulamentação dos sistemas de energia elétrica, a importância de se entender com clareza as características e mecanismos deste problema torna-se ainda maior, visto que a maioria dos modelos de mercado em implantação por todo o mundo baseia-se na garantia de acesso livre à rede de transmissão a todo instante, em todos os locais e a todos os participantes [2,3]. Este acesso tem como uma de suas principais restrições o limite de estabilidade de tensão, o qual é um dos determinantes da máxima capacidade de transferência de potência de um sistema de potência. Portanto, a implementação de várias idéias decorrentes da desverticalização dos sistemas de energia envolverão, certamente, a avaliação das condições de estabilidade de tensão do sistema. Por exemplo, para a autorização de uma transação de potência (bilateral ou através de um intermediador), haverá a necessidade de se estudar o seu impacto nas margens de estabilidade, ou mesmo, se o sistema permanecerá estável e com um nível adequado de segurança após a inclusão desta transação. O cálculo de ATC (*Available Transfer Capability*), assim como a definição dos despachos de potência ativa, seja centralizado ou não, envolverão a análise das margens de estabilidade de tensão do sistema.

Este cenário sugere que o problema da estabilidade de tensão atinge uma importância ainda maior em ambiente competitivo, o que também pode ser percebido a partir da observação dos projetos desenvolvidos pela indústria de energia elétrica, ora buscando a definição de critérios que definam requisitos mínimos de margens de estabilidade de tensão [4,5], ora lançando no mercado programas profissionais para a análise do problema [6]. Há, também, no meio acadêmico um grande esforço direcionado à obtenção de curvas PV e QV [7-11], ao desenvolvimento de métodos de fluxo de potência continuado [12,13], aplicação de técnicas de análise modal [14,15] ou decomposição de valores singulares [16,17], uso de técnicas de vetor tangente [18,19], e definição de índices visando a previsão, a partir de um ponto de operação, do limite de estabilidade de tensão [20-22], sempre procurando formas mais completas de análise, e entendimento mais profundo das características do problema.

Existem na literatura várias definições para o problema de estabilidade (ou instabilidade) de tensão em sistemas de energia elétrica. A que tem ganho mais aceitação por parte da indústria de energia é descrita por [1,14]:

Estabilidade de tensão é a habilidade de um sistema de potência de manter níveis aceitáveis de tensão em regime permanente para todas as barras do sistema, tanto sob condições normais de operação quanto após a ocorrência de uma perturbação. Um sistema entra no estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação, seja aumentos de carga seja mudanças nas condições do sistema, causa uma queda progressiva e incontrolável de tensão em uma ou mais barras do sistema.

Esta definição para estabilidade de tensão está relacionada à estabilidade no sentido de Lyapunov com um requisito adicional, o qual afirma que as tensões de todas as barras devem estar dentro de valores aceitáveis após a perturbação, e não que retornem exatamente ao valor pré-perturbação.

A partir da definição do problema de estabilidade de tensão pode-se inferir que dispositivos de controle de tensão dos geradores, transformadores com variação automática de *tap*, capacitores chaveados, SVC's, etc., bem como as características de resposta das cargas à variações de tensão, exercem um papel importante nos mecanismos de instabilidade. O impacto desses equipamentos, bem como de seus limites, na obtenção das margens de estabilidade, requer uma avaliação precisa. Este problema relaciona-se à distância de um determinado ponto de operação ao limite de estabilidade. Vários trabalhos vêm sendo apresentados a este respeito [23-26], e muitas de suas características já foram identificadas e entendidas. No entanto, ainda há polêmica, visto que esta distância (ou margem) depende das hipóteses consideradas, bem como do nível de detalhes considerado na modelagem. Outro aspecto importante relaciona-se à identificação de barras (ou áreas) críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão, as quais representam os locais mais deficientes do sistema, e conseqüentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade. Para tratar este assunto, têm sido apresentadas na literatura técnicas de análise modal [14,15], de decomposição em valores/vetores singulares [16,17] e técnicas baseadas em vetor tangente [18,19]. Neste trabalho de doutoramento, estes dois problemas são abordados. Métodos de análise são desenvolvidos ou aperfeiçoados para o estudo de ambos os problemas. Necessidades mínimas de modelagem são identificadas e novos aspectos do problema são revelados, acarretando na apresentação de novos conceitos e definições. Esta tese de doutorado, portanto, contribui com mais um passo no entendimento, modelagem e análise do problema da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. A estrutura da tese segue a seguinte organização:

O capítulo 2 contém uma revisão bibliográfica discutindo a evolução dos métodos de análise do problema e os resultados mais marcantes obtidos no seu desenvolvimento. Discute-se neste

capítulo a característica complementar dos métodos de análise dinâmicos e estáticos, e os tipos de aplicações onde cada um deles prevalece.

No capítulo 3 é apresentada uma abordagem sistemática para modelar os componentes dinâmicos do sistema de potência para análise da estabilidade de tensão em regime permanente. Os modelos propostos eliminam muitas arbitrariedades existentes nos métodos de obtenção de curvas PV baseados no modelo de fluxo de carga convencional. Exemplos de contribuições deste estudo são a atualização automática da saída de potência ativa dos geradores para atender os acréscimos de carga e a representação precisa dos limites de potência ativa e reativa dos geradores. Os resultados de simulação mostram que a utilização do método de fluxo de carga convencional para o cálculo de curvas PV pode levar à obtenção de limites de estabilidade de tensão otimistas. As principais fontes de discrepância entre os dois métodos são identificadas, discutidas e demonstradas analiticamente. A importância do método proposto relaciona-se a casos específicos onde a simulação do comportamento do sistema em regime permanente se faz necessária.

Investiga-se no capítulo 4, o problema da modelagem dos limites de potência reativa dos geradores para cálculo de fluxo de potência e para a análise da estabilidade de tensão. Dois modelos são confrontados: o tradicional, que considera que um gerador no limite de reativos mantém a injeção de potência reativa constante (modelo PQ), e o modelo proposto neste trabalho, que considera que o gerador no limite mantém a tensão de campo constante em regime permanente (modelo PE). Neste capítulo, as diferenças entre as duas abordagens, em termos de cálculo de fluxo de potência e análise da estabilidade de tensão, são detalhadamente investigadas.

Apresenta-se no capítulo 5 uma técnica de análise modal completa, capaz de identificar as áreas críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão, sob aspectos de ambas as variações, isto é, de potência reativa e potência ativa. O trabalho desenvolvido neste capítulo resulta em

resultados inovadores. Define-se, por exemplo, um índice modal (fator de participação) para os geradores, completo a partir de uma perspectiva de potência ativa, e parcial (somente para geradores no limite de reativos) a partir de uma perspectiva de variações de potência reativa. O capítulo 5 contém o desenvolvimento teórico, definição de novos índices, novos conceitos obtidos, e aplicação do método proposto em um sistema real de grande porte.

O capítulo 6 desta tese propõe e analisa um índice para medir o impacto da geração de potência ativa dos geradores na capacidade de transferência de potência do sistema. Estudos realizados mostram que a técnica proposta fornece muitas informações importantes não disponíveis no método de análise modal convencional. O índice proposto mostra-se uma ferramenta útil para a formulação de esquemas de redespacho ativo e reativo para os geradores visando a melhoria das margens de estabilidade, e também para a definição de compensação financeira para as potências ativa e reativa fornecidas pelos geradores.

Finalmente, no capítulo 7 são resumidas as conclusões e principais contribuições deste trabalho de doutoramento. Sugere-se também, neste capítulo, várias idéias para o desenvolvimento de projetos futuros na seqüência deste trabalho.

Capítulo 2

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA: Métodos Dinâmicos e Estáticos

2.1 Introdução

Com a tendência global da utilização otimizada das instalações existentes em um sistema de energia elétrica, da busca de maximização do retorno econômico aos investidores, e da reestruturação dos sistemas de energia com a intenção de introduzir competição oferecendo acesso livre à rede de transmissão para todos os participantes de um sistema interligado, a instabilidade de tensão representa, atualmente, um dos principais obstáculos à operação estável de sistemas de energia elétrica [3]. Por este motivo, cada vez mais, torna-se necessário o desenvolvimento de métodos de análise da estabilidade de tensão capazes de oferecer um retrato completo das condições de estabilidade de um sistema. Métodos que possam indicar, com precisão adequada, a distância de um determinado ponto de equilíbrio ao limite de estabilidade, e principalmente, métodos que possam ser aplicados a uma enorme quantidade de cenários, capazes de considerar todas as características (do sistema) importantes para a análise do problema de estabilidade de tensão.

Durante as últimas duas décadas vários projetos de pesquisa vêm sendo desenvolvidos, tanto em universidades quanto em empresas de energia, visando o completo entendimento do fenômeno de instabilidade de tensão, bem como a identificação das causas e das possíveis medidas de reforço para a prevenção ou minimização dos efeitos de um colapso de tensão [27].

O estudo da estabilidade de tensão passou por várias fases durante este tempo. Entre várias tentativas para explicá-lo e resolvê-lo, pode-se citar métodos para a identificação de bifurcações locais utilizando-se um modelo dinâmico linearizado [28,29], ou mesmo para a identificação de todos os possíveis tipos de bifurcação, utilizando-se um modelo dinâmico completo não-linear [30,31]. Desde que o problema foi caracterizado como de resposta dinâmica normalmente lenta, devido principalmente à característica lenta de recuperação de potência das cargas agregadas, outras bifurcações que não a bifurcação sela-nó, vêm recebendo pouca importância por parte da indústria de energia, e o problema de estabilidade de tensão vem sendo relacionado principalmente à ocorrência de uma bifurcação deste tipo na matriz de estados do modelo dinâmico linearizado [32,33]. Ocorre que esta bifurcação pode ser, satisfeitas algumas hipóteses, diretamente relacionada à singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga [14,17,32]. Como consequência deste resultado, a maior parte dos estudos de estabilidade de tensão pode ser realizada através de métodos estáticos, baseados em cálculo de fluxo de potência [14,34]. Uma outra classe de métodos aplicados ao problema trata da definição e testes dos mais variados índices para a previsão da margem de estabilidade a partir de um dado ponto de equilíbrio, ou para a indicação do grau de estabilidade do ponto de equilíbrio [16,18,20-22,35]. Quase que na maioria, estes índices não se mostraram atrativos para a indústria de energia. A principal razão é o fato de que na região próxima ao limite de estabilidade, os sistemas de energia apresentam um comportamento extremamente não-linear. Desta forma, um determinado valor destes índices não é capaz de indicar, por si só, o grau de estabilidade do ponto de operação [14,35]. Até esta data, um índice com comportamento linear, ou quase linear, que seja eficaz para sistemas de grande porte não foi identificado, e esta classe de métodos vem sendo progressivamente abandonada em estudos de estabilidade de tensão. Ultimamente, métodos de otimização vêm sendo aplicados ao problema da estabilidade de tensão [36,37]. No entanto, esta classe de métodos ainda se encontra em um estágio inicial, e normalmente as características matemáticas ou computacionais do problema são priorizadas, ao invés das características físicas e

operacionais. O aperfeiçoamento destes métodos, no que diz respeito à aplicabilidade de seus resultados para análise da estabilidade de tensão, poderá resultar em boas opções para o estudo do problema.

Curiosamente, os métodos de avaliação da estabilidade de tensão que vêm sendo mais amplamente aceitos e utilizados por grande parte da indústria de energia e de pesquisadores na área, são também os de mais simples definição e significado físico. Cálculo de margens, tanto de potência ativa quanto reativa, vem sendo aceito como critério mínimo de operação por parte de membros de um sistema interligado. Estas margens, obtidas através de cálculos de curvas PV e QV [6,8-10,14] para os mais diferentes cenários, devem obedecer critérios mínimos tanto para casos de operação normal, quanto para casos sujeitos a contingências simples ou múltiplas [4,5]. Em caso de identificação de um cenário fora dos critérios mínimos, medidas de reforço, ou de emergência, devem ser aplicadas até que o critério desejado seja alcançado. Em alguns sistemas, corte de carga só é normalmente permitido em caso de contingências múltiplas simultâneas de três ou mais elementos [4]. Para verificar a precisão destes métodos, várias outras ferramentas, como simulação não-linear no domínio do tempo, análise modal, ou fluxo de carga ótimo, podem ser utilizadas. No entanto, cálculo de margens de potência ativa e reativa é normalmente aceito como critério mínimo de operação.

Dentro deste cenário, esta tese trata de duas questões importantes para a aplicação eficiente e para o aperfeiçoamento das ferramentas de análise da estabilidade de tensão: **a) quais equipamentos e características do sistema de potência devem ser modelados para que se tenha cálculos de margens suficientemente precisos?** Esta questão relaciona-se com as necessidades mínimas de modelagem para estudos de estabilidade de tensão; e **b) como identificar tipo, localização e tamanho para a aplicação de medidas de reforço eficientes contra a instabilidade**

de tensão? Esta parte trata do aperfeiçoamento ou desenvolvimento de métodos, que usados de forma complementar ao cálculo de margens, possa dar um retrato completo das características de um sistema de potência relacionadas à estabilidade de tensão.

No entanto, antes que estes pontos possam ser discutidos com detalhes, métodos de análise dinâmicos e estáticos são confrontados. Sabe-se que a instabilidade de tensão é um problema dinâmico. Portanto, métodos dinâmicos são inicialmente considerados. Condições para as quais os métodos estáticos são suficientes para a análise de estabilidade de tensão são discutidas. Apresenta-se, de certa forma, os avanços e aprendizados obtidos através deste trabalho de doutoramento, de forma cronológica, levando gradativamente de estudos na área de análise dinâmica à contribuições na área de análise estática.

2.2 Análise Dinâmica da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica

Métodos de simulação não-linear no domínio do tempo sempre manterão o seu prestígio para estudos de estabilidade de tensão, visto que fornecem a resposta mais fiel do comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de qualquer tipo de perturbação. Estes métodos são os únicos capazes de retratar cronologicamente, com precisão, os eventos responsáveis por um colapso de tensão, fornecendo informação útil para a coordenação de dispositivos de controle e de proteção, bem como representando uma ferramenta indispensável para estudos de casos críticos e específicos, onde métodos estáticos omitem detalhes importantes. No entanto, métodos de simulação não-linear no domínio do tempo requerem uma grande quantidade de tempo computacional. Isto os tornam inadequados quando precisa-se analisar uma grande quantidade de cenários, envolvendo contingências de linhas de transmissão, de unidades geradoras, crescimentos sucessivos de carga, etc. Além disso, métodos de simulação dinâmica não fornecem facilmente e com precisão adequada,

a distância do ponto de operação ao limite de estabilidade (margem de estabilidade). Esta tarefa é mais facilmente realizada através de métodos estáticos de cálculo de curvas PV e QV. Existem, no entanto, desenvolvimento de pesquisas visando o aperfeiçoamento dos métodos de simulação dinâmica. Por exemplo, Van Cutsem propõe e mostra a adequação de métodos rápidos e eficientes para simulação dinâmica de médio e longo prazo [38,39]. Outros trabalhos propõem técnicas para acelerar, ou diminuir os requisitos de tempo computacional dos métodos de simulação dinâmica convencionais [40]. Neste trabalho, opta-se pelo desenvolvimento de pesquisas procurando preencher as deficiências dos métodos de simulação dinâmica, no que diz respeito à obtenção de margens (cálculo de curvas PV e QV) e identificação de áreas críticas com relação à instabilidade de tensão (análise modal). No entanto, defende-se também, que ambas as técnicas de análise devem ser usadas de forma complementar para a avaliação completa das condições de estabilidade de tensão de um sistema, bem como, para que um método possa servir de verificação para outro e vice-versa.

Uma vez eliminada a opção do desenvolvimento de pesquisa na área de análise de estabilidade de tensão via simulação não-linear no domínio do tempo, o caminho natural leva a análise da estabilidade de tensão sob condições de pequenas perturbações. Muitos trabalhos foram desenvolvidos a este respeito, visando a aplicação de técnicas de análise modal, antes aplicadas para estudos de estabilidade de ângulo, para o entendimento e solução do problema da estabilidade de tensão [41-43]. Durante a fase de amadurecimento e aperfeiçoamento destas idéias muitos resultados e interpretações inadequadas são apresentadas na literatura, devido ao uso errôneo de modelagem estática para as cargas (por exemplo, a identificação de diversos tipos de bifurcação relacionados à instabilidade de tensão), enquanto que os geradores recebiam modelagem dinâmica completa. Finalmente, conclui-se que a instabilidade de tensão relaciona-se principalmente à resposta dinâmica das cargas agregadas, e portanto, para estudos de estabilidade de tensão à pequenas perturbações as

cargas devem receber um modelo dinâmico adequado [34,44,45]. A partir deste ponto o fenômeno da instabilidade de tensão passa a ser melhor entendido e estudado.

A direção inicial escolhida para o desenvolvimento deste trabalho de doutoramento baseia-se principalmente nos resultados obtidos do trabalho de mestrado, desenvolvido na área de análise dinâmica da estabilidade de tensão via análise modal [46]. Por esta razão, a técnica de análise modal dinâmica, bem como os principais resultados do trabalho de mestrado são brevemente discutidos.

A aplicação de análise modal para estudos da estabilidade de tensão sob pequenas perturbações, requer que o sistema de energia seja modelado por um conjunto de equações algébricas/diferenciais, como segue:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ 0 &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y})\end{aligned}\tag{2.1}$$

onde \mathbf{x} é o vetor de variáveis de estado e \mathbf{y} é o vetor de variáveis algébricas, representando magnitudes e ângulos de tensão das barras.

As equações diferenciais representam a dinâmica dos geradores, reguladores e outros dispositivos dinâmicos do sistema, enquanto que as equações algébricas representam a rede de transmissão, as cargas estáticas, e a conexão da rede com todos os dispositivos dinâmicos do sistema. A partir da linearização de (2.1) obtém-se a matriz de estados do sistema, na qual aplica-se a análise modal, estudando-se o comportamento dos modos críticos para a identificação dos mecanismos da instabilidade de tensão do sistema em estudo.

Muitos dos trabalhos desenvolvidos nesta área consideram modelos dinâmicos somente para os geradores e seus dispositivos de controle, enquanto que a carga é representada por modelos estáticos, ou seja, de resposta instantânea [41-43]. Como consequência, muitos dos resultados obtidos serviram somente para aumentar ainda mais a confusão com relação ao entendimento do problema de instabilidade de tensão. Como por exemplo, a obtenção de vários tipos de bifurcação (bifurcação de singularidade induzida, bifurcação *node-focus*, e bifurcação de Hopf), as quais não ocorrem quando um modelo de carga dinâmico adequado é usado. Estes estudos levaram à conclusão de que a característica de resposta das cargas agregadas (como vista dos barramentos de alta tensão) não podem ser instantâneas (ou seja estáticas). Pelo contrário, devido à atuação de dispositivos eletromecânicos como OLTC's, reguladores de tensão de distribuição, capacitores chaveados, etc., a característica de resposta da carga é extremamente lenta comparada, por exemplo, ao controle de tensão do gerador. Com a inclusão, no modelo algébrico diferencial, de um modelo agregado que represente as características dinâmicas das cargas, obtém-se que a estabilidade de tensão de um sistema de potência é perdida através de uma bifurcação do tipo sela-nó da matriz de estados do sistema dinâmico [34,44], a qual ocorre em um ponto próximo ao ponto de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga [46].

Algumas deficiências encontradas em métodos de análise modal para estudos de estabilidade de tensão à pequenas perturbações, e que representam questões abordadas neste trabalho de doutoramento são:

1. A linearização do modelo algébrico-diferencial necessita do cálculo de pontos de equilíbrio. Calcula-se o ponto de equilíbrio através de um programa de fluxo de carga convencional, o qual representa somente aproximadamente as características de regime permanente do modelo dinâmico completo. Isto causa, portanto, uma discrepância entre a singularidade da matriz de estados do modelo dinâmico e a singularidade da matriz Jacobiana do modelo estático. **Surge**

portanto, a necessidade de desenvolver uma ferramenta para o cálculo dos pontos de equilíbrio que leve em consideração todas as características de regime permanente dos dispositivos dinâmicos. Tal metodologia pode afetar, significativamente, não só os resultados de análise modal, mas também o cálculo de margens de estabilidade.

2. A maioria dos trabalhos publicados na área não incluem limites operacionais dos geradores na matriz de estados ou no cálculo dos pontos de equilíbrio, tais como limite de corrente de campo, limite de corrente de armadura, limite de sub-excitação e limite de torque mecânico das turbinas. Além disso, em geral, os incrementos de carga não são distribuídos entre os geradores de maneira apropriada. O mais comum, é que os aumentos de carga durante a construção das curvas PV, sejam totalmente absorvidos pela barra de referência. Estas hipóteses, obviamente, afetam tanto os resultados de cálculos de margens quanto os resultados de análise modal.
3. O autovalor crítico (bem como o menor valor singular) da matriz de estados do modelo dinâmico não representa um bom indicativo da distância do ponto de equilíbrio ao limite de estabilidade. Uma vez que os autovalores mostram um comportamento extremamente não-linear na região próxima ao ponto de singularidade da matriz de estados, um único valor desses índices não indica com precisão a distância do ponto de operação ao limite de estabilidade. Esta característica se repete para vários outros índices propostos na literatura [35], sugerindo que o aperfeiçoamento de métodos para o cálculo de margens de estabilidade representam uma melhor direção para o desenvolvimento de pesquisas na área de estabilidade de tensão, comparado a estudos e definições de novos índices.

Como uma seqüência do trabalho de mestrado [46], estuda-se a influência de diversos equipamentos nos resultados de análise modal e nas margens de estabilidade. A influência de motores de indução, reguladores automáticos de tensão, limites de corrente de campo e armadura dos geradores síncronos, transformadores com variação automática de tap e modelos dinâmicos e estáticos de carga, são avaliadas. A principal contribuição desta parte do trabalho, desenvolvido

quase que totalmente usando-se sistemas simples de duas barras, relaciona-se ao entendimento detalhado das características do fenômeno de instabilidade de tensão em sistemas de energia, e representa a base teórica para o desenvolvimento deste trabalho de doutoramento. Alguns resultados desta fase inicial do projeto podem ser resumidos como:

A análise modal dinâmica da estabilidade de tensão com a inclusão de modelos detalhados de motores de indução [47,48] indicam que:

1. Considerando-se controle de tensão ideal nos geradores (regulador de tensão estático e com altos ganhos), um sistema com carga predominantemente constituída por motores de indução, perde a estabilidade de tensão através de uma bifurcação sela-nó, ou seja, a instabilidade ocorre através de um declínio monotônico (ou não oscilatório) nas tensões. Neste caso, o limite de estabilidade pode ser identificado adequadamente através de um método estático que considere as características de regime permanente dos motores de indução;
2. Para casos onde o controle de tensão do gerador é lento (regulador eletromecânico), interações dinâmicas entre o sistema de controle de tensão dos geradores e variáveis dos motores podem ocorrer, podendo resultar em instabilidade de tensão oscilatória, causada pela ocorrência de uma bifurcação de Hopf na matriz de estados do modelo dinâmico;
3. A utilização de modelos detalhados, tais como de terceira ou quinta ordem, bem como a modelagem de características de carga dependentes da velocidade não resultam em diferenças significativas nos resultados de análise modal e de cálculo de margens. Portanto, conclui-se que para estudos de estabilidade de tensão, o modelo de primeira ordem para os motores e o modelo de carga mecânica independente da velocidade são suficientes;
4. Os motores de indução podem ser representados adequadamente através de modelos dinâmicos de carga agregada disponíveis na literatura [34,44], desde que os parâmetros dos modelos

agregados sejam devidamente ajustados para representar as características dos motores de indução importantes para o estudo da estabilidade de tensão.

Estudos com a inclusão de modelos dinâmicos de carga agregada [49,50] revelam que, para um sistema onde o tempo de recuperação de potência das cargas agregadas após uma perturbação, é lento, a instabilidade de tensão se dá de forma monotônica, associada à ocorrência de uma bifurcação do tipo sela-nó. Para estes casos, pode-se estudar a maior parte das características do fenômeno do colapso de tensão através de métodos estáticos baseados no cálculo de fluxo de potência. Por exemplo, a bifurcação sela-nó pode ser identificada aproximadamente pela singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga convencional. Mostra-se em [32,49] que esta bifurcação pode ser identificada precisamente se as características de regime permanente dos componentes dinâmicos são incluídas na matriz Jacobiana de um modelo estático expandido. Este resultado é a principal indicação de que a pesquisa em métodos de análise modal dinâmica à pequenas perturbações, é menos importante do que o estudo de métodos expandidos para o cálculo de fluxo de carga, que possam representar de forma adequada as características de regime permanente dos equipamentos dinâmicos. A partir deste ponto, este trabalho prioriza métodos estáticos para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica, visando, principalmente, a identificação do impacto de vários componentes do sistema, normalmente excluídos dos métodos estáticos convencionais, nas margens de estabilidade de tensão.

2.3 Análise Estática da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica

Métodos envolvendo o cálculo de curvas PV e QV são normalmente utilizados para a determinação das margens de estabilidade a partir de um dado ponto de operação [6,8-10,14]. Para a obtenção destas curvas resolve-se uma série de fluxos de potência, considerando-se incrementos

sucessivos de carga, de acordo com uma direção pré-selecionada tanto para os aumentos de carga quanto para a distribuição dos mesmos entre os geradores. Pode-se por exemplo, efetuar incrementos de carga para algumas áreas selecionadas, ou para todo o sistema. O aumento de geração correspondente, pode vir de reajustes de intercâmbio, ou de aumento na geração de algumas unidades disponíveis. Obviamente, para cada direção de incremento de carga e geração obtém-se uma margem diferente. A definição mais correta de como incrementar a carga e a geração ainda é polêmica. Por isso, alguns sistemas recomendam que a carga seja incrementada em todas as barras, e que o aumento total seja distribuído a todos os geradores de forma proporcional ao caso base, esperando-se que este procedimento represente o pior caso, ou pelo menos um dos piores cenários [4]. A modelagem da carga para a obtenção de curvas PV e QV também representa um problema difícil. Para o caso base, conhece-se dos sistemas, normalmente, as demandas de potência ativa e reativa das cargas. No entanto, ao construir a curva PV, pode-se incrementar, para todas as barras, a demanda de ativos, a de reativos, ou ambas. Para cada caso, obtém-se novamente, uma margem diferente. Além disso, no caso de incrementar ambas, potência ativa e reativa, o fator de potência ainda é um problema, uma vez que pode-se incrementar a potência complexa com fator de potência constante ou variável. Sugere-se para os sistemas membros do WSCC [4], por exemplo, que no caso de o comportamento preciso das cargas ser desconhecido, em termos da variação do fator de potência, ou em termos da dependência das cargas com a magnitude de tensão, que utilize-se para o cálculo das curvas PV e QV, modelos de carga de potência constante, e incrementos de carga com fator de potência constante, incrementando-se as demandas de ativos e reativos das cargas de forma proporcional às demandas do caso base. Espera-se novamente que este procedimento represente o pior cenário para a construção das curvas PV/QV. Percebe-se então, a dependência dos resultados de margens com procedimentos e modelagens utilizados. Por esta razão, critérios de estabilidade existentes consideram nos seus requerimentos mínimos de margens, uma parcela extra para

representar possíveis deficiências de modelagem e de hipóteses utilizadas para a construção das curvas PV/QV.

Os pontos das curvas PV são normalmente obtidos a partir da solução de um problema de fluxo de carga, utilizando-se o método de Newton. À medida que o sistema é estressado, no entanto, suas não-linearidades afloram. Isto é refletido na matriz Jacobiana do fluxo de carga, a qual aproxima-se da singularidade à medida que os pontos da curva PV são calculados. O método de Newton, normalmente, sofre de dificuldades de convergência em pontos na região de máximo carregamento do sistema, devido à proximidade da singularidade da matriz Jacobiana utilizada por este método. Para resolver este problema na região de singularidade da matriz Jacobiana, e também para a obtenção de qualquer ponto sobre a curva PV, vários métodos de fluxo de potência baseados em técnicas de continuação vêm sendo propostos na literatura [12,13]. Estes métodos consistem, normalmente, de etapas de parametrização, previsão, controle de passo, e correção. Através de modificações mínimas na matriz Jacobiana do sistema, elimina-se sua singularidade, e portanto, regulariza-se as características de convergência do método de Newton modificado. Várias opções para a escolha do parâmetro de continuação vêm sendo mostradas possíveis [51], bem como a utilização de métodos desacoplados para a obtenção da curva PV completa [11]. Mostra-se na figura 2.1, por exemplo, utilizando-se o sistema IEEE-14 barras, a eficiência dos métodos de continuação para ilustrar o impacto dos limites de potência reativa dos geradores e dos limites de variação de taps dos OLTC's na obtenção das curvas PV, e portanto, das margens de estabilidade. Pode-se notar, a partir da figura, que a representação dos limites de reativos dos geradores causa uma grande diminuição na máxima capacidade de transferência de potência do sistema, enquanto que a representação de taps variáveis leva à obtenção de margens levemente maiores.

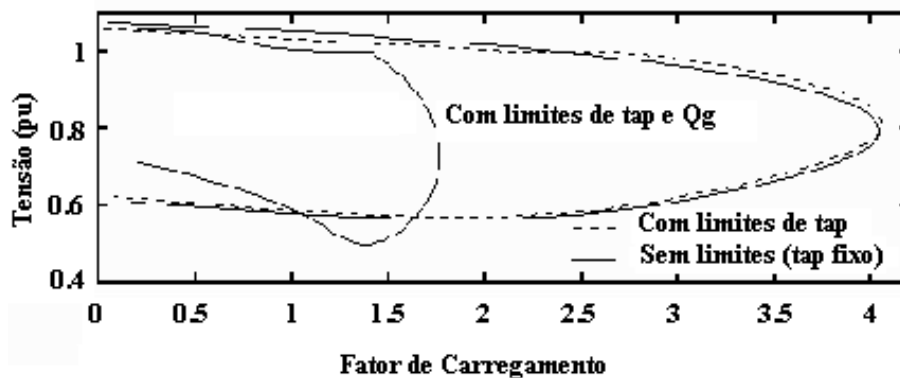


Figura 2.1 – Testes no sistema IEEE-14 barras para a ilustração de métodos da continuação

Este resultado preliminar indica que muitos fatores podem influenciar a obtenção das curvas PV e das margens de estabilidade do sistema. Dedicar-se uma boa parte deste trabalho de doutoramento para o estudo e identificação de quais componentes e características do sistema devem ser incluídos no cálculo das curvas PV. Como um resultado desses estudos, apresenta-se, nos capítulos 3 e 4, melhoramentos ou desenvolvimento de métodos para o cálculo de margens, discutindo-se necessidades mínimas de modelagem que resultem em margens coerentes com as condições reais do sistema em estudo. Define-se um método de solução unificado, capaz de incluir todas as características consideradas importantes à estabilidade de tensão para o cálculo das curvas PV. O modelo desenvolvido representa um simulador da resposta de regime permanente do sistema, à medida que o mesmo é estressado, e mostra-se útil para casos onde pretende-se, ou necessita-se de cálculos de margem com maior precisão.

Estuda-se e compara-se no capítulo 4, modelos para a representação dos limites de potência reativa dos geradores síncronos, característica de fundamental importância para o cálculo de margens. Dois modelos são detalhadamente comparados no que diz respeito à estabilidade de tensão e ao cálculo do fluxo de potência. Considera-se que um gerador no limite de reativos pode ser representado como uma saída de potência reativa constante (modelo aproximado) ou como uma

tensão de campo constante atrás da reatância síncrona (modelo real). Os modelos são comparados sob três diferentes ângulos, ambos de similar importância. São analisados o impacto no cálculo de fluxo de potência, o impacto no cálculo de margens e o impacto na determinação de áreas críticas de estabilidade de tensão, determinadas através de análise modal estática. Ao final, o trabalho sugere o melhor modelo para representação de limites de geradores para cada tipo específico de estudo. Conclui-se, por exemplo, que os dois modelos fornecem resultados semelhantes em termos de cálculo de margens. No entanto, o modelo de tensão de campo constante fornece maior precisão na identificação de áreas críticas. A principal contribuição deste estudo, é o fato de analisar com detalhes uma questão amplamente discutida na literatura, mas pouco analisada ou ilustrada com detalhes até o presente.

Apesar de fornecerem informação muito importante com relação às margens de estabilidade, os métodos baseados em curvas PV e QV não propiciam com facilidade a identificação de áreas críticas de estabilidade de tensão, assim como não fornecem informação sobre que tipo de medida preventiva ou de reforço resultam em melhorias das margens de estabilidade com maior eficiência. Para resolver este problema, propõe-se em [14] um método de análise modal estática (por ser aplicada à matriz Jacobiana reduzida do fluxo de potência), o qual identifica as áreas críticas do sistema através da observação dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana do fluxo de carga reduzida para representar somente as sensibilidades de potência reativa com relação à magnitude de tensão. Através deste método desenvolve-se, por exemplo, um procedimento eficiente para a identificação dos melhores locais para a instalação de compensadores estáticos, de forma a garantir aumento satisfatório nas margens de estabilidade [52]. A utilização em conjunto de métodos estáticos, baseados em cálculos de curvas PV e QV, com a análise modal da matriz Jacobiana reduzida tem se mostrado como uma opção simples e confiável para a identificação de tipos,

localização e tamanho de medidas de reforço adequadas contra a instabilidade de tensão em sistemas de energia [15,53-55].

O método de análise modal proposto em [14] consiste da aplicação de resultados utilizados por métodos de análise modal dinâmica em uma matriz Jacobiana reduzida, obtida a partir do modelo estático de um sistema de potência, linearizado em torno do ponto de operação, o qual pode ser expresso por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

onde

- ΔP : variação incremental de potência ativa
- ΔQ : variação incremental de potência reativa
- $\Delta \theta$: variação incremental do ângulo da tensão nodal
- ΔV : variação incremental da magnitude da tensão nodal

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema.

Para a definição da matriz Jacobiana reduzida (J_R) faz-se a hipótese em [14] de que, para cada ponto de operação, as variações de potência ativa são nulas ($\Delta P = 0$), e a estabilidade é avaliada considerando-se somente a relação incremental entre V e Q, ou seja:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.3)$$

onde $J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]$ é a matriz Jacobiana reduzida do sistema.

A análise modal estática, como proposta em [14,15], envolve a determinação dos autovalores e autovetores críticos da matriz de sensibilidade Q-V reduzida (matriz Jacobiana J_R da equação 2.3). Os autovalores críticos desta matriz identificam os diferentes modos pelos quais o sistema pode se tornar instável. Se um autovalor de J_R tende a zero, uma pequena variação no perfil de reativos do sistema poderá causar uma variação muito grande na tensão de uma barra ou de um grupo de barras. A partir do cálculo dos autovetores esquerdos e direitos são definidos fatores de participação das barras de carga nos modos críticos. Estes fatores de participação fornecem informações valiosas sobre os mecanismos da instabilidade, bem como sobre as áreas mais vulneráveis a problemas de estabilidade de tensão.

Algumas deficiências do método de análise modal estática (trabalhadas com detalhes no capítulo 5 desta tese) podem ser resumidos como segue:

1. O método não considera o impacto das variações de potência ativa no problema da instabilidade de tensão ($\Delta P = 0$). Utiliza-se como suporte teórico para esta hipótese o “fato” de que as magnitudes de tensão das barras são extremamente mais sensíveis à variações de potência reativa do que à variações de potência ativa. Ainda que sendo verdadeira para condições normais de carregamento, esta hipótese é falsa na região próxima ao ponto de máximo carregamento do sistema, na qual as magnitudes de tensão podem ainda ser mais sensíveis à variações de potência ativa do que à variações de potência reativa. Como os resultados de análise modal mais importantes, são estes obtidos próximo ao ponto de singularidade da matriz Jacobiana, conclui-se facilmente, que o método de análise modal convencional necessita de melhoramentos em sua base teórica. Os efeitos de variações de potência ativa na instabilidade de tensão, por exemplo, devem ser melhor estudados, para que o método de análise modal

estático possa propiciar informações completas sobre as condições de estabilidade de um sistema.

2. A técnica de análise modal convencional utiliza a matriz Jacobiana reduzida. No entanto, não há a comparação entre os resultados de análise modal para as matrizes Jacobianas reduzida e completa. Não se sabe se a matriz reduzida fornece resultados aproximados ou exatos, comparados à matriz Jacobiana completa. No caso de fornecer resultados aproximados, não se sabe qual é o grau de aproximação por utilizar-se a matriz Jacobiana reduzida. Os fundamentos teóricos da técnica de análise modal estática podem ser, sob este aspecto, profundamente melhorados.
3. Por utilizar a matriz Jacobiana reduzida, a qual representa as sensibilidades equivalentes de magnitudes de tensão com variações de potência reativa, somente barras do tipo PQ são consideradas no método original. Como resultado, obtém-se fatores de participação modal (reativos por serem obtidos a partir da matriz Jacobiana reduzida reativa) somente para barras PQ. A utilidade destes fatores de participação vem sendo demonstrada em vários trabalhos [15,52-55]. No entanto, o método não propicia fatores de participação modal para os geradores, sendo utilizados apenas fatores de participação baseados em sensibilidades, os quais não fornecem a mesma informação contida em um índice modal. Evidentemente, que um método de análise modal completo deve fornecer quatro tipos de fatores de participação, dois para barras de carga e dois para barras de geração, obtidos a partir de ambos aspectos, variação de potência reativa e variação de potência ativa nas barras do sistema. Tal método propiciaria a aplicação de fatores de participação para vários outros problemas em sistemas de energia, além de localização de compensação *shunt*. Alguns exemplos são, determinação de critérios mínimos para corte de carga e identificação do impacto da saída de ativos e das reservas de reativos dos geradores na estabilidade de tensão. Um estudo aplicativo demonstrando o valor de um índice modal para os geradores é apresentado no capítulo 6 desta tese.

Como pode-se perceber a partir do exposto anteriormente, o método de análise modal estática necessita de melhoramentos teóricos para dar melhor suporte à técnica existente, assim como, necessita também ser expandido para propiciar a análise da estabilidade de tensão a partir de uma perspectiva de variações de potência ativa. O trabalho desenvolvido neste assunto para a tese de doutoramento, chega a resultados inovadores. Define-se por exemplo um índice modal (fator de participação) para os geradores, completo a partir de uma perspectiva de potência ativa, e parcial (somente para geradores no limite de reativos) a partir de uma perspectiva de variações de potência reativa. A partir dos resultados obtidos, define-se uma técnica de análise modal completa, capaz de identificar as áreas críticas do sistema, em relação à instabilidade de tensão, sob aspectos de ambas variações, potência reativa e potência ativa. Os resultados dos estudos na área de análise modal estática representam as principais contribuições defendidas por este trabalho de doutoramento, abrindo caminho para outros trabalhos de mestrado e doutoramento, assim como, fornecendo uma nova possibilidade para uma análise mais abrangente do problema de instabilidade de tensão e para a identificação de medidas de reforço ou de emergência para evitá-lo, ou para minimizar os seus efeitos.

Os capítulos subsequentes apresentam, de forma independente, os estudos realizados por este trabalho de doutoramento nos diversos assuntos mencionados anteriormente. Cada capítulo contém, portanto, os resultados e contribuições obtidos em cada um dos problemas estudados.

Capítulo 3

MODELO DE FLUXO DE CARGA EXPANDIDO PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

3.1 Introdução

A avaliação precisa das condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência é uma tarefa importante para muitas empresas concessionárias de energia elétrica. Alguns projetos de pesquisa têm sido desenvolvidos visando a melhoria dos métodos computacionais para o cálculo das margens de estabilidade de tensão. Por exemplo, em [56] os autores modelam os limites de potência reativa dos geradores como uma função da tensão terminal e da geração de potência ativa, respeitando assim, suas curvas de capacidade. Em [7,57], utiliza-se um modelo algébrico/diferencial completo para a avaliação das condições do sistema em regime permanente. No entanto, em geral, existem poucas pesquisas buscando a melhoria das técnicas de modelagem do sistema para o cálculo de curvas PV e QV. Mostra-se, por exemplo, em [32,42,49,58] que algumas hipóteses inerentes às equações do fluxo de carga convencional não refletem apropriadamente as características de regime permanente de componentes dinâmicos do sistema no processo de construção da curva PV. Um bom exemplo é a modelagem dos limites de corrente de campo e de armadura, os quais só podem ser representados pela abordagem convencional de forma aproximada, e, normalmente são ignorados tanto na construção da matriz de estados, quanto na obtenção dos limites de carregamento do sistema.

Este capítulo investiga as deficiências no uso do modelo de fluxo de carga convencional para a obtenção de curva PV, e propõe um modelo alternativo incluindo as características de regime permanente de dispositivos dinâmicos importantes para a análise da estabilidade de tensão. Propõe-se um método de solução para o modelo de fluxo de carga expandido apresentado, o qual inclui equações algébricas e diferenciais. A abordagem proposta simula, efetivamente, a resposta de regime permanente do sistema à medida que o mesmo é estressado através de acréscimos de carga ou contingências. Exemplos de avanços obtidos pela modelagem proposta são: o problema de como incrementar a saída de potência ativa dos geradores em resposta a acréscimos de carga é resolvido automaticamente com a inclusão das características de regime permanente dos reguladores de velocidade; as hipóteses irreais de barra *slack* e barra PV são eliminadas, com a inclusão das características de regime dos reguladores de tensão. O modelo proposto proporciona uma representação precisa das características de operação de vários equipamentos importantes para o cálculo de margens de estabilidade de tensão. A importância da metodologia proposta é demonstrada através dos resultados de simulação.

3.2 Modelagem do sistema de potência

O comportamento dinâmico de um sistema de energia elétrica com m geradores e n barras pode ser descrito fielmente por um conjunto de equações algébrico/diferenciais, da forma:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}} &= \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \\ \mathbf{0} &= \mathbf{G}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \end{aligned} \quad (3.1)$$

onde \mathbf{X} representa o vetor de variáveis de estado, \mathbf{Y} é o vetor de variáveis algébricas, λ é o fator de carregamento do sistema e \mathbf{U} é o vetor de variáveis de referência dos sistemas de controle. No sistema de equações (3.1), o conjunto de equações diferenciais (\mathbf{F}) descreve o comportamento

dinâmico dos geradores síncronos com seus sistemas de controle de tensão e de carga/freqüência, assim como o comportamento dinâmico das cargas [34].

Por exemplo, o modelo de uma máquina síncrona, após a eliminação das correntes de campo e de armadura [49], pode ser representado por:

$$d\partial_i/dt = (\omega_i - \omega_R)\omega_o \quad i = 1, \dots, R-1, R+1, \dots, m \quad (3.2)$$

$$\dot{d}\omega_i/dt = (P_{mi} - P_{gi} - D_i\omega_i)/M_i \quad i = 1, \dots, m \quad (3.3)$$

$$dE'_{qi}/dt = [E_{fdi} - \frac{x_{di}}{x'_{di}}E'_{qi} + \frac{x_{di} - x'_{di}}{x'_{di}}V_i \cos(\partial_i - \theta_i)]/T'_{doi} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.4)$$

$$dE'_{di}/dt = [-\frac{x_{qi}}{x'_{qi}}E'_{di} + \frac{x_{qi} - x'_{qi}}{x'_{qi}}V_i \sin(\partial_i - \theta_i)]/T'_{qoi} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.5)$$

$$P_{gi} = \frac{V_i}{x'_{di}}E'_{qi} \sin(\partial_i - \theta_i) - \frac{V_i}{x'_{qi}}E'_{di} \cos(\partial_i - \theta_i) + \frac{V_i^2}{2} \sin 2(\partial_i - \theta_i) \left(\frac{1}{x'_{qi}} - \frac{1}{x'_{di}} \right) \quad (3.6)$$

$$Q_{gi} = \frac{V_i}{x'_{di}}E'_{qi} \cos(\partial_i - \theta_i) + \frac{V_i}{x'_{qi}}E'_{di} \sin(\partial_i - \theta_i) - \frac{V_i^2}{2} [1 - \cos 2(\partial_i - \theta_i)] \left(\frac{1}{x'_{qi}} - \frac{1}{x'_{di}} \right) - \frac{V_i^2}{x'_{di}} \quad (3.7)$$

onde o ângulo do rotor da máquina conectada à barra R é escolhido como referência de ângulo. Conseqüentemente, não aplica-se a equação (3.2) para esta máquina. Nesta tese, o gerador com a maior constante de inércia é escolhido como referência de ângulo. A tensão terminal dos geradores é controlada através dos sistemas de excitação tipo I - IEEE [59], os quais são modelados como:

$$dE_{fdi}/dt = (-K_{Ei}E_{fdi} + V_{ri})/T_{Ei} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.8)$$

$$\frac{dV_{ri}}{dt} = [-V_{ri} + K_{Ai}R_{fi} - \frac{K_{Ai}K_{fi}}{T_{fi}}E_{fdi} + K_A(V_{ref_i} - V_i)]/T_{Ai} \quad i=1,\dots,m \quad (3.9)$$

$$\frac{dR_{fi}}{dt} = (-R_{fi} + \frac{K_{fi}}{T_{fi}}E_{fdi})/T_{Fi} \quad \text{com } V_{ri,\min} \leq V_{ri} \leq V_{ri,\max} \quad i=1,\dots,m \quad (3.10)$$

onde $V_{ri,\min}$ e $V_{ri,\max}$ representam os limites do sistema de excitação. A turbina e o regulador de velocidade são modelados como segue [59]:

$$dP_{mi}/dt = (-P_{mi} + P_{svi})/T_{chi} \quad i=1,\dots,m \quad (3.11)$$

$$\frac{dP_{svi}}{dt} = [-P_{svi} + P_{gi_ref} - \frac{1}{R_i}(\frac{\omega_i}{\omega_{syn}} - 1)]/T_{svi} \quad i=1,\dots,m \quad (3.12)$$

$$\text{com } 0 \leq P_{svi} \leq P_{svi,\max}$$

onde $P_{sv,\max}$ representa o limite de torque mecânico da turbina. Finalmente, o modelo dinâmico da carga é dado por [34]:

$$T_{pi} \frac{dx_{pi}}{dt} = P_{si} - x_{pi} P_{ti} \quad (3.13)$$

$$T_{qi} \frac{dx_{qi}}{dt} = Q_{si} - x_{qi} Q_{ti} \quad (3.14)$$

$$P_{si} = P_o (ap + bpV + cpV^2 + dpV^{np}) \quad (3.15)$$

$$P_{ti} = (ep + fpV + gpV^2 + hpV^{mp}) \quad (3.16)$$

$$Q_{si} = Q_o (aq + bqV + cqV^2 + dqV^{nq}) \quad (3.17)$$

$$Q_{ti} = (eq + fqV + gqV^2 + hqV^{mq}) \quad (3.18)$$

onde P_S e P_t representam, respectivamente, as características de regime permanente e transitórias da carga, ambas dependentes da tensão.

As equações de (3.2) a (3.18) descrevem em detalhes o comportamento dinâmico de alguns dispositivos pertinentes à análise da estabilidade de tensão. A dinâmica de OLTC's, de dispositivos FACT's, do controle automático de geração (CAG), etc., também podem ser incluídas de forma similar.

No sistema de equações (3.1), o conjunto de equações algébricas (**G**) representa a rede de transmissão. Estas equações são obtidas através do balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema, o qual é necessário para assegurar o equilíbrio entre a quantidade de potência gerada e demandada. O balanço nodal de potência ativa e reativa para um sistema com n barras é dado por:

$$P_{gi} - \lambda P_{Si} - P_i(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (3.19)$$

$$Q_{gi} - \lambda Q_{Si} - Q_i(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (3.20)$$

$$P_i = \sum_{m \in \mathbf{K}} V_i V_m (G_{im} \cos \theta_{im} + B_{im} \sin \theta_{im}) \quad (3.21)$$

$$Q_i = \sum_{m \in \mathbf{K}} V_i V_m (G_{im} \sin \theta_{im} - B_{im} \cos \theta_{im}) \quad (3.22)$$

onde P_{gi} e Q_{gi} representam as potências ativa e reativa geradas na barra i , P_{Si} e Q_{Si} são as demandas de ativo e reativo em regime permanente na barra i , as quais são parametrizadas através do fator de

carregamento λ , P_i e Q_i representam as potências ativa e reativa injetadas pela barra i fluindo pelas linhas de transmissão, e \mathbf{K} representa o conjunto de barras diretamente conectadas à barra i , incluindo a barra i . Cada aumento de carga é automaticamente distribuído entre os geradores de acordo com as respectivas características do sistema de controle de carga/frequência.

3.3 Método estático de solução para os componentes dinâmicos

À medida que a carga, ou o fator de carregamento λ aumenta, o sistema descrito por (3.1), após excursões transitórias em suas variáveis, alcança, em regime permanente, um conjunto de pontos de equilíbrio. Estes pontos representam a trajetória conhecida como curva PV. Para calcular estes pontos, as equações diferenciais da equação (3.1) devem ser feitas iguais a zero, como segue:

$$\begin{aligned} \mathbf{0} &= \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \\ \mathbf{0} &= \mathbf{G}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, \lambda, \mathbf{U}) \end{aligned} \quad (3.23)$$

Este conjunto de equações pode então ser resolvido iterativamente, para um dado fator de carregamento (λ), através de um método de Newton expandido:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{X} \\ \mathbf{Y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_0 \\ \mathbf{Y}_0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{F}(\mathbf{X}_0, \mathbf{Y}_0, \lambda, \mathbf{U}) \\ \mathbf{G}(\mathbf{X}_0, \mathbf{Y}_0, \lambda, \mathbf{U}) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

onde \mathbf{J}_1 , \mathbf{J}_2 , \mathbf{J}_3 e \mathbf{J}_4 são as sub-matrizes Jacobianas do sistema dinâmico. Através da equação (3.24) pode-se calcular simultaneamente, em condições de regime permanente, todas as variáveis do sistema (algébricas e dinâmicas) a partir de um modelo mais realista. Os incrementos de carga são distribuídos automaticamente entre os geradores de acordo com suas características de controle de

carga/frequência. Desta forma, não é necessário ajustar a potência ativa especificada de cada barra de geração, para atender os acréscimos de demanda.

A definição do vetor de referência dos sistemas de controle (vetor \mathbf{U}) é realizada através da execução de um método de fluxo de carga convencional para o caso base ($\lambda=1$). Isto significa que somente no caso base, as tensões terminais dos geradores serão exatamente iguais aos seus valores especificados. Em casos onde $\lambda \neq 1$, as tensões terminais terão valores menores do que os especificados quando há um acréscimo de carga, ou valores maiores quando houver um decréscimo de carga a partir do caso base. Esta característica deve-se ao erro de regime permanente introduzido pelo regulador automático de tensão.

No entanto, devido ao grande número de equações adicionais, a solução direta da equação (3.24) requer uma grande quantidade extra de tempo computacional comparado ao modelo de fluxo de carga convencional. Felizmente, a maior parte das equações adicionais podem ser resolvidas analiticamente e substituídas nas equações mais complexas. Por exemplo, as equações (3.8) e (3.10), em regime permanente resultam em:

$$V_{ri} = K_{Ei} E_{fdi} \quad (3.25)$$

$$R_{fi} = K_{fi} E_{fdi} / T_{fi} \quad (3.26)$$

Substituindo (3.25) e (3.26) em (3.9) pode-se obter:

$$E_{fdi} = K_{Ai} (V_{ref_i} - V_i) / K_{Ei} \quad (3.27)$$

a qual pode ser substituída diretamente na equação (3.4). O que implica em 3m equações a menos a serem incluídas no problema de fluxo de carga expandido. Similarmente, as equações da turbina e do regulador de velocidade (3.11) e (3.12) podem ser resolvidas analiticamente como segue:

$$P_{svi} = P_{mi} \quad (3.28)$$

$$P_{mi} = P_{gi_ref} - \frac{1}{R_i} \left(\frac{\omega_i}{\omega_{syn}} - 1 \right) \quad (3.29)$$

estas equações também podem ser substituídas na equação (3.3), resultando na redução de 2m equações no problema expandido. Além disso, a velocidade de todas as máquinas atingem o mesmo valor de equilíbrio em regime permanente, o que causa uma outra redução de m variáveis a serem calculadas pelo método. A equação (3.5) também tem uma solução trivial para a tensão transitória de eixo direto, que em regime permanente resulta:

$$E'_{di} = \frac{x'_{qi} - x_{qi}}{x_{qi}} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) \quad (3.30)$$

a qual pode ser substituída nas equações (3.6) e (3.7). O modelo dinâmico da carga também pode ser resolvido analiticamente e eliminado do problema de fluxo de carga expandido. Desta forma, o modelo resultante do sistema, em regime permanente, com a mesma quantidade de detalhes do modelo completo torna-se:

$$0 = P_{gi_ref} - \frac{1}{R_i} \left(\frac{\omega_R}{\omega_{syn}} - 1 \right) - P_{gi} - D_i \omega_R \quad i = 1, \dots, m \quad (3.31)$$

$$0 = \frac{K_A}{K_E} (V_{ref_i} - V_i) - \frac{x_{di}}{x'_{di}} E'_{qi} + \frac{x_{di} - x'_{di}}{x'_{di}} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.32)$$

$$P_{gi} = \frac{V_i}{x'_{di}} E'_{qi} \sin(\delta_i - \theta_i) + \frac{V_i^2}{2} \sin 2(\delta_i - \theta_i) \left(\frac{1}{x_{qi}} - \frac{1}{x'_{di}} \right) \quad (3.33)$$

$$Q_{gi} = \frac{V_i}{x'_{di}} E'_{qi} \cos(\delta_i - \theta_i) - \frac{V_i^2}{2} \{1 - \cos 2(\delta_i - \theta_i)\} \left(\frac{1}{x_{qi}} - \frac{1}{x'_{di}} \right) - \frac{V_i^2}{x'_{di}} \quad (3.34)$$

Como resultado das simplificações acima, somente 2m equações precisam ser incluídas no problema de fluxo de carga expandido para representar o comportamento dos geradores em regime permanente, e $n_{pv}+2$ equações para representar as magnitudes de tensão das barras de geração e a magnitude e ângulo de tensão da barra de referência. As variáveis restantes podem ser calculadas externamente ao problema do fluxo de carga expandido após a convergência de cada ponto.

3.3.1 Limites dos geradores

O sistema de excitação do gerador tem as funções de manter a tensão terminal do mesmo em torno de um valor especificado e de proteger os enrolamentos de campo e de armadura do gerador contra sobrecorrentes [1]. Desconsiderando-se a saturação do sistema de excitação, o limite de corrente de campo pode ser controlado diretamente através do regulador automático de tensão (RAT), uma vez que, sob estas condições, a variável de saída (V_r) do RAT é proporcional à tensão de campo (E_{fd}), a qual é, em condições de regime permanente e em p.u., igual à corrente de campo. Portanto, $V_{r,max}$ pode ser usada para modelar o limite de corrente de campo. Uma vez atingido este

valor máximo, a variável E_{fd} torna-se um parâmetro fixo ($E_{fd,max}=V_{r,max}/K_E$), e conseqüentemente, a equação (3.32) para este gerador é modificada para refletir sua nova condição de operação:

$$0 = E_{fd_max} - x_{di} E'_{qi} / x'_{di} + (x_{di} - x'_{di}) V_i \cos(\delta_i - \theta_i) / x'_{di} \quad (3.35)$$

Similarmente, o limite de sub-excitação também pode ser considerado, fixando-se a saída do RAT no seu valor mínimo, uma vez que este limite é atingido.

O limite de corrente de armadura também é modelado através da variável de saída do RAT, porém, de uma forma indireta. Se o limite de corrente de armadura ($I_{a,max}$) é atingido, calcula-se um fator de redução de corrente ($\alpha=I_{a,max}/I_a < 1$). A saída do RAT V_r , e a tensão de campo E_{fd} , são então reduzidas proporcionalmente a α . Uma vez que esta redução no campo pode abaixar a corrente de armadura para um valor menor que seu limite ($I_{a,max}$), este procedimento é aplicado em um esquema sub-iterativo, até que a corrente de armadura convirja para seu limite com uma tolerância pré-especificada. Resultados de testes mostram que este procedimento converge após uma ou duas sub-iterações.

O limite de potência ativa do gerador pode ser considerado com precisão através do regulador de velocidade. Uma vez atingida a abertura máxima da válvula da turbina, $P_{sv}=P_{sv,max}$ (seja térmica ou hidráulica), sua saída de potência mecânica torna-se um parâmetro fixo ($P_m=P_{m,max}=P_{sv,max}$). Modifica-se, então, a equação (3.31), para refletir o limite de torque mecânico:

$$0 = P_{mi_max} - P_{gi} - D_i \omega_R \quad (3.36)$$

3.3.2 *Métodos de Continuação para a solução do problema expandido*

Programas de fluxo de carga convencionais, baseados no método de Newton, encontram dificuldades de convergência devido à singularidade da matriz Jacobiana na região do ponto de máxima transferência de potência do sistema. Utiliza-se, portanto, um método de continuação com passos de previsão, correção, parametrização e controle de passo [9,11-13] para evitar esta singularidade. Conseqüentemente, pode-se calcular com precisão a condição de máximo carregamento do sistema, bem como pontos na parte inferior da curva PV. Nesta tese, utiliza-se ora magnitude de tensão ora ângulo de tensão da barra crítica do sistema como o parâmetro de continuação [11]. A barra crítica do sistema, para este propósito, é definida como a que mostra a maior variação de magnitude (ou ângulo) de tensão para um dado aumento de carregamento [9].

3.4 **Testes e Resultados**

3.4.1 *Sistema de duas barras*

Este sistema contém um gerador de 247,5 MVA alimentando uma carga que demanda no caso base $190 + j90$ MVA, através de uma linha de transmissão sem perdas com reatância de 0,1 pu. A Figura 3.1 mostra a dependência dos pontos de equilíbrio com o ganho estático do RAT (K_A). Aumentando-se o ganho estático do RAT, o erro de regime permanente das barras de tensão controlada diminui, e conseqüentemente, a máxima capacidade de transmissão de potência ativa do sistema aumenta.

A curva correspondente ao ganho estático infinito (erro de regime nulo) é equivalente à resposta do fluxo de potência convencional (representação do gerador como uma barra PV). Esta dependência do erro de regime do RAT com seu ganho estático pode ser demonstrada analiticamente utilizando-se sua equação equivalente (equação 3.27). Rescrevendo-se a equação (3.27) para ter a tensão terminal do gerador no lado esquerdo, resulta:

$$V_i = V_{ref_i} - \frac{K_{Ei}}{K_{Ai}} E_{fdi} \quad (3.37)$$

a qual representa o valor de regime permanente da tensão controlada na barra terminal do gerador. O valor de referência da tensão terminal é ajustado para mostrar erro de regime nulo no Caso Base (CB). Aplicando-se a equação (3.37) nas condições do caso base resulta em:

$$V_{ref_i} = V_{i_CB} - \frac{K_{Ei}}{K_{Ai}} E_{fdi_CB} \quad (3.38)$$

Substituindo-se (3.38) em (3.37) pode-se obter:

$$V_i = V_{i_CB} + \frac{K_{Ei}}{K_{Ai}} (E_{fdi_CB} - E_{fdi}) \quad (3.39)$$

a qual representa o valor da tensão controlada, em regime permanente, para qualquer condição de carregamento, em relação ao caso base. A partir da equação (3.39) o erro de regime do RAT pode ser avaliado analiticamente. Um aumento de carga a partir do caso base demandaria uma tensão de campo maior, e o termo $E_{fdi_CB} - E_{fdi}$ seria negativo, resultando em um valor menor para a tensão

controlada, em relação ao valor especificado. Similarmente, um decréscimo de carga a partir do caso base forçaria a tensão controlada a operar em um valor maior do que o especificado. A equação mostra claramente que quanto maior é o ganho estático do regulador menor é o erro de regime na tensão controlada (tensão terminal do gerador).

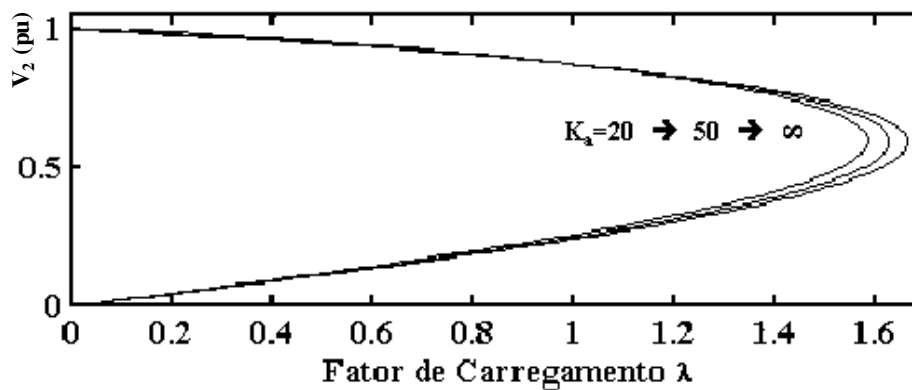


FIGURA 3.1 - EFEITO DO GANHO ESTÁTICO DO RAT

A figura 3.2(a) ilustra o efeito do limite de corrente de campo na máxima capacidade de transferência de potência do sistema. O limite de corrente de campo é atingido no ponto (A). A partir deste ponto perde-se o controle sobre a tensão terminal do gerador, a qual torna-se uma variável livre, e começa a diminuir com aumentos de carregamento. Esta característica causa um declínio acentuado na tensão da barra de carga. Consequentemente, a máxima capacidade de transferência de potência do sistema diminui drasticamente. Os resultados mostram claramente a importância da representação do limite de corrente de campo para cálculo de curvas PV. Mostra-se na figura 3.2(b) a ação do limitador de corrente de campo, o qual fixa a saída do RAT quando o limite de corrente de campo é atingido (ponto A).

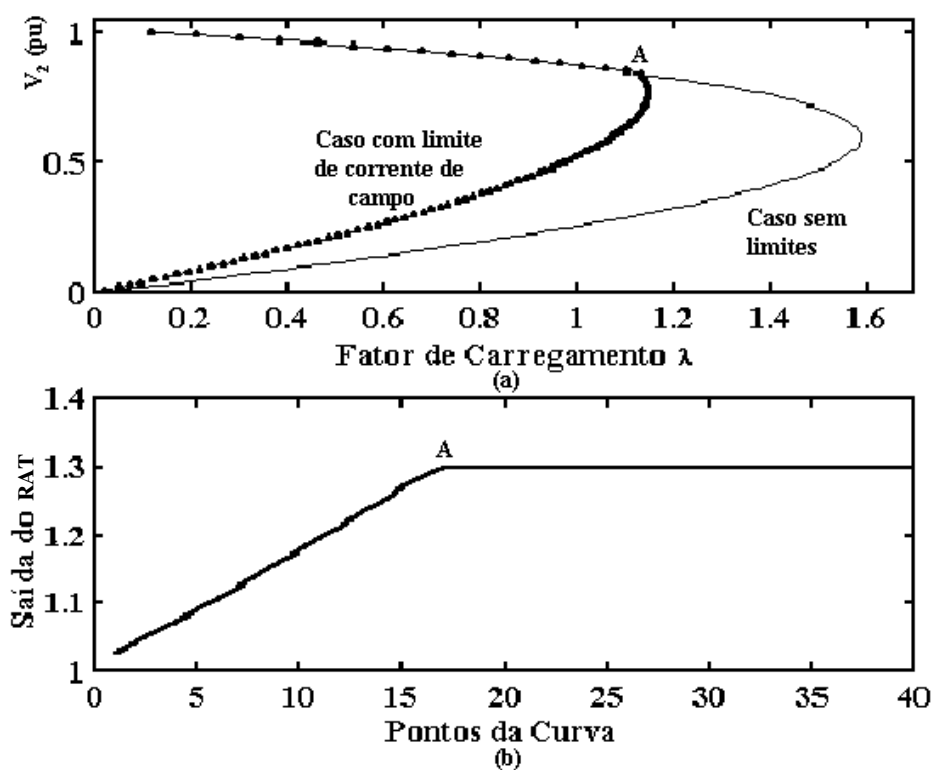


FIGURA 3.2 - EFEITO DO LIMITE DE CORRENTE DE CAMPO

A figura 3.3(a) mostra o efeito do limite de corrente de armadura no comportamento de regime permanente do sistema. Este limite é atingido no ponto (B). Como pode-se notar, a máxima capacidade de transferência do sistema diminui significativamente com a representação do limite de corrente de armadura. A partir do ponto B, o gerador opera como uma fonte de corrente constante, como ilustrado na figura 3.3(b). A corrente de campo deve ser adequadamente reduzida em cada ponto da curva pelo limitador de corrente de armadura, como mostra a figura 3.3(c).

Para este sistema simples, o limite de corrente de armadura tem um efeito mais restritivo para a operação do gerador, do que o limite de corrente de campo. Uma vez que o limite de corrente de armadura é atingido, o gerador é incapaz de atender aumentos de demanda na carga, visto que a corrente de armadura deve ser mantida constante.

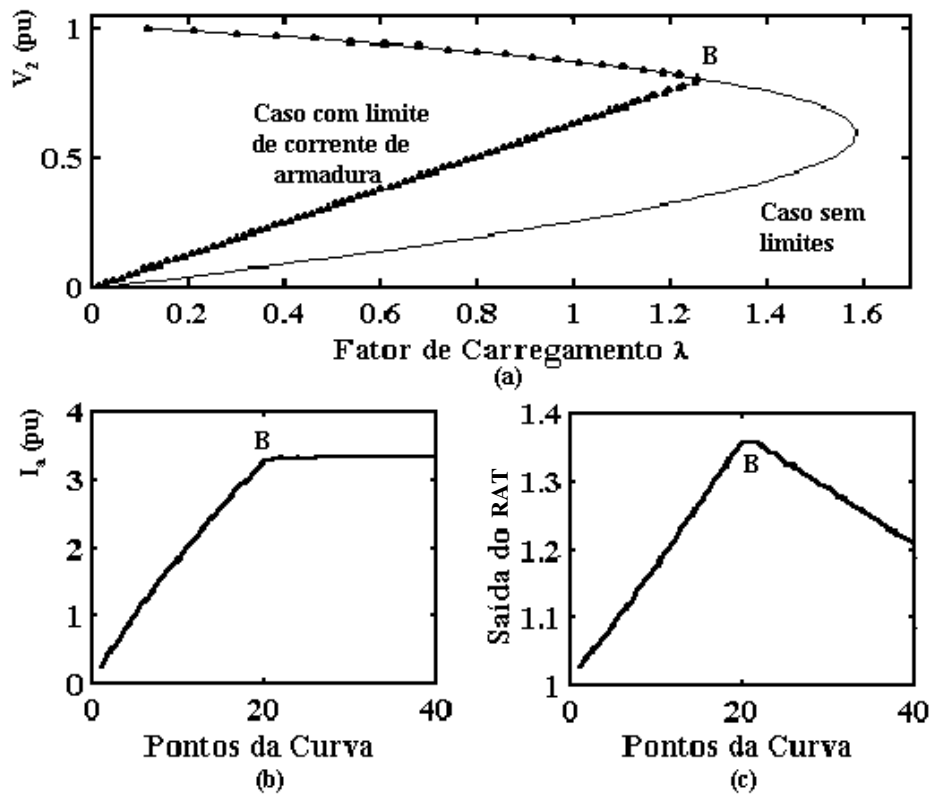


FIGURA 3.3 - EFEITO DO LIMITE DE CORRENTE DE ARMADURA

3.4.2 Sistema de nove barras

Este sistema de testes, freqüentemente utilizado em estudos de estabilidade, consiste de três geradores e três áreas de carga [60]. O uso deste sistema tem o objetivo de ilustrar a ação conjunta dos limites de corrente de campo, de armadura e de potência ativa, assim como as discrepâncias entre a metodologia proposta e a abordagem de fluxo de potência convencional.

A figura 3.4 mostra as curvas PV para as barras 1 (barra *slack*), 2 e 3 (barras de geração). Como pode-se notar, as magnitudes de tensão dessas barras tem valores diferentes do especificado para o caso base à medida que o carregamento do sistema é modificado, devido ao erro de regime permanente do regulador automático de tensão. Esta é a primeira discrepância detectada em relação

ao fluxo de carga convencional, o qual considera a tensão controlada constante para qualquer condição de carregamento.

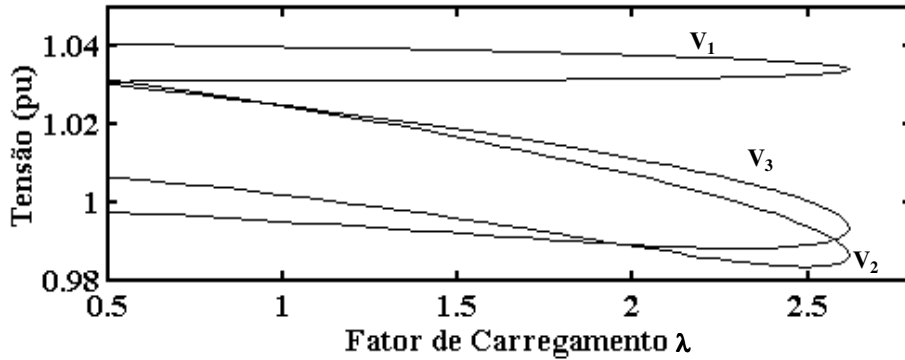


FIGURA 3.4 - ERRO DE REGIME DO RAT

A figura 3.5 apresenta uma simulação completa da metodologia proposta considerando-se os limites de corrente de campo e armadura, assim como os limites de potência ativa dos geradores. Na figura 3.5(a) mostra-se a curva PV para a barra 2 (de geração), e os pontos onde os diversos limites são atingidos. As figuras 3.5(b) e 3.5(c) mostram as saídas dos RAT's (controle da excitação) e dos reguladores de velocidade (controle de carga-freqüência) para os três geradores do sistema. Pode-se notar a partir dessas figuras que, nos pontos A₁ e A₂ os geradores G₃ e G₂ atingem seus respectivos limites de potência ativa. As saídas dos reguladores de velocidade desses geradores, são, portanto, mantidas em seus valores máximos, e o gerador G₁ passa a assumir totalmente os acréscimos de carga. Ainda que no limite de potência ativa, o gerador G₂ continua suprindo potência reativa, até no ponto B, onde seu limite de corrente de campo é atingido. Além deste ponto, o sinal da excitação de G₂ é mantido constante. Conseqüentemente, sua tensão terminal torna-se uma variável não-controlada e começa a diminuir sensivelmente com acréscimos de carga, fazendo com que sua corrente de armadura aumente até atingir o limite no ponto C. A partir deste ponto, torna-se necessário reduzir a corrente de campo, para que a corrente de armadura seja mantida fixa no seu valor máximo.

É importante enfatizar que o limite de potência ativa do gerador G_1 não foi atingido durante a simulação, e portanto, este gerador poderia suprir demanda adicional de carga. No entanto, a operação de G_2 e G_3 nos limites, reduz drasticamente as reservas de potência reativa do sistema, caracterizando um cenário típico de instabilidade de tensão.

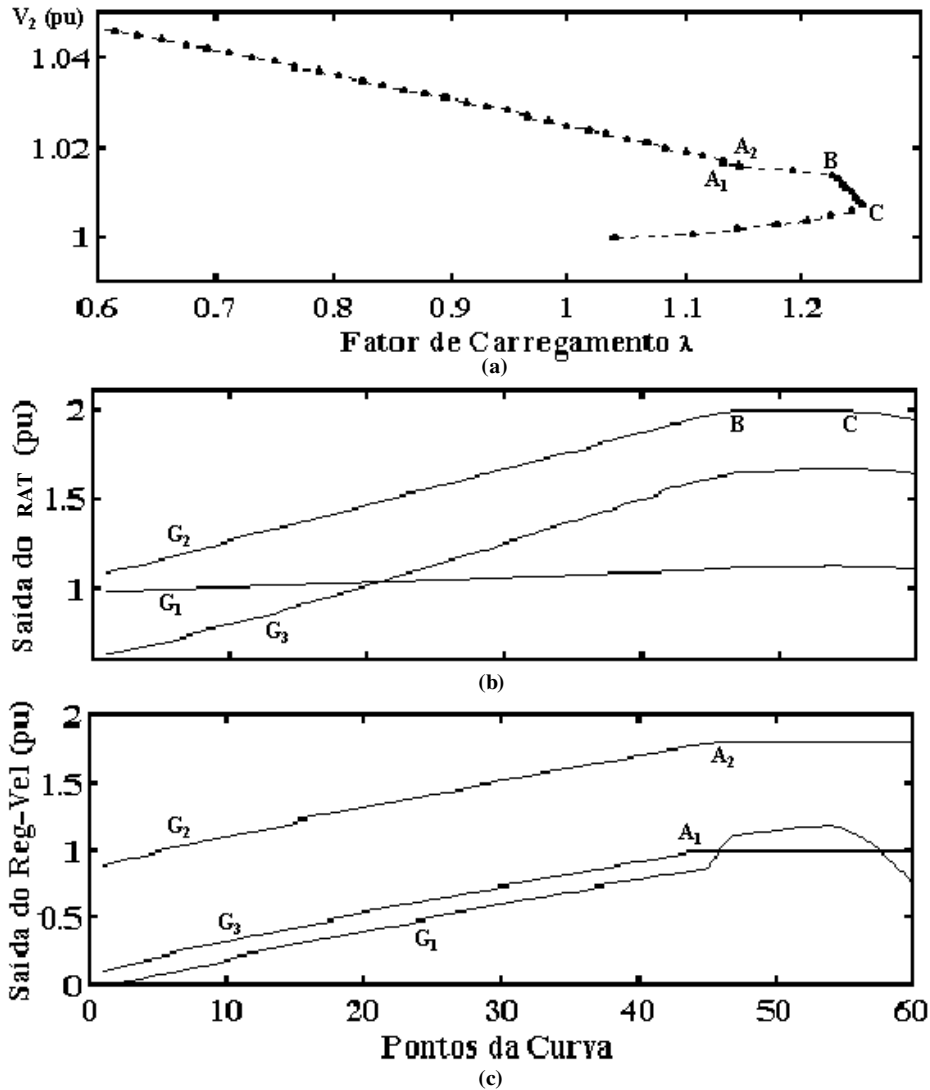


FIGURA 3.5 - EFEITO CONJUNTO DOS LIMITES DE CORRENTE DE CAMPO, DE ARMADURA E DE POTÊNCIA ATIVA

Finalmente, na figura 3.6 é apresentada uma comparação entre os resultados da metodologia proposta e da formulação convencional para o fluxo de carga. Como pode-se notar a partir desta

figura, o limite estático de estabilidade de tensão, correspondendo ao ponto de máxima capacidade de transferência de potência do sistema, é calculado de forma otimista através do método de fluxo de carga convencional, mesmo com a inclusão de limites de *taps* de transformadores e limites de potência reativa dos geradores. Além do erro de regime permanente dos RAT's, os seguintes itens também causam discrepância entre a metodologia proposta e a formulação convencional do fluxo de potência:

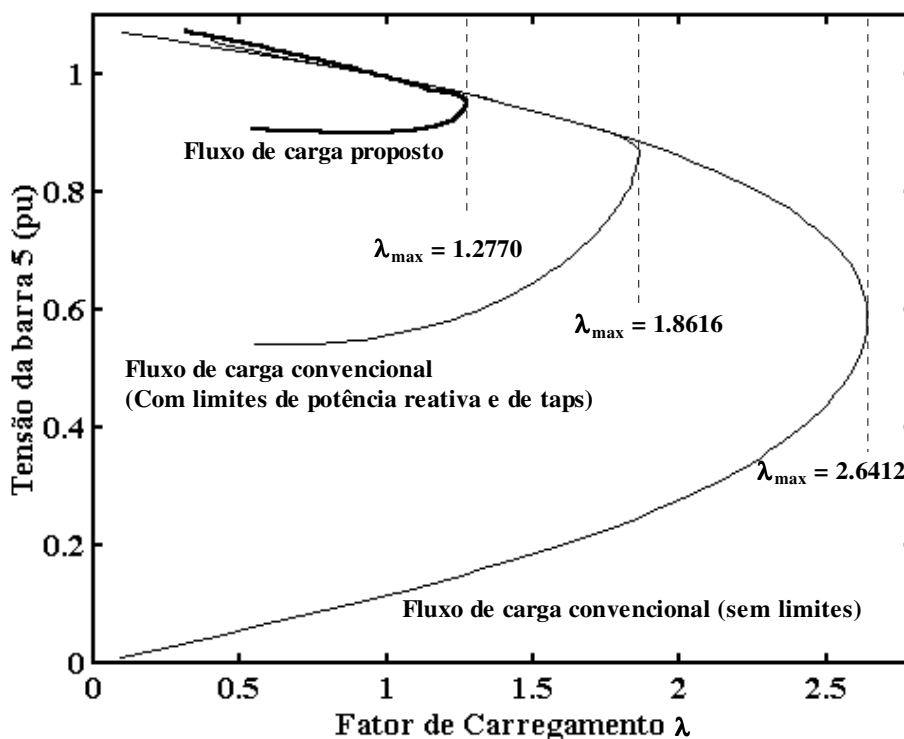


FIGURA 3.6 - COMPARAÇÃO COM O FLUXO DE CARGA CONVENCIONAL

- a) Os limites de potência reativa dos geradores são, freqüentemente, mantidos constantes na abordagem convencional, mas na realidade, eles são dependentes da tensão terminal e das condições de saída de potência ativa dos geradores. Portanto, torna-se muito difícil para um método de fluxo de carga convencional respeitar precisamente os limites de capacidade dos geradores.

- b) Em um método convencional para o cálculo de curvas PV, a distribuição de carga entre os geradores disponíveis é reajustada ponto a ponto de forma proporcional às condições de geração do caso base. No método proposto, os aumentos de carga são transferidos automaticamente para todos os geradores de acordo com as características de seus sistemas de controle de carga-frequência.

3.6 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

Este capítulo apresenta uma abordagem sistemática para modelar os componentes dinâmicos do sistema para análise da estabilidade de tensão em regime permanente. Os modelos propostos eliminam muitas arbitrariedades existentes nos métodos de obtenção de curvas PV baseados no modelo de fluxo de carga convencional. Exemplos de contribuições deste estudo são a atualização automática da saída de potência ativa dos geradores para atender os acréscimos de carga e a representação precisa dos limites de potência ativa e reativa dos geradores. Além disso, um método de continuação eficiente é desenvolvido para o cálculo da trajetória da curva PV do sistema com a inclusão dos modelos de vários dispositivos. Os resultados de simulação mostram que a utilização do método de fluxo de carga convencional para o cálculo de curvas PV, pode levar a obtenção de limites de estabilidade de tensão otimistas. As principais fontes de discrepância entre os dois métodos comparados, são identificadas, discutidas e demonstradas analiticamente.

Algumas idéias a serem implementadas na seqüência deste trabalho podem ser resumidas como segue:

1. Inclusão e estudo do efeito da saturação da máquina síncrona na obtenção da curva PV, e portanto, no cálculo da margem de estabilidade;

2. Estudos de outras possibilidades para o redespacho dos geradores, tais como a representação do controle secundário e terciário. O redespacho pode ser feito, por exemplo, considerando-se objetivos econômicos, de segurança, etc.
3. Inclusão de dispositivos FACT'S, tais como compensadores *shunt*, série, ou de fase, bem como a modelagem de capacitores chaveados, OLTC's, e modelos de motores de indução.
4. Aplicação do método expandido a problemas de estabilidade de ângulo que dependam do cálculo preciso do ponto de equilíbrio do sistema, como por exemplo, o projeto de estabilizadores de sistemas de potência (PSS).

A representação completa de todas as características de regime permanente dos equipamentos pertinentes à análise da estabilidade de tensão resultaria em um simulador de regime permanente, capaz não somente de avaliar as margens de estabilidade com maior precisão, mas também, de calcular pontos de equilíbrio que representem mais fielmente as condições reais do sistema. Muitas aplicações podem decorrer de tal ferramenta, principalmente em ambiente competitivo, onde o operador precisa conhecer com exatidão as condições de operação e as margens do sistema para que possa autorizar novas transações de energia. Um exemplo claro de aplicação desta ferramenta é para o cálculo de ATC (*Available Transfer Capability*), que representa uma nova e crescente área de pesquisa em sistemas de energia elétrica.

Capítulo 4

AVALIAÇÃO DE UM MODELO ALTERNATIVO PARA A REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA DOS GERADORES

4.1 Introdução

Embora o modelo de fluxo de carga expandido, apresentado no capítulo 3, propicie uma forma mais precisa para a representação das características de regime do sistema de potência, tais como a ação de limitadores de corrente de campo e armadura dos geradores, o modelo de fluxo de potência tradicional continua sendo adequado para muitos tipos de análises em sistemas de energia elétrica. Um modelo completo, tal como o apresentado no capítulo 3, é importante para casos específicos, onde uma **simulação** mais precisa do comportamento do sistema em regime permanente se faz necessária. Para a maior parte dos casos, entretanto, onde deseja-se apenas **testar** algumas características do sistema sob diversos cenários, tais como em análise de contingências e análise modal, o modelo de fluxo de potência convencional é aceitável. Por este motivo, este capítulo apresenta um estudo sobre a modelagem dos limites de reativos dos geradores utilizando o modelo de fluxo de potência convencional.

Os limites de potência reativa dos geradores exercem uma influência decisiva na estabilidade de tensão de um sistema de potência, uma vez que colapsos de tensão são causados freqüentemente pela depreciação da capacidade de suporte de potência reativa dos geradores [1]. Tradicionalmente, o procedimento de modelagem de um gerador no limite de potência reativa, para cálculo de fluxo de

potência, converte a barra PV original em uma barra PQ quando o limite é atingido [61]. Ainda que esta técnica de modelagem venha sendo usada por muitos anos, ela representa somente aproximadamente o comportamento do gerador. Na realidade, um gerador operando no limite de reativos mantém a tensão de campo constante em regime permanente, e não a geração de potência reativa constante. Embora este problema tenha sido reconhecido em várias referências [1,10,62], não existe uma investigação sistemática sobre os erros associados com o modelo de Q constante, nem sobre a necessidade do uso do modelo de tensão de campo constante. Neste capítulo, as diferenças entre as duas abordagens, em termos de cálculo de fluxo de potência e análise da estabilidade de tensão, são detalhadamente investigadas.

Tipicamente, uma barra de geração é modelada como uma barra tipo PV em estudos de fluxo de carga. Este procedimento é adequado enquanto o gerador tem capacidade de geração de potência reativa para manter sua tensão terminal constante. Quando as reservas de potência reativa de um gerador esgotam-se, uma prática comum é converter a barra PV original em uma barra tipo PQ. A potência reativa especificada (Q) para a barra PQ representa o limite de geração de reativos do gerador (Q_{\max}). Isto implica que o gerador mantém constante a geração de reativos (Q) quando seu limite é atingido [61]. No entanto, a hipótese de Q constante não é totalmente correta, visto que nestas condições é a tensão de campo do gerador que se mantém constante e não Q. Para estudos regulares de fluxo de potência, os erros causados pela hipótese de barra PQ podem ser pequenos e pode não existir necessidade de refinamento do método de modelagem. No entanto, esta situação pode não ser verdadeira para a análise da estabilidade de tensão. Muitos cenários de instabilidade de tensão caracterizam-se pela depreciação do suporte dinâmico de potência reativa, fornecido pelos geradores e compensadores síncronos próximos aos centros de carga [1]. A modelagem correta do comportamento do gerador, sob estas condições, pode tornar-se significativamente importante.

As aproximações associadas com o modelo de barra PQ são bem reconhecidas na literatura [1,10,56,62-64]. Por exemplo, a referência [62] mostra a importância de se considerar um modelo de tensão de campo (E_{field}) constante na obtenção da curva PV de um sistema de duas barras. Infelizmente, não existe uma investigação sistemática da extensão das aproximações inerentes ao modelo PQ, e se a utilização do modelo de tensão de campo constante (modelo PE) é essencial para a análise da estabilidade de tensão. O objetivo deste capítulo é responder a estas questões através de estudos numéricos. O problema é investigado com relação aos seguintes aspectos relevantes para a avaliação da estabilidade de tensão: margem de estabilidade, determinação de áreas críticas associadas ao colapso de tensão (i.e. resultados de análise modal), diferenças nos resultados e características de convergência do fluxo de potência. Baseado nos resultados obtidos, são feitas recomendações sobre a modelagem mais adequada para a representação dos limites de potência reativa dos geradores.

4.2 Modelagem dos limites de potência reativa dos geradores

A figura 4.1(a) ilustra um esquema típico para a conexão de um gerador ou compensador síncrono ao sistema de transmissão. A forma convencional de modelar o gerador, representa a barra T como uma barra tipo PV (figura 4.1(b)). Neste caso a potência de saída do gerador é ajustada para manter a tensão terminal constante (barra T). Se a geração de reativos atinge o limite (tipicamente Q_{max}), a abordagem comum é converter a barra PV em uma barra PQ, como mostrado na figura 4.1(c). A barra PQ injeta potência reativa constante (Q_{max}) no sistema, e perde-se o controle da tensão terminal.

O limite de potência reativa de um gerador traduz-se, na verdade, pelo limite de corrente de campo. Quando o gerador atinge o limite de reativos isto significa que a corrente de campo atingiu

seu limite térmico. Como a tensão de campo, em regime permanente, é proporcional à corrente de campo, o gerador comporta-se como uma tensão de campo constante atrás da indutância síncrona. Em outras palavras, a tensão de campo não pode mais ser ajustada para manter a tensão terminal constante. Portanto, a representação correta do gerador sob tais condições é uma barra PV atrás da reatância síncrona. A potência ativa (P) especificada da barra continua sendo a injeção de ativos (anterior) do gerador e a tensão especificada (V) é a máxima tensão de campo. A figura 4.1(d) mostra o circuito equivalente para o modelo de tensão de campo constante. Como pode-se notar a partir do modelo, a barra PV original 'retrai-se' para a barra E. O efeito é equivalente ao aumento da distância elétrica entre o gerador e o sistema.

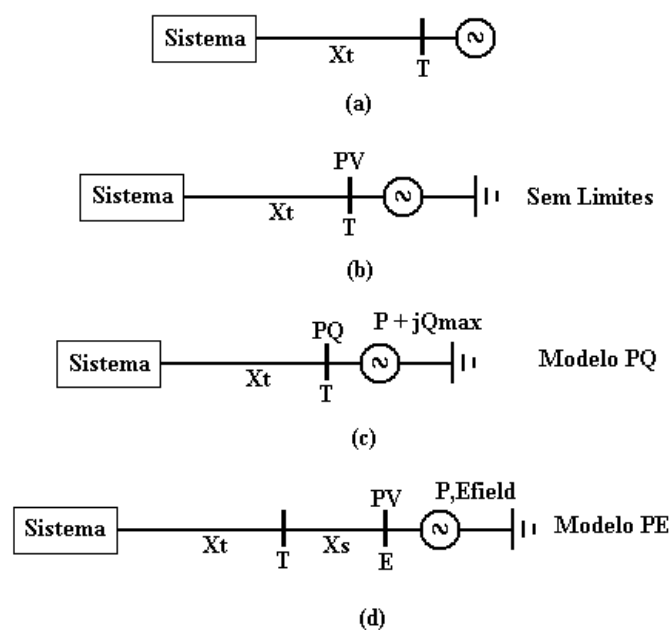


Figura 4.1 – Circuitos equivalentes para a modelagem dos limites de reativos dos geradores

O modelo PE mostrado na figura 4.1(d) pode ser facilmente implementado, sem a necessidade de uma nova formulação para o problema de fluxo de carga. Quando um gerador atinge o limite de reativos, sua tensão de campo é calculada, X_t é substituído por $X_t + X_s$, e a tensão especificada para a barra PV é substituída pela tensão de campo previamente calculada. Com este

procedimento, o número de barras do sistema permanece o mesmo e um programa convencional de fluxo de carga pode ser utilizado para se avaliar a importância da consideração do modelo PE na análise da estabilidade de tensão.

4.3 Influência nas margens de estabilidade de tensão

Inicialmente, utiliza-se o sistema mostrado na figura 4.2, para a avaliação da influência dos dois modelos nas margens de estabilidade de tensão. Este sistema tem um gerador distante (barra 1) que serve como barra de referência, e fornece apenas pequenas quantidades de potência ativa e reativa para o sistema. O gerador principal é o conectado à barra 3, para o qual é utilizado, quando seu limite de reativos é atingido, o modelo PQ convencional e o modelo de tensão de campo constante (modelo PE).

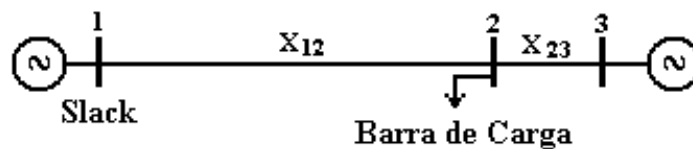


FIGURA 4.2 – SISTEMA TESTE

A figura 4.3 mostra curvas PV considerando-se diferentes valores de Q_{\max} . Pode-se concluir que o modelo convencional representa uma aproximação aceitável do modelo PE, desde que ele forneça somente pequenas diferenças no cálculo de margem de estabilidade. Na figura 4.4 mostra-se a sensibilidade da curva PV com relação à reatância síncrona. Observa-se que o modelo PQ pode ser otimista ou pessimista comparado ao modelo PE, dependendo do valor da reatância síncrona. Estes resultados são confirmados no sistema de 9 barras [60] e no sistema teste New England de 39 barras (figura 4.5). A figura mostra que a margem é levemente menor no sistema de 9 barras e levemente maior no sistema New England.

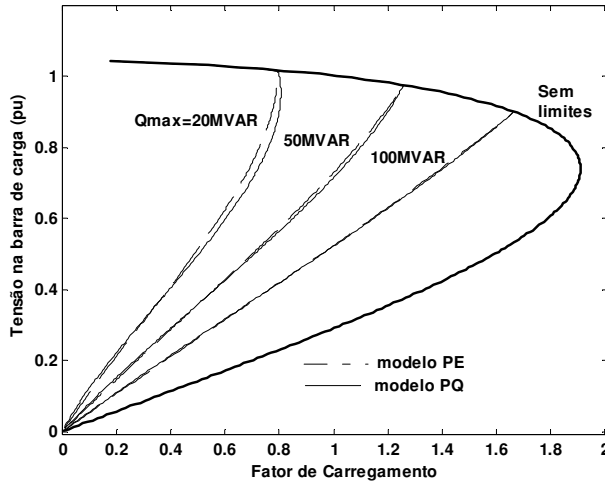


Figura 4.3 - Impacto na curva PV para diferentes valores de limite de reativos

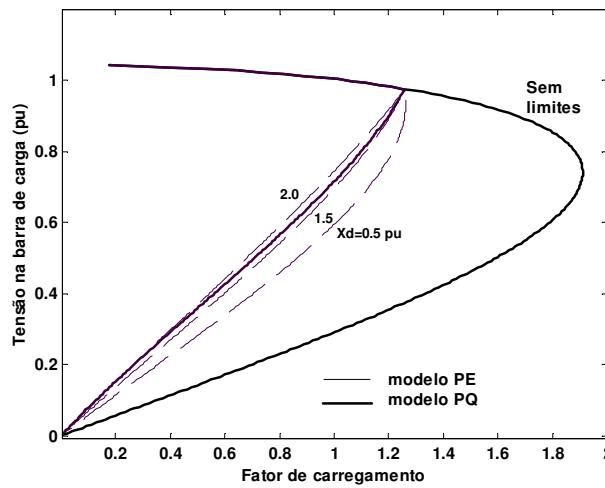


Figura 4.4 – Impacto na curva PV para diferentes valores de reatância síncrona

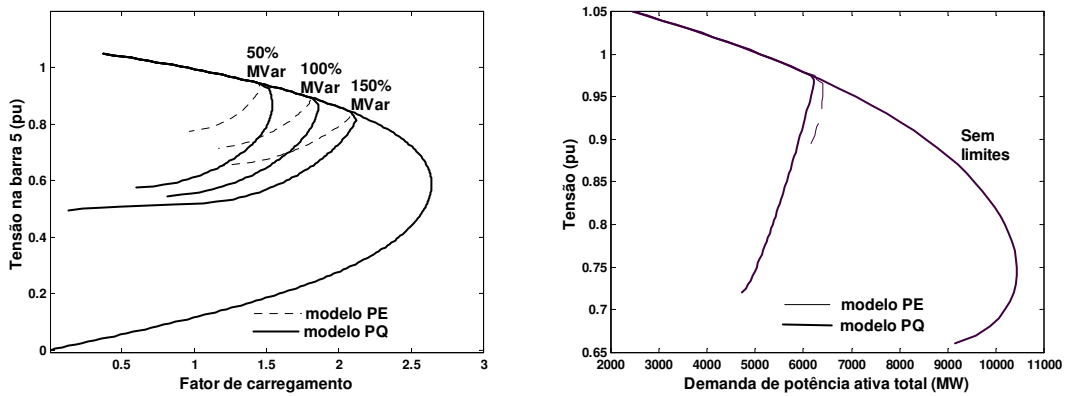


Figura 4.5 – Curvas PV para (a) sistema de 9 barras e (b) sistema New England

Um estudo mais detalhado foi realizado em um sistema simplificado da BC Hydro em 500 kV [34]. Este sistema tem níveis extremos de carregamento e compensação *shunt*, com características claras de problemas de instabilidade de tensão. A figura 4.6 mostra curvas PV para este sistema considerando-se diferentes valores para a reatância síncrona dos geradores. As reatâncias são assumidas iguais na base dos geradores. O modelo PQ exhibe margens de estabilidade de 0,1 a 1,5% menores do que as margens obtidas com o modelo PE. A tabela 4.1 mostra as diferenças no cálculo de margens quando quatro geradores, um a um, estão no limite de reativos, e quando os quatro atingem os limites. Baseado nos resultados, conclui-se que a utilização do modelo PQ convencional é adequada em termos de cálculo de margens de estabilidade.

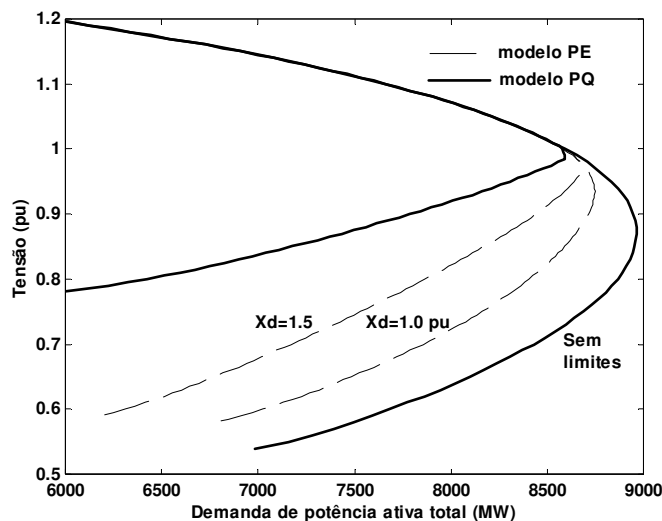


Figura 4.6 – Curvas PV para o sistema BC Hydro em 500kV

Tabela 4.1 – Diferenças no cálculo das margens de estabilidade de tensão

Cenários	Máximo carregamento (pu)		Diferença em porcentagem
	Modelo PE	Modelo PQ	
Gerador 1 no limite	1,0408	1,0395	0,1%
Gerador 2 no limite	1,0605	1,0556	0,5%
Gerador 3 no limite	1,0605	1,0589	0,2%
Gerador 4 no limite	1,0357	1,0202	1,5%
4 geradores no limite	1,0293	1,0190	1%

4.4 Influência na identificação de áreas críticas de estabilidade de tensão

Outro aspecto importante para a avaliação da estabilidade de tensão é a identificação das áreas críticas, o que normalmente é feito calculando-se os fatores de participação, ou autovetores associados com o modo crítico (autovalor nulo) da matriz Jacobiana reduzida [9,14,15]. Barras com alto fator de participação são consideradas como barras críticas e representam bons locais para compensação de reativos. Portanto, é importante investigar se os métodos de modelagem dos limites de reativos dos geradores afetam a identificação das áreas críticas, visto que erros na identificação de áreas críticas podem resultar em decisões inadequadas, tanto de planejamento quanto de operação, contra a instabilidade de tensão.

A influência do modelo dos geradores no comportamento do modo crítico é inicialmente investigado para o sistema da figura 4.2. Um problema interessante pode ser observado a partir da figura 4.7, a qual ilustra os autovalores críticos do sistema calculados para todos os pontos da curva PV. Dependendo do valor da reatância síncrona, o autovalor crítico pode passar descontinuamente de um valor positivo para um valor negativo, indicando que o ponto de equilíbrio muda da parte estável de uma curva PV (curva antes que o limite seja atingido) para a parte instável de outra curva PV (curva depois que o limite é atingido). As principais implicações deste fenômeno são: a) não existe um ponto na curva PV no qual a matriz Jacobiana é singular. Consequentemente, não existe um ponto onde o autovalor é nulo, no qual a análise modal deve ser aplicada para a identificação das áreas críticas; e b) esta descontinuidade reflete o comportamento da matriz Jacobiana, o que implica em dificuldades de convergência utilizando-se um programa de fluxo de carga convencional. Como resultado, estudos detalhados de tais situações requerem o uso de um método de continuação. Valores típicos de reatância síncrona usualmente resultam no aparecimento deste problema. Deve-se enfatizar que este problema também pode ocorrer quando aplica-se o modelo PQ convencional, dependendo do valor de Q_{\max} .

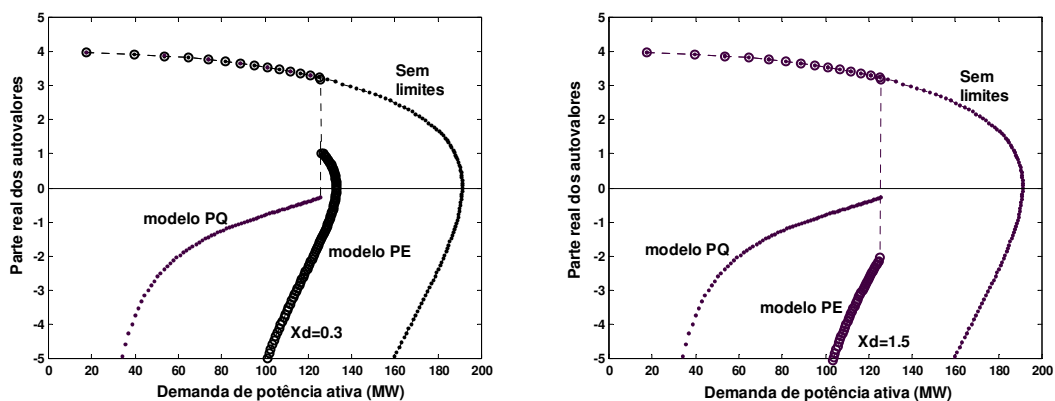


Figura 4.7 – Impacto dos modelos na trajetória dos autovalores críticos

Para a análise da influência das técnicas de modelagem no espectro modal, utiliza-se, inicialmente, um sistema simples de duas áreas (figura 4.8), através do qual o problema da identificação das áreas críticas pode ser melhor ilustrado. A carga do sistema é distribuída de forma que a área 1 seja a área crítica. Com esta configuração, conduz-se estudos para determinar se as áreas críticas podem ser mal identificadas devido aos diferentes métodos de modelagem. Os estudos incluem os seguintes cenários:

- A. O gerador da área 1 atinge o limite de reativos
- B. O gerador da área 2 atinge o limite de reativos
- C. Geradores das áreas 1 e 2 atingem os limites de reativos

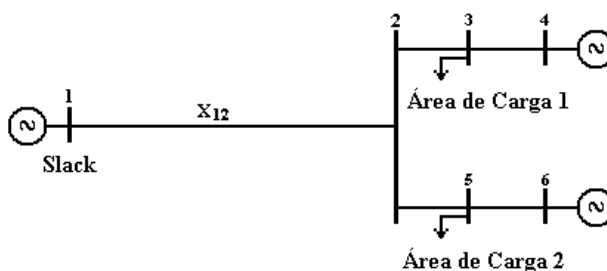
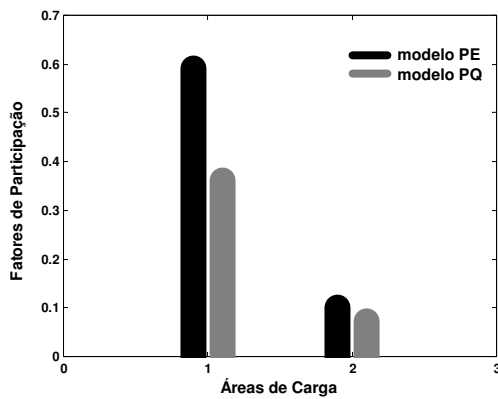


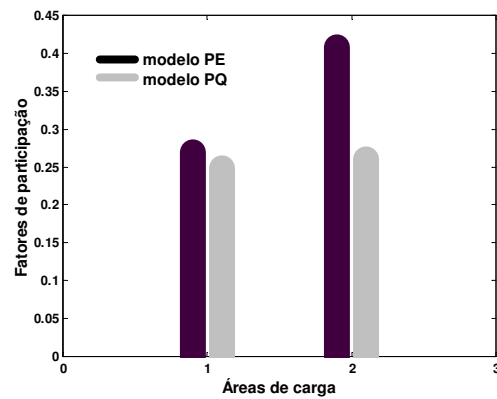
Figura 4.8 – Sistema teste de duas áreas de carga

A figura 4.9(a) mostra os resultados relacionados ao cenário A. Nota-se que as duas técnicas de modelagem fornecem a mesma classificação para as áreas de carga. A área 1 é identificada como crítica, visto que é a área com o maior carregamento, e seu gerador mais próximo tem deficiências no fornecimento de potência reativa. Os resultados do cenário B são ilustrados na figura 4.9(b). Neste caso, a área 2 torna-se crítica devido à depreciação do suporte local de reativos, embora seu carregamento não seja maior do que o da área 1. Novamente, os dois métodos de modelagem fornecem a mesma classificação para as áreas críticas. A figura 4.9(c) ilustra os resultados para o cenário C. Neste caso a área crítica é a de maior carregamento (área 1). Todos os resultados obtidos para este sistema mostram que o modelo PQ não fornece áreas críticas diferentes quando comparado com o modelo PE.

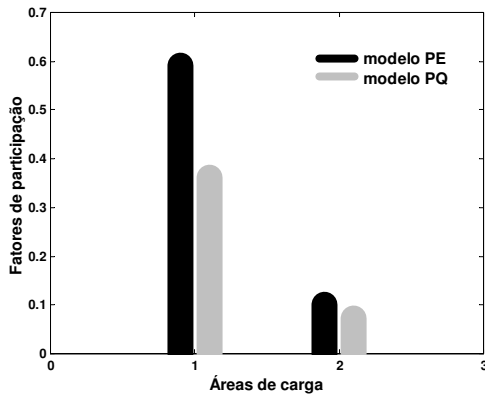
O efeito da descontinuidade na trajetória dos autovalores na identificação das áreas críticas também é analisado. Neste caso, as áreas críticas são obtidas a partir de dois pontos da curva PV. Os pontos usados correspondem àquele com o último autovalor positivo e ao com o primeiro autovalor negativo. O modelo PE é usado para representar os limites de reativos dos geradores, implementados para as duas áreas. A figura 4.9(d) mostra os fatores de participação para este caso. A figura mostra que os fatores de participação são diferentes para os dois pontos considerados. No entanto, o ranque fornecido para as áreas críticas é o mesmo.



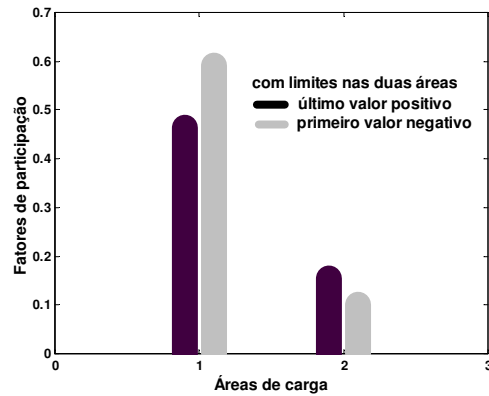
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.9 – Identificação das áreas críticas com (a) limites de reativos na área 1; (b) limites de reativos na área 2; (c) limites de reativos nas áreas 1 e 2; (d) efeito da descontinuidade na trajetória dos autovalores

A figura 4.10 mostra os espectros dos fatores de participação obtidos a partir das duas técnicas de modelagem, para o problema da identificação de áreas críticas do sistema simplificado da BC Hydro. Pode-se notar que os espectros modais são similares. No entanto, há uma diferença na identificação das barras críticas. A diferença deve-se à inclusão de dois geradores como barras PQ, quando utiliza-se o modelo PQ convencional. O método de análise modal calcula fatores de participação para todas as barras PQ, incluindo barras de geração transformadas em barra PQ devido

à operação no limite de potência reativa. A partir dos estudos realizados, observa-se que os fatores de participação associados com os geradores no limite, usualmente têm valores altos. Consequentemente, barras da vizinhança desses geradores também exibem altos fatores de participação. Por exemplo, o gerador na barra 4001 está no limite de reativos. A barra 4501, conectada diretamente a este gerador, também tem um alto fator de participação, assim como a área de carga eletricamente próxima à barra 4501. Estes resultados revelam uma vantagem do modelo PE sobre o modelo PQ para o cálculo do espectro modal crítico. No modelo PE, os geradores no limite não têm fatores de participação, já que eles continuam sendo representados através de barras PV. Consequentemente, o espectro modal relaciona-se sempre às barras de carga. O uso do modelo PQ, no entanto, resulta em barras adicionais com alto fator de participação. O significado desses fatores de participação ainda precisa ser melhor entendido a partir da perspectiva da análise modal. Os resultados indicam que as áreas críticas identificadas podem ser ocasionalmente diferentes, dependendo do modelo utilizado. A teoria de análise modal precisa de melhorias com relação à definição e entendimento de fatores de participação modal para os geradores. Este assunto é tratado com detalhes nos capítulos 5 e 6.

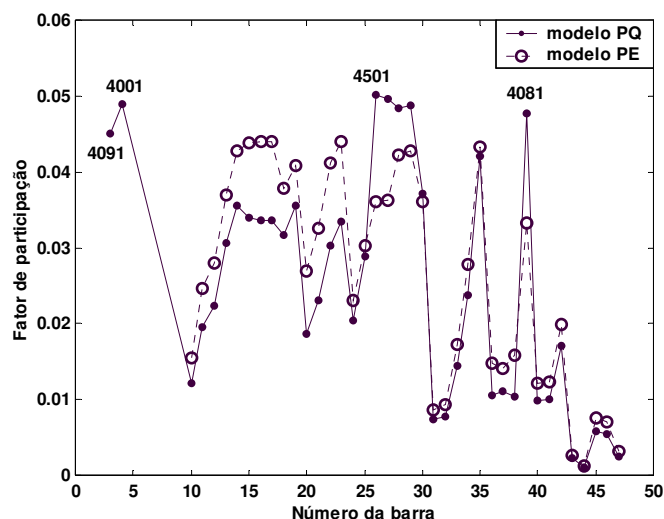


Figura 4.10 – Espectro modal para o sistema BC Hydro em 500kV

4.5 Influência nos resultados do fluxo de carga

O sistema simplificado da BC Hydro foi utilizado para a avaliação da influência dos dois modelos nos resultados do fluxo de potência. À medida que o nível de carregamento do sistema é aumentado, quatro dos dez geradores do sistema atingem seus limites de reativos. Quatro cenários diferentes são preparados para propiciar a comparação entre as soluções dos dois métodos para magnitudes e ângulos de tensão. Nos quatro cenários os limites de reativos são considerados somente para um gerador de cada vez. Para cada cenário, resolve-se o mesmo caso base considerando-se ambos modelos para a representação dos limites de reativos dos geradores.

A tabela 4.2 mostra os resultados obtidos para todos os cenários. As diferenças entre as duas soluções para magnitudes e ângulos de tensão são descritas como $\Delta V = V_{PE} - V_{PQ}$ e $\Delta \theta = (\theta_{PE} - \theta_{PQ}) / \theta_{PQ}$. Somente cinco barras, com as maiores diferenças, são mostradas na tabela. Mostra-se também a diferença média entre os modelos PQ e PE, neste caso, considerando todas as barras do sistema.

Tabela 4.2 – Comparação entre os resultados do fluxo da carga (%)

Barra	Gerador 1		Gerador 2		Gerador 3		Gerador 4	
	ΔV (% pu)	$\Delta \theta$ (% graus)	ΔV (% pu)	$\Delta \theta$ (% graus)	ΔV (% pu)	$\Delta \theta$ (% graus)	ΔV (% pu)	$\Delta \theta$ (% graus)
1	1,18	0,67	1,49	0,98	3,54	2,90	3,56	2,21
2	1,13	0,67	1,43	0,97	3,53	2,90	3,56	2,20
3	1,12	0,67	1,43	0,81	3,52	2,64	3,55	2,02
4	1,08	0,67	1,42	0,81	3,50	2,61	3,53	2,01
5	1,08	0,64	1,40	0,80	3,37	2,54	3,42	1,94
Média	0,57	0,24	0,64	0,31	1,83	1,05	2,06	0,97

A partir da tabela 4.2, pode-se notar que a maior diferença em termos de magnitude de tensão é menor do que 5%, e em termos de ângulo é menor do que 3%. Embora o modelo PE forneça os resultados mais precisos para o problema de fluxo de carga, o modelo PQ não resulta em grandes

erros. Isto significa que o modelo PQ tradicional, embora com alguma aproximação, ainda tem precisão suficiente para muitas aplicações em termos dos resultados para o problema do fluxo de carga.

Para ilustrar melhor o impacto dos dois modelos no resultados do fluxo de carga, as magnitudes de tensão para todas as barras são mostradas na figura. 4.11. A figura 4.11(a) mostra o caso onde o gerador 3 atinge o limite de reativos e a figura 4.11(b) mostra o caso do gerador 4. Com o modelo PE, as magnitudes de tensão para todas as barras são um pouco maiores do que as obtidas através do modelo PQ. No entanto, as diferenças são pequenas, como discutido previamente.

A figura 4.12 mostra a comparação (correspondente ao caso anterior) entre os resultados para os ângulos de todas as barras. Pode-se notar, a partir das figuras, que não existem diferenças consideráveis entre as duas soluções. Resultados similares são obtidos quando os geradores 1 e 2 atingem seus limites de reativos.

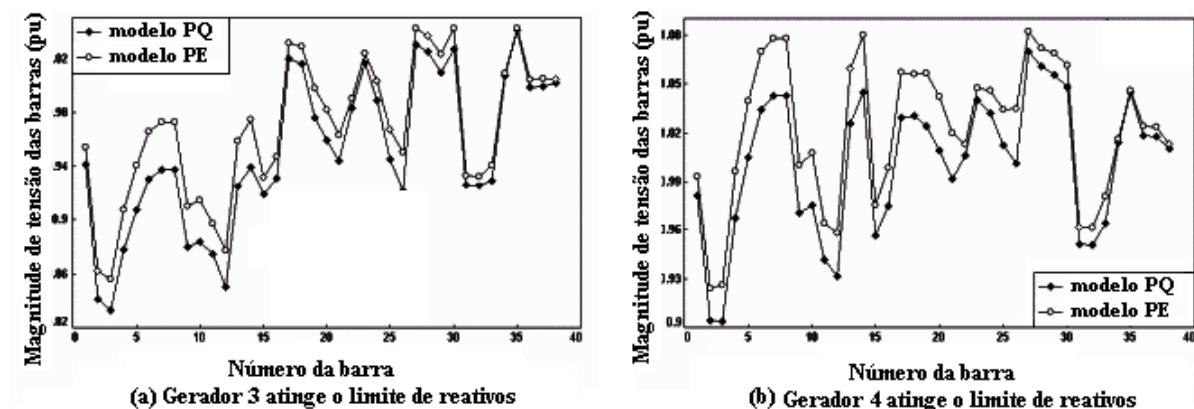


Figura 4.11 – Comparação entre as magnitudes de tensão

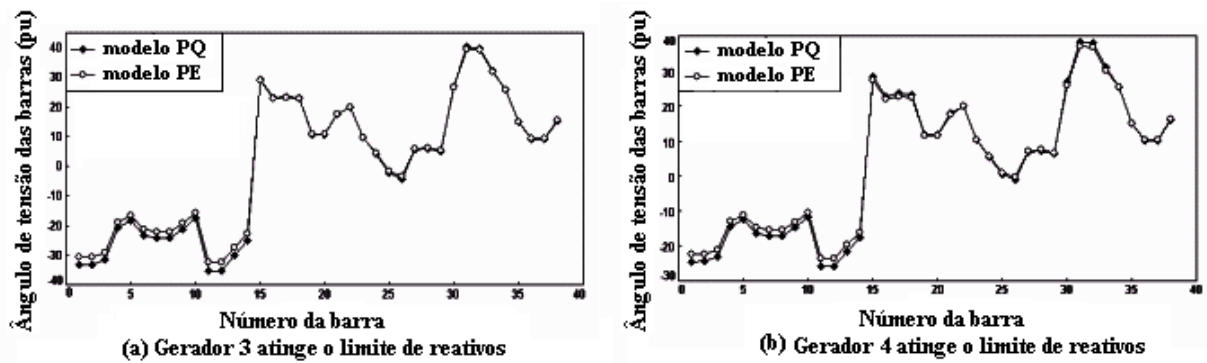


Figura 4.12 – Comparação entre os ângulos de tensão

4.6 Influência nas características de convergência

Aparentemente, o modelo PE parece fornecer melhores características de convergência do que o modelo PQ convencional, uma vez que o modelo PE mantém o mesmo número de barras PV durante o cálculo de toda a curva PV, enquanto que o modelo PQ causa reduções no número de barras PV à medida que os geradores atingem seus limites de reativos. Sabe-se que um sistema com um número maior de barras PV tende a exibir melhores características de convergência. No entanto, após uma investigação cuidadosa, concluí-se que o modelo PE é pior em termos de convergência, e que um programa de fluxo de carga convencional, na maioria dos casos, é incapaz de resolver o problema de fluxo de carga com a inclusão da tensão de campo. As causas para esta conclusão são identificadas como:

- O modelo PE pode resultar em uma mudança drástica na curva PV. Uma vez atingido o limite de reativos, o ponto de operação pode mudar da parte superior de uma curva PV para um ponto na parte inferior de outra curva PV. Sabe-se que programas de fluxo de carga convencional têm dificuldades para convergir pontos abaixo do “nose” da curva PV.

- As tensões de campo têm magnitudes muito maiores que as tensões das outras barras (variando de 2 a 4 p.u.). A mudança abrupta na magnitude de tensão de barras PV à medida que os geradores atingem seus limites de reativos também podem causar dificuldades de convergência do fluxo de carga convencional.

Para ilustrar as diferenças nas características de convergência dos dois métodos de modelagem utiliza-se um método de continuação para resolver o problema de fluxo de carga [11-13]. Uma vez que o mesmo método de continuação é utilizado para os dois modelos, os resultados podem ser comparados. A figura 4.13 mostra o número de iterações para cada ponto da curva PV do sistema BC Hydro simplificado. Cada perturbação no número de iterações indica que um gerador atinge seu limite de reativos. A figura mostra que o modelo PE precisa de uma ou duas iterações a mais do que o modelo PQ convencional para convergir um ponto da curva. Observou-se também, através de estudos adicionais, que quanto maior for a reatância síncrona dos geradores pior fica a convergência do fluxo de carga com a inclusão do modelo PE.

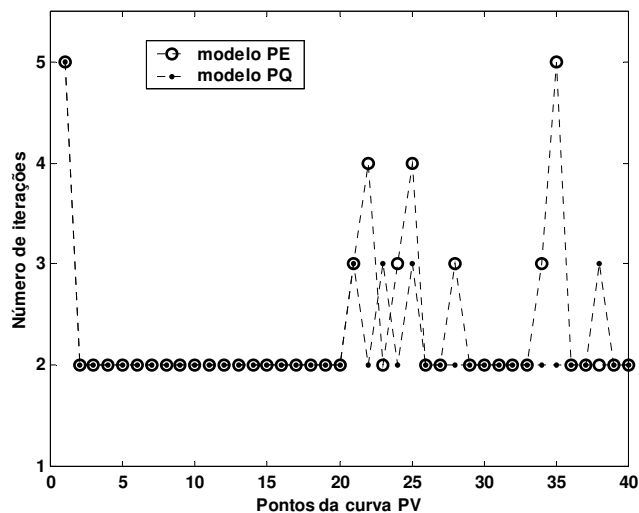


Figura 4.13 - Impacto nas características de convergência

4.7 Sumário

Investigou-se neste capítulo o problema da modelagem dos limites de potência reativa dos geradores para o cálculo de fluxo de potência e para a análise da estabilidade de tensão. A partir de uma perspectiva teórica, o modelo de tensão de campo constante (modelo PE) aparenta ser o mais adequado para ambas aplicações. Além disso, este modelo é mais fácil de ser implementado do que o modelo convencional (modelo PQ), uma vez que o modelo PE não acarreta mudanças na estrutura da matriz Jacobiana do fluxo de potência.

Uma vez que o modelo PQ convencional vem sendo usado por muitos anos, o trabalho desenvolvido neste capítulo da tese enfoca na determinação das vantagens e desvantagens do modelo PQ em comparação com o modelo PE. Os resultados obtidos, embora preliminares e baseados em sistemas testes simplificados, indicam que o modelo PQ mesmo sendo um modelo aproximado, é adequado para cálculos de margens de estabilidade de tensão e para estudos regulares de fluxo de potência. O modelo PQ tem uma vantagem significativa sobre o modelo PE em termos de características de convergência. Recomenda-se o modelo PE para aplicação da técnica de análise modal, uma vez que o modelo melhora a identificação das áreas críticas relacionadas à estabilidade de tensão.

Capítulo 5

MÉTODO DE ANÁLISE MODAL ESTÁTICA EXPANDIDO PARA A AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

5.1 Introdução

Os capítulos 3 e 4 desta tese dedicam-se a melhorias e estudos de métodos estáticos, baseados no cálculo de curvas PV e QV para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Estes métodos representam meios práticos e rápidos para a análise das margens de estabilidade do sistema em estudo [1,8,10,44,65]. A técnica de análise modal estática aumenta a funcionalidade desses métodos, oferecendo uma opção para a identificação das áreas críticas de estabilidade de tensão. Desde a sua publicação [14,15], a técnica de análise modal vem ganhando vasta aceitação como uma ferramenta padrão para a avaliação da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica [9,52-55,66].

Existe, no entanto, uma falta de entendimento aprofundado dos fundamentos teóricos deste método. Várias questões relacionadas à sua formulação e interpretação, permanecem sem resposta, ou em alguns casos, parcialmente resolvidas. Por exemplo, embora a matriz Jacobiana reduzida (QV) seja adotada nos métodos publicados não existe explicação na literatura da razão pela qual a matriz Jacobiana completa não é utilizada, ou se há informação perdida por usar-se a matriz Jacobiana reduzida. Se este é o caso, que tipo de informação é perdida, bem como qual é a sua importância, são questões que permanecem em aberto. É perfeitamente possível que a falta de

suporte teórico para a técnica de análise modal, tem de certa forma, atrapalhado a sua aceitação total pela indústria de energia elétrica.

Este capítulo apresenta novos resultados, obtidos a partir de uma investigação detalhada da técnica de análise modal estática. Um dos principais resultados da metodologia proposta relaciona-se ao uso da matriz Jacobiana completa e da matriz Jacobiana reduzida ($P\theta$) para a realização da análise modal. Mostra-se neste capítulo que as matrizes Jacobianas reduzidas QV e $P\theta$ fornecem informações diferentes e complementares sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência. Além disso, elas contêm toda a informação modal contida na matriz Jacobiana completa no seu ponto de singularidade (ponto de máximo carregamento do sistema). O trabalho apresentado neste capítulo estabelece uma base teórica aperfeiçoada para a construção de uma técnica de análise modal completa para a avaliação da estabilidade de tensão. Uma aplicação imediata dos resultados, é o desenvolvimento de fator de participação para os geradores, baseado somente em informação modal. A definição deste índice vem sendo perseguida por vários pesquisadores durante muitos anos, e mostra-se imensamente útil para possíveis aplicações em vários problemas de engenharia de potência.

Problemas práticos de aplicação da técnica de análise modal em sistemas reais de grande porte também são abordados. Questões relacionadas às diferenças do uso de autovetores direito, esquerdo, ou ambos, para a definição dos fatores de participação são discutidas. A ocorrência e interpretação de pequenos autovalores não-críticos, e de autovalores complexos também é investigada. Com o objetivo de resolver estes problemas, conduz-se um estudo detalhado utilizando-se a metodologia proposta em um sistema real de grande porte. Apresenta-se neste capítulo resultados de estudos e algumas recomendações práticas para a aplicação da técnica apresentada.

5.2 Exemplo Analítico

Inicialmente, o sistema simples mostrado na Figura 5.1 é examinado, visando a demonstração analítica das características da técnica de análise modal quando aplicada às matrizes Jacobiana completa e reduzidas. Este sistema é composto por um gerador fornecendo energia para um centro de carga, e representa um problema puro de estabilidade de tensão.

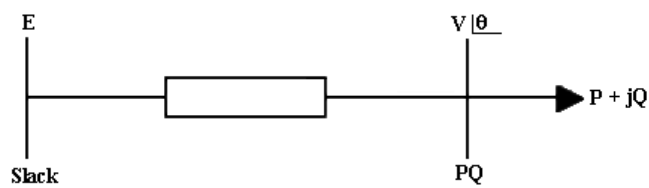


Figura 5.1 – Sistema de duas barras para estudo analítico

O balanço de potência ativa e reativa na barra de carga é dado por:

$$P = \frac{E}{X} V \sin \theta \quad (5.1)$$

$$Q = \frac{1}{X} V^2 - \frac{E}{X} V \cos \theta \quad (5.2)$$

e a matriz Jacobiana completa (J) é tal que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

onde as sensibilidades de potência ativa e reativa com relação a ângulo e magnitude de tensão são:

$$J_{P\theta} = \frac{\partial P}{\partial \theta} = \frac{E}{X} V \cos \theta \quad (5.4)$$

$$J_{PV} = \frac{\partial P}{\partial V} = \frac{E}{X} \sin \theta \quad (5.5)$$

$$J_{Q\theta} = \frac{\partial Q}{\partial \theta} = \frac{E}{X} V \sin \theta \quad (5.6)$$

$$J_{QV} = \frac{\partial Q}{\partial V} = \frac{2}{X}V - \frac{E}{X} \cos \theta \quad (5.7)$$

As matrizes Jacobianas reduzidas QV (J_{RQV}) e P θ ($J_{RP\theta}$) são definidas conforme mostram as equações (5.8) e (5.9),

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad \text{com} \quad \Delta P = 0 \quad (5.8)$$

$$\Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \quad \text{com} \quad \Delta Q = 0 \quad (5.9)$$

e dadas por:

$$J_{RQV} = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} = \frac{2}{X}V - \frac{E}{X} \frac{1}{\cos \theta} \quad (5.10)$$

$$J_{RP\theta} = J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta} = \frac{EV}{X} \left(\frac{2V \cos \theta - E}{2V - E \cos \theta} \right) \quad (5.11)$$

O ponto de singularidade das três matrizes J, J_{RQV} , e $J_{RP\theta}$, são computados para verificar se estas matrizes fornecem o mesmo limite de estabilidade de tensão:

$$\det(J_{RQV}) = \frac{2}{X}V - \frac{E}{X} \frac{1}{\cos \theta} = 0 \Rightarrow \cos \theta = \frac{E}{2V} \quad (5.12)$$

$$\det(J_{RP\theta}) = \frac{EV}{X} \left(\frac{2V \cos \theta - E}{2V - E \cos \theta} \right) = 0 \Rightarrow \cos \theta = \frac{E}{2V} \quad (5.13)$$

$$\det(J) = \frac{2E}{X^2} V^2 \cos \theta - \frac{E^2}{X^2} V = 0 \Rightarrow \cos \theta = \frac{E}{2V} \quad (5.14)$$

As equações (5.12-5.14) mostram que as três matrizes são singulares no mesmo ponto. Isto significa que qualquer uma delas pode ser usada para a determinação do limite de estabilidade de tensão. A Figura 5.2 mostra a trajetória dos autovalores para este sistema, calculados para a matriz completa e

para as duas matrizes reduzidas QV e $P\theta$. Nota-se que a matriz Jacobiana completa tem dois autovalores, e que somente um deles torna-se zero no ponto de máximo carregamento, bem como que as matrizes reduzidas QV e $P\theta$ são singulares no mesmo ponto. Desta forma, ambas contêm informação necessária para identificar o ponto de colapso de tensão. No entanto, o mesmo não é verdade quando são utilizadas as sensibilidades da matriz Jacobiana. A Figura 5.3 mostra os elementos da matriz Jacobiana, e conforme pode-se notar, nenhum deles é zero no ponto de máximo carregamento. Sensibilidades isoladas não contêm, portanto, a mesma informação dos autovalores das matrizes reduzidas.

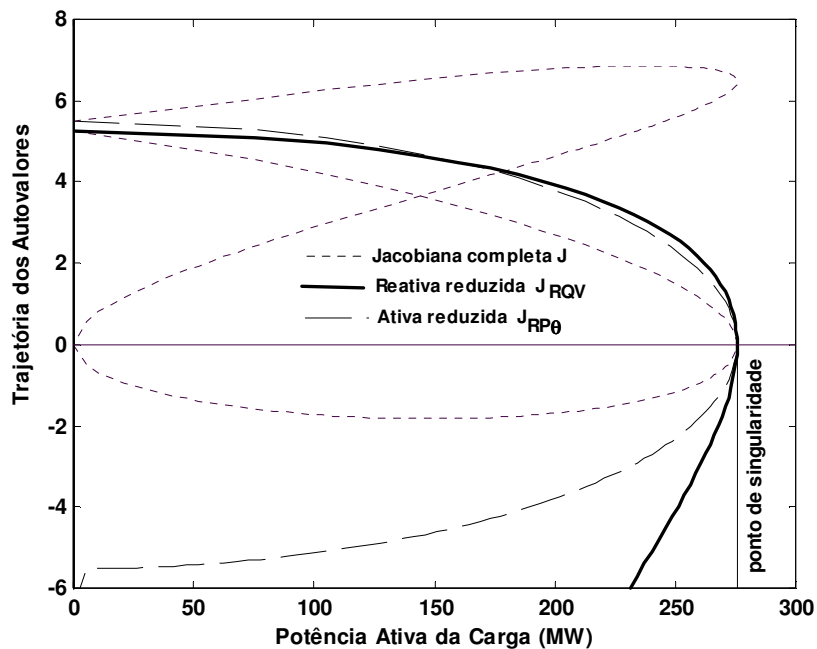


Figura 5.2 – Trajetória da parte real dos autovalores com acréscimos de carga

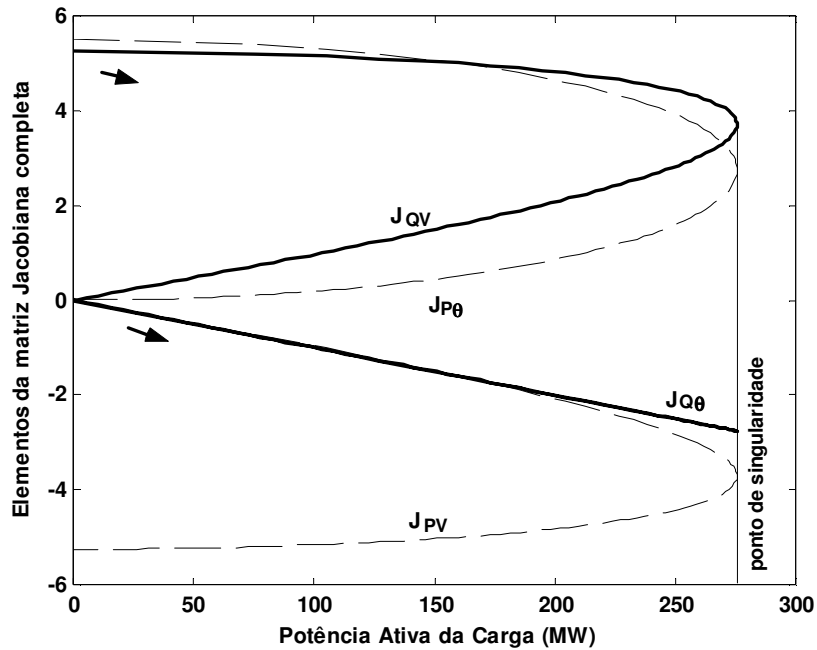


Figura 5.3 – Sensibilidades da matriz Jacobiana completa

5.3 Investigações Teóricas

O estudo analítico realizado no sistema de duas barras revela que as duas matrizes reduzidas podem ser usadas para a identificação do limite de estabilidade de tensão do sistema. Neste item, conduz-se uma análise teórica formal para que conclusões gerais possam ser derivadas. Inicialmente, considera-se a equação (5.3) aplicada para um sistema qualquer. As equações linearizadas do sistema de potência podem ser escritas como segue:

$$\Delta P = J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V \quad (5.15)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\Delta\theta + J_{QV}\Delta V \quad (5.16)$$

Estas duas equações são resolvidas para obter-se as variações de ângulo e de tensão em função das variações de potência ativa e reativa. As variações de ângulo podem ser isoladas a partir de (5.15):

$$\Delta\theta = J_{P\theta}^{-1}\Delta P - J_{P\theta}^{-1}J_{PV}\Delta V \quad (5.17)$$

Substituindo (5.17) na equação (5.16) e reordenando, obtém-se:

$$\begin{aligned}
 \Delta V &= -[J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} \Delta P + \\
 &\quad [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]^{-1} \Delta Q \\
 &= -J_{RQV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} \Delta P + J_{RQV}^{-1} \Delta Q
 \end{aligned} \tag{5.18}$$

onde $J_{RQV} = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}$ é a matriz Jacobiana reduzida reativa definida na equação (5.8).

Com um procedimento similar, a solução para a variação de ângulo pode ser obtida como:

$$\begin{aligned}
 \Delta \theta &= [J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta}]^{-1} \Delta P - \\
 &\quad [J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta}]^{-1} J_{PV} J_{QV}^{-1} \Delta Q \\
 &= J_{RP\theta}^{-1} \Delta P - J_{RP\theta}^{-1} J_{PV} J_{QV}^{-1} \Delta Q
 \end{aligned} \tag{5.19}$$

onde $J_{RP\theta} = J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta}$ é a matriz Jacobiana reduzida ativa definida na equação (5.9).

Desta forma, a inversa da matriz Jacobiana completa pode ser expressa como uma função das matrizes Jacobianas reduzidas, como mostrado pela seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{RP\theta}^{-1} & -J_{RP\theta}^{-1} J_{PV} J_{QV}^{-1} \\ -J_{RQV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} & J_{RQV}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{5.20}$$

A equação (5.20) forma a base teórica para o desenvolvimento de uma metodologia completa para a análise modal da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. As seguintes importantes conclusões podem ser obtidas a partir desta equação:

- a) As características da inversa da matriz Jacobiana completa são largamente determinadas pelas duas matrizes Jacobianas reduzidas J_{RQV} e $J_{RP\theta}$.

- b) J_{RQV} é a matriz Jacobiana reduzida reativa usada tradicionalmente para análise modal [14,15]. Se esta matriz é singular, a inversão da matriz Jacobiana completa não é possível. A matriz J_{RQV} contém, portanto, informação suficiente para identificar o ponto de colapso de tensão. A hipótese de $\Delta P=0$, usada tradicionalmente para a derivação de J_{RQV} , é irrelevante para esta conclusão.
- c) A equação (5.20) revela também uma nova matriz Jacobiana reduzida, $J_{RP\theta}$. Esta matriz representa o acoplamento entre potência ativa e ângulo de tensão das barras quando $\Delta Q=0$. O que é dito em b) sobre J_{RQV} também é aplicável à esta matriz. Na verdade a sub-matriz $J_{RP\theta}$ oferece informação adicional comparada com J_{RQV} , visto que ela contém entradas para geradores (barras PV) e cargas (barras PQ), enquanto a sub-matriz J_{RQV} contém informação somente para barras PQ.

A partir desta análise qualitativa sobre a equação (5.20) surgem algumas questões interessantes: 1) se qualquer uma das matrizes reduzidas for singular isto implica a singularidade da matriz Jacobiana completa, mas as matrizes reduzidas $J_{RP\theta}$ e J_{RQV} têm o mesmo ponto de singularidade? Ou seja, a singularidade da matriz completa implica a singularidade de ambas matrizes reduzidas? 2) quais são as características dos autovetores associados com as matrizes reduzidas? São eles correspondentes aos autovetores da matriz completa? Em outras palavras, a informação modal obtida a partir da matriz Jacobiana completa é a mesma obtida a partir das matrizes reduzidas? Para dar um tratamento quantitativo inicial a estas questões, um sistema de 50 barras em 500 kV da BC Hydro é utilizado como sistema teste.

Os resultados do cálculo dos autovalores para as matrizes completa e reduzidas, confirmam que ambas são singulares no mesmo ponto da curva PV, o ponto de máximo carregamento do sistema quando a carga é modelada como potência constante. Além deste ponto cada matriz contém

um único autovalor negativo. As figuras 5.4 e 5.5 mostram a comparação entre os autovetores das três matrizes calculados no ponto de singularidade. O autovetor da matriz Jacobiana completa é dividido em dois conjuntos de entradas. Um dos conjuntos relaciona-se à potência ativa para todas as barras (chamado aqui de **Ativo Completo**), e o outro conjunto relaciona-se à potência reativa, somente para barras PQ (**Reativo Completo**). O autovetor da matriz reduzida ativa ($J_{RP\theta}$) tem entradas relacionadas a todas as barras (**Ativo Reduzido**), enquanto a matriz reduzida reativa (J_{RQV}) tem componentes somente para barras PQ (**Reativo Reduzido**). A parte ativa do autovetor da matriz completa pode ser comparada com o autovetor de $J_{RP\theta}$, e a parte reativa do autovetor da matriz completa pode ser comparada com o autovetor de J_{RQV} . Esta comparação é primeiro realizada próximo ao ponto de singularidade. Os resultados, ilustrados na figura 5.4, mostram que o autovetor de $J_{RP\theta}$ é igual a parte ativa do autovetor da matriz completa. O mesmo é verdadeiro para o autovetor de J_{RQV} , o qual é comparado com a parte reativa do autovetor da matriz completa, como mostrado na figura 5.5. Estes resultados são significativos, visto que mostram que as duas matrizes reduzidas juntas contêm a mesma informação modal que a matriz Jacobiana completa. Mostra-se no Apêndice I uma demonstração formal para esta conclusão. Não existe, portanto, a necessidade de realizar-se a análise modal na matriz Jacobiana completa. Esta conclusão é válida não somente para os modos críticos, mas também para todos os outros modos não-críticos. A figura 5.6, mostra a comparação de dois autovetores não-críticos. Nota-se que a informação dos autovetores da matriz completa está toda contida nos autovetores das matrizes reduzidas, quando esta comparação é feita no ponto de singularidade.

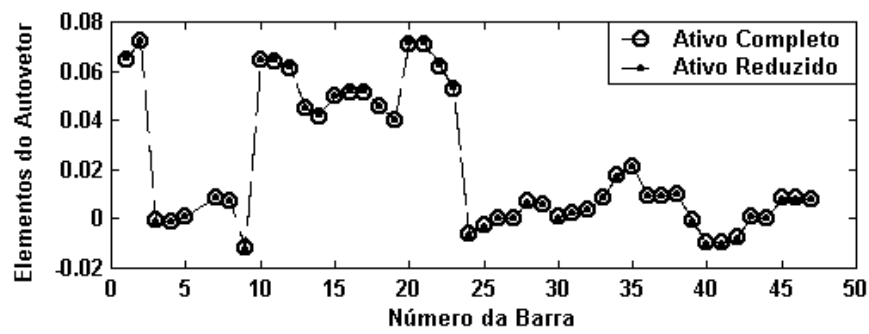


Fig. 5.4 – Comparação entre autovetores ativos

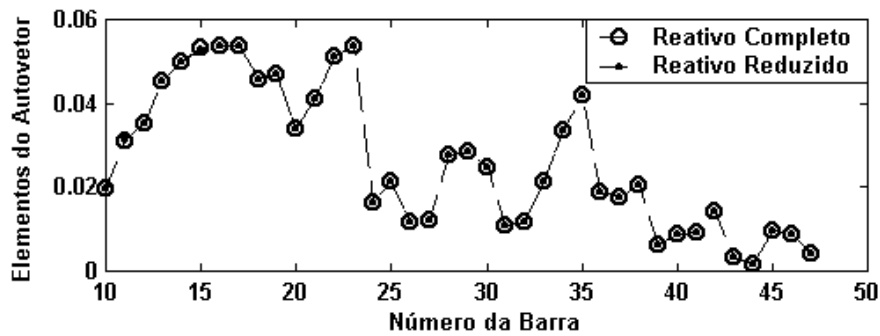


Fig. 5.5 – Comparação entre autovetores reativos

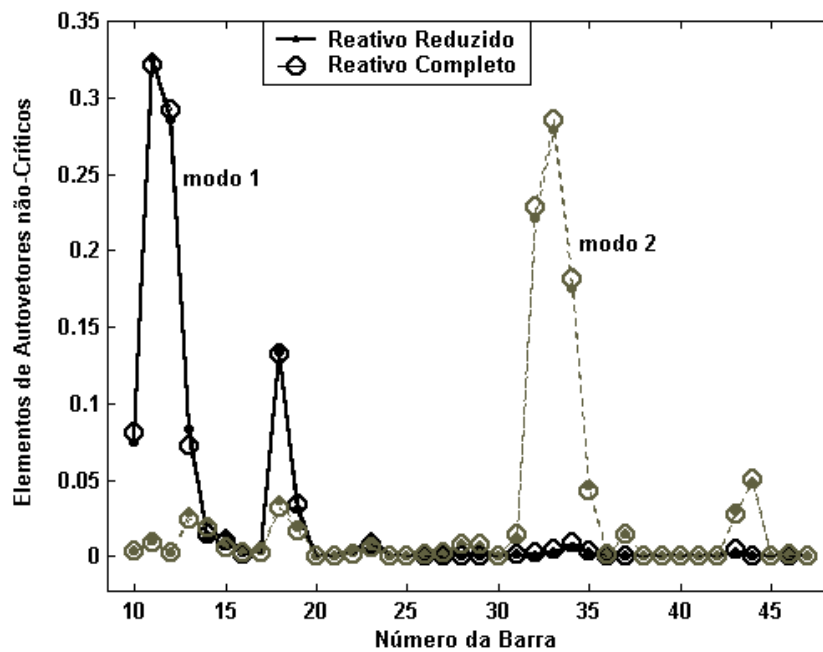


Figura 5.6 – Comparação entre autovetores não-críticos no ponto de singularidade

Estudos adicionais mostram que em outros pontos, que não o de singularidade, no entanto, os autovetores da matriz completa não podem ser representados por aqueles das matrizes reduzidas. A figura 5.7 mostra o autovetor crítico antes do ponto de singularidade. Observa-se consideráveis diferenças entre autovetores das matrizes completa e reduzidas. Estas diferenças estão presentes antes ou depois do ponto de singularidade. Quanto maior é a distância a partir do ponto de singularidade, maior é a diferença entre os autovetores. Portanto, a conclusão que as matrizes reduzidas contêm toda a informação modal da matriz completa somente é válida no ponto de singularidade. Como os resultados mais importantes da análise modal são obtidos no ponto de singularidade, o uso das matrizes reduzidas para análise modal é totalmente justificável.

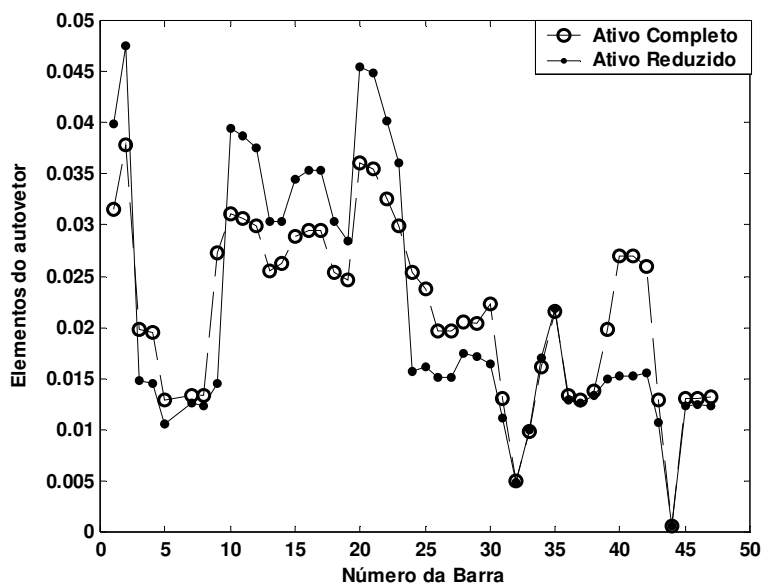


Figura 5.7 – Comparação entre autovetores críticos antes do ponto de singularidade

Finalmente, autovetores críticos de J_{RQV} e J_{RP0} são comparados na figura 5.8. Esta comparação visa identificar se a informação modal extraída das duas matrizes reduzidas são diferentes, ou seja, se a análise modal convencional, aplicada à matriz reduzida reativa é suficiente, ou se informação modal adicional pode ser extraída da matriz reduzida ativa. A partir da figura 5.8

consideráveis diferenças podem ser observadas. A razão primária para estas diferenças é que os dois autovetores têm significado físico diferentes: o autovetor de $J_{RP\theta}$ reflete o impacto de variações de potência ativa na estabilidade de tensão do sistema, enquanto o autovetor de J_{RQV} representa o impacto de variações de potência reativa na estabilidade do sistema. Uma razão secundária é a presença de barras de geradores no autovetor de $J_{RP\theta}$. Geradores importantes mostram elevados fatores de participação, assim como, barras na vizinhança desses geradores. Portanto, os dois autovetores devem ser usados separadamente, para propósitos diferentes e complementares.

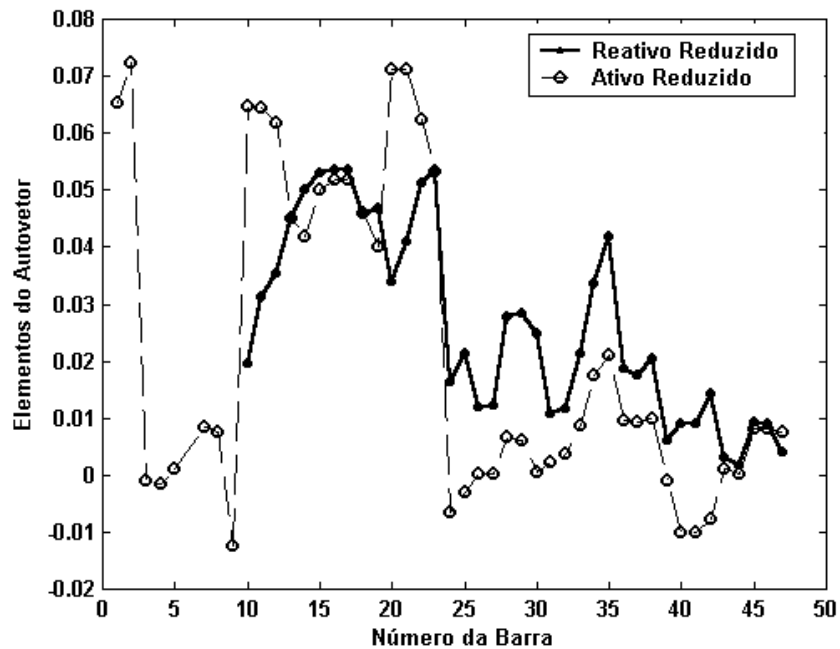


Figura 5.8 – Comparação entre autovetores críticos ativo e reativo

5.4 Uma Metodologia Completa para a Análise Modal da Estabilidade de Tensão

O método de análise modal convencional utiliza a matriz Jacobiana reduzida reativa J_{RQV} [14,15]. Assume-se essencialmente que não há variações de potência ativa para todas as barras do sistema. Conseqüentemente, este método avalia somente o efeito de variações de potência reativa na estabilidade de tensão do sistema. O principal suporte para esta hipótese é o “fato” de que as

magnitudes de tensão são mais sensíveis a variações de potência reativa do que a variações de potência ativa [1,15]. No entanto, na região do ponto de singularidade, este “fato” não é sempre verdadeiro. Pode-se mostrar que as sensibilidades de tensão com relação à potência ativa podem ser ainda maiores do que as sensibilidades com relação à potência reativa quando o sistema é continuamente estressado em direção ao ponto de máximo carregamento. O efeito de variações de potência ativa podem, portanto, representar um papel importante na análise da estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica. Uma metodologia de análise modal completa deve incluir estas características.

5.4.1 O uso das duas matrizes Jacobianas reduzidas

Mostra-se nos itens anteriores que a informação modal extraída da matriz Jacobiana completa pode ser capturada através de duas matrizes reduzidas na região do ponto de singularidade. As matrizes reduzidas, determinadas assumindo-se $\Delta P=0$ e $\Delta Q=0$ respectivamente, representam os efeitos desacoplados de variações de potência reativa e potência ativa na estabilidade de tensão de sistemas de energia. Como a análise modal é uma técnica linear, este desacoplamento justifica-se. No entanto, o impacto de variações de P e Q devem ser avaliados, para que as condições de estabilidade de tensão do sistema de potência sejam caracterizadas por completo.

A técnica de análise modal existente representa a solução do subproblema reativo. Neste subproblema avalia-se os efeitos de variações de potência reativa (em barras de carga) na estabilidade de tensão do sistema. O subproblema reativo é dado por:

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (5.21)$$

A interpretação física da equação (5.21) é como segue: "se a matriz J_{RQV} é singular, uma variação incremental de potência reativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras". Consequentemente, o autovetor crítico de J_{RQV} revela as barras do sistema onde o aumento do consumo de reativos da carga seria mais prejudicial para a estabilidade do sistema. Estas barras representam os melhores locais para corte de carga reativa (compensação *shunt*). Em outras palavras, as áreas críticas identificadas a partir do autovetor de J_{RQV} relacionam-se às condições do sistema do ponto de vista de variações de potência reativa [14,15].

No entanto, a matriz J_{RQV} sozinha não é suficiente para caracterizar completamente as condições de estabilidade de tensão do sistema, visto que a influência das variações de potência ativa não é considerada. Do ponto de vista de variações de potência ativa, o problema pode ser considerado como segue, usando-se a hipótese de $\Delta Q=0$:

$$\Delta\theta = J_{RP\theta}^{-1}\Delta P \quad (5.22)$$

$$\Delta V = -J_{RQV}^{-1}J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}\Delta P \quad (5.23)$$

A interpretação física da equação (5.22) é como segue: "se a matriz $J_{RP\theta}$ é singular, uma variação incremental de potência ativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras". As razões pelas quais a equação (5.22) representa colapso de tensão e não instabilidade de ângulo são:

- 1) As duas matrizes reduzidas são singulares no mesmo ponto, tal como a matriz Jacobiana completa. Todas são singulares no ponto de máximo carregamento do sistema;
- 2) As equações (5.22) e (5.23) mostram que um pequeno acréscimo de potência ativa causa o colapso não somente do ângulo mas também das magnitudes de tensão; e

3) Os ângulos na equação (5.22) representam ângulos de tensão de barra, e não ângulo de potência de geradores.

A conhecida curva PV também dá suporte a este argumento: a partir do ponto de máximo carregamento um pequeno acréscimo de potência ativa resulta em um caso sem solução para ângulos e magnitudes de tensão, e conseqüentemente causa um colapso de tensão.

O autovetor crítico da matriz $J_{RP\theta}$ revela, portanto, as barras do sistema onde acréscimos no consumo de potência ativa da carga são mais prejudiciais para a estabilidade de tensão do sistema. Estas são as áreas críticas da estabilidade de tensão a partir de uma perspectiva de potência ativa. Elas representam locais para ações de planejamento ou de operação relacionadas com potência ativa, tais como corte de carga, expansão da geração, ou redespacho da geração, com o propósito de melhorar as margens de estabilidade de tensão dos sistema.

5.4.2 Definição de um Fator de Participação para os Geradores

Existem dois tipos de ações de controle relacionadas à potência ativa. Uma relaciona-se a saída de potência ativa dos geradores, e outra relaciona-se à demanda de potência ativa das barras de carga. O autovetor de $J_{RP\theta}$ contém informação para a localização de ambos tipos de ação de controle. Seguindo o trabalho de [14,15], o qual define um Fator de Participação Reativo (FPR) para barras de carga do sistema utilizando a matriz J_{RQV} , um Fator de Participação Ativo (FPA) pode ser definido como um produto elemento-por-elemento dos autovetores direito e esquerdo da matriz $J_{RP\theta}$. Se λ_i é autovalor de $J_{RP\theta}$, u_i e v_i seus autovetores direito e esquerdo associados à λ_i , o fator de participação da barra k no modo i é definido como:

$$APF_{ki} = u_{ik} v_{ki} \quad (5.24)$$

O FPA contém dois componentes, como segue:

$$FPA = \begin{bmatrix} FPA_{PV} \\ FPA_{PQ} \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

onde FPA_{PV} define um novo fator de participação para as barras dos geradores, e FPA_{PQ} é um novo fator de participação para as barras de carga, ambos a partir do ponto de vista de potência ativa.

Para as barras de geração, quanto maior for o fator de participação, maior será o aumento na margem de estabilidade do sistema se a injeção de potência ativa deste gerador for aumentada. Em outras palavras, este índice classifica no topo geradores que possam injetar potência ativa adicional na rede sem diminuir severamente as reservas de reativos do sistema. Este índice pode ser usado para a definição de um despacho de geração ativa visando o aumento das margens de estabilidade de tensão do sistema. Para as barras de carga, os fatores de participação indicam os melhores locais para a execução eficiente de corte de carga, visando os melhores resultados em termos de melhoria de margens de estabilidade.

5.4.3 *Expansão da Metodologia Convencional de Análise Modal para a Inclusão dos Efeitos de Variação de Potência Ativa*

Em sistemas reais, a instabilidade de tensão ocorre devido a uma combinação do perfil de demanda de potência ativa e reativa de cargas e geradores. Ambos, o subproblema reativo e o subproblema ativo devem ser considerados em conjunto. Os dois subproblemas podem ser combinados como mostra a figura 5.9, para definir um técnica de análise modal completa. O

esquema faz uso da natureza desacoplada da matriz Jacobiana completa no ponto de singularidade. Usando-se os fatores de participação ativo e reativo de forma complementar, as características de estabilidade de tensão de um sistema de potência podem ser completamente exploradas e entendidas. Cabe salientar que a matriz Jacobiana completa, apesar de maior, é a mais esparsa das três matrizes. Como a matriz completa fornece a mesma informação modal que as duas matrizes reduzidas, esta poderia ser utilizada para manter as vantagens de sua esparsidade. No entanto, existem técnicas para o cálculo de autovalores/autovetores sem a necessidade de calcular explicitamente as matrizes reduzidas.

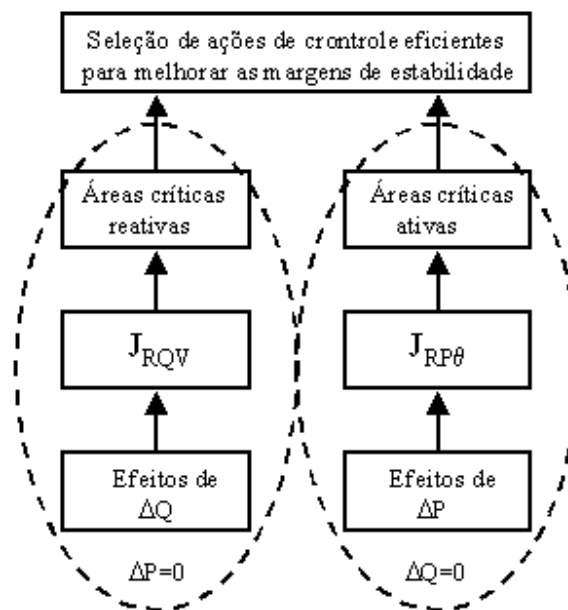


Figura 5.9 – Esquema ilustrativo para uma metodologia de análise modal completa

5.5 Aplicação da Metodologia Proposta para Sistemas Reais de Grande Porte

Embora alguns resultados de estudos ilustrativos tenham sido apresentados, uma análise completa da metodologia proposta em sistemas reais de grande porte ainda faz-se necessária. Este

item apresenta um estudo detalhado neste sentido. Um caso do sistema *BC Hydro*, com 875 barras e 95 geradores, é usado como sistema teste neste trabalho. A carga total do sistema no caso base é de 9991 MW. Nos cálculos de curvas PV, todas as cargas e injeções de potência ativa dos geradores são aumentadas em proporção ao caso base. Problemas de aplicação prática da técnica de análise modal são também abordados. Questões relacionadas às diferenças do uso de autovetores direito, esquerdo, ou ambos, para a definição dos fatores de participação são discutidas. A ocorrência e interpretação de pequenos autovalores não-críticos, e de autovalores complexos também é investigada. Com o objetivo de resolver estes problemas, conduz-se um estudo detalhado utilizando a metodologia proposta em um sistema real de grande porte. Apresenta-se neste item resultados de estudos e algumas recomendações práticas para a aplicação da técnica apresentada.

5.5.1 Comportamento dos Autovalores

A figura 5.10 ilustra curvas PV para duas barras de carga selecionadas. As curvas são obtidas utilizando-se um programa de fluxo de carga convencional e um método de continuação. Nota-se que através do método de fluxo de carga convencional pode-se obter pontos muito próximo ao ponto de máximo carregamento, desde que uma técnica de controle de passo adequada seja utilizada. Por outro lado, através do método da continuação, pontos próximos ao “nose” podem ser facilmente obtidos, assim como pontos na parte inferior da curva PV. Este método torna possível a identificação precisa do modo crítico, necessário para a aplicação eficiente da técnica de análise modal. Métodos de continuação para cálculo de fluxo de potência vêm tornando-se uma técnica madura e bem estabelecida, a qual pode ser implementada com grande facilidade [11-13]. Métodos de continuação são adotados neste trabalho como uma ferramenta computacional para a obtenção de qualquer ponto sobre a curva PV.

A figura 5.11 ilustra a trajetória dos autovalores das três matrizes para todos os pontos sobre a curva PV. Estas matrizes são: a matriz Jacobiana completa, a matriz Jacobiana reduzida reativa representando potência reativa *versus* magnitudes de tensão (J_{RQV}) e a matriz Jacobiana reduzida ativa representando potência ativa *versus* ângulos de tensão ($J_{RP\theta}$). Somente os dez menores autovalores são calculados e mostrados na figura. Como pode-se notar, as três matrizes têm somente um autovalor deslocando-se e cruzando o eixo para o semi-plano negativo à medida que o sistema é estressado. Alguns pequenos autovalores, quase que estacionários, estão presentes, mas na região do ponto de máximo carregamento o modo crítico pode ser facilmente detectado. Pal discutindo o trabalho apresentado em [67], sugere que estes pequenos autovalores estacionários são associados com áreas externas, normalmente remotas a partir da área de estudo. Esta conclusão é confirmada a partir dos nossos resultados de estudos. Como resultado, a escolha do número adequado dos menores autovalores a serem calculados, de forma a garantir que o autovalor crítico seja incluído no grupo, torna-se difícil de ser determinado. Visto que o menor autovalor nem sempre representa o modo crítico, ainda que cinco ou dez autovalores sejam calculados o modo crítico pode ser ocasionalmente deixado de fora, já que, dependendo das características do sistema, o número de pequenos autovalores estacionários pode ser maior do que isto. Sendo este o caso, a informação modal obtida a partir do menor autovalor não fornece nenhuma informação útil sobre as condições de estabilidade de tensão do sistema, devido ao fato de que o menor modo analisado não representa, neste caso, o modo crítico. Neste trabalho, mostra-se que o uso do método da continuação é a melhor solução para este problema. O método da continuação pode calcular pontos na parte inferior da curva PV, por exemplo, o primeiro ponto após a singularidade. Nestas condições o modo crítico pode ser facilmente identificado, já que ele corresponde ao autovalor negativo, que é único. A grande vantagem desta solução é que pode-se calcular apenas um autovalor, e há garantia total de que ele representa o modo crítico. Uma outra solução é possível utilizando-se o método de fluxo de carga convencional. Como mostra a figura 5.12, o modo crítico é aquele que sofre maiores variações

com acréscimos de carga. Conduzindo-se a análise modal para alguns pontos próximos ao ponto de singularidade, o modo crítico pode ser identificado medindo-se o deslocamento dos autovalores calculados. O modo crítico é o correspondente ao de maior deslocamento. No entanto, ainda existe a possibilidade de que o modo crítico não seja incluído no grupo de autovalores calculados.

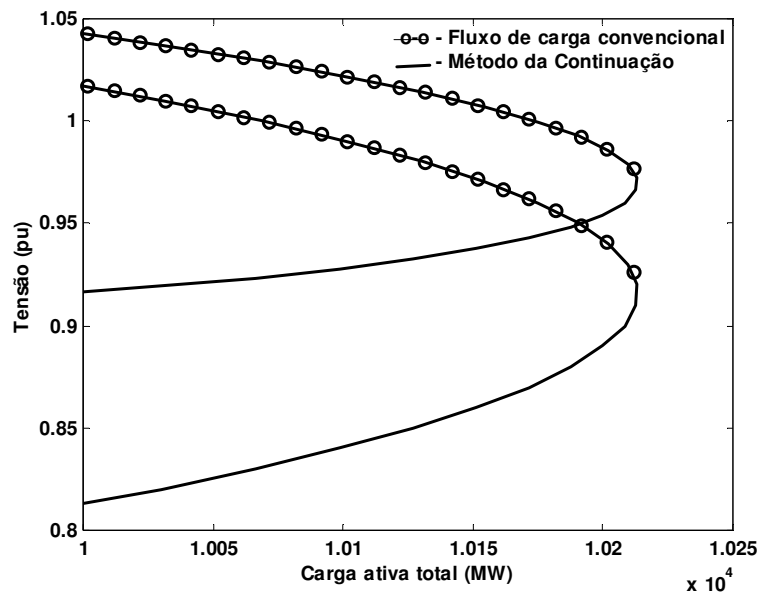


Figura 5.10 – Curvas PV

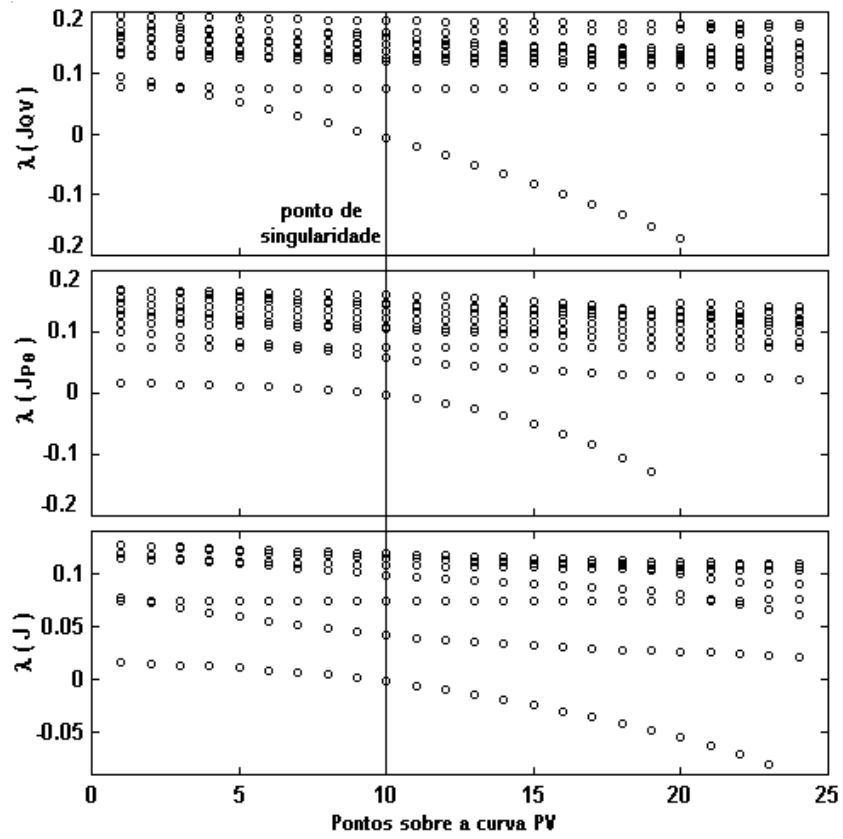


Figura 5.11 – Trajetória dos autovalores para as matrizes Jacobianas reduzidas e completa

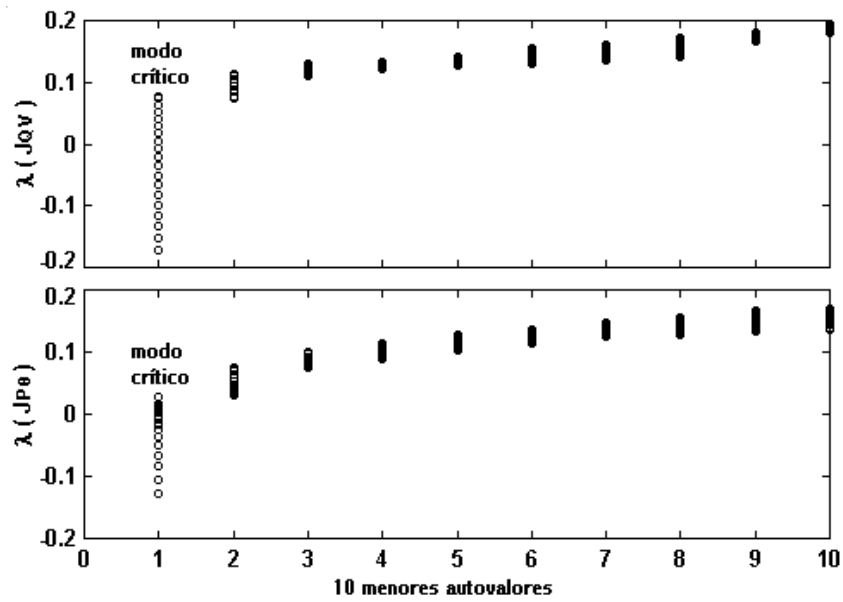


Figura 5.12 – Sensibilidade dos menores autovalores com relação a acréscimos de carga

Investiga-se também a ocorrência de autovalores complexos. Para os dez menores autovalores calculados, apenas a matriz Jacobiana completa apresenta autovalores complexos. No entanto, como ilustra a Figura 5.13, estes autovalores têm parte real positiva para todos os pontos da curva PV, e não apresentam grandes variações na parte real à medida que aumenta-se a carga. Nos estudos realizados, neste sistema ou em outros, o modo crítico é sempre real mesmo para a matriz Jacobiana completa. Portanto, conclui-se que a ocorrência de autovalores complexos é simplesmente um fenômeno numérico, ou seja, não há explicação física para tal ocorrência, desde que o sistema utilizado para este estudo é modelado somente em regime permanente. A ocorrência de autovalores complexos está relacionada à assimetrias da matriz Jacobiana do fluxo de carga.

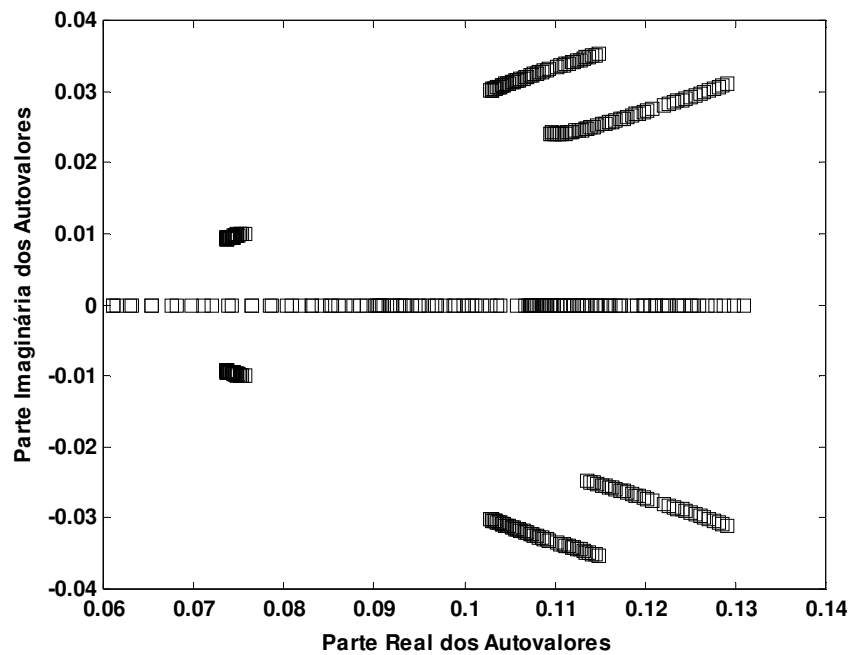


Figura 5.13 – Autovalores complexos da matriz Jacobiana completa

5.5.2 Comportamento dos Autovetores

Inicialmente, os autovetores das matrizes reduzidas são comparados aos da matriz Jacobiana completa utilizando-se o sistema *BC Hydro* de 875 barras. As mesmas conclusões obtidas para o sistema de 50 barras são também verdadeiras para este caso. Ou seja, os autovetores das duas matrizes reduzidas juntos representam com fidelidade o autovetor da matriz Jacobiana completa no ponto de singularidade. Uma demonstração matemática formal deste resultado para um sistema geral é apresentada no Apêndice I. No entanto, o uso de matrizes reduzidas em outros pontos da curva PV, que não o de singularidade, envolve aproximações. Nestes casos, a matriz Jacobiana completa deve ser utilizada para a identificação das áreas críticas. Os estudos deste item portanto, enfocam no significado prático dos três diferentes índices modais. Dois deles relacionam-se à barras PQ e podem ser usados para a identificação das áreas de carga críticas a partir de pontos de vista de potência ativa e reativa. O terceiro índice relaciona-se à barras PV e revela a influência da injeção de potência ativa dos geradores na estabilidade de tensão do sistema. Este índice é proposto para a classificação dos geradores a partir de uma perspectiva de potência ativa.

5.5.2.1 Áreas críticas ativas e reativas

A figura 5.14 ilustra os índices modais ativos e reativos para as barras de carga do sistema. Os índices são ordenados de acordo com o número das áreas e, dentro de cada área de acordo com suas magnitudes. Resultados interessantes podem ser observados a partir desta figura. Em geral, as áreas críticas relacionadas à potência reativa (e.g. 1,10,11,60) são também classificadas como áreas críticas relacionadas à potência ativa. Isto sugere que ambas ações de controle, compensação de reativos ou relacionadas à potência ativa, nestas áreas resultariam em aumento satisfatório na margem de estabilidade de tensão do sistema. No entanto, existem algumas áreas críticas ativas

(como 2 e 53) que têm fatores de participação reativos baixos. Isto implica que algumas áreas são mais limitadas em termos do perfil de transferência de potência ativa do que em termos de suporte de reativos. Estas áreas geralmente têm suporte de reativos suficientes, mas este suporte pode ser facilmente exaurido por pequenos aumentos de potência ativa na área. Este caso demonstra que ambas, informação de áreas críticas ativas e reativas, são necessárias para a identificação de medidas de reforço eficientes contra a instabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica.

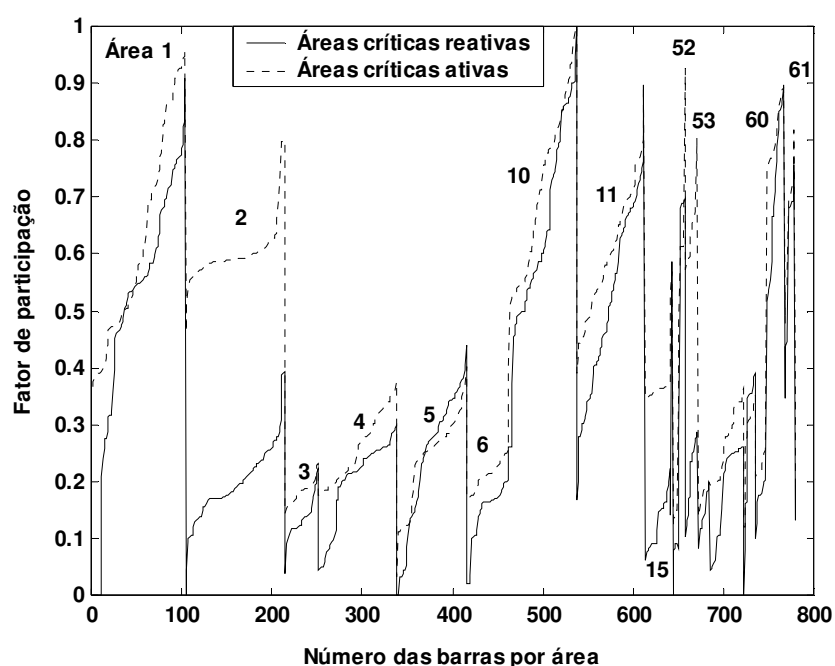


Figura 5.14 – Áreas críticas ativas e reativas

5.5.2.2 Estudos de sensibilidade da margem de estabilidade

Para verificar a veracidade da interpretação proposta para os fatores de participação modal, conduz-se estudos de sensibilidade da margem de estabilidade considerando-se variações na demanda de ativos ou reativos para cada barra de carga. A tabela I mostra a correlação entre os fatores de participação reativos e quatro tipos de testes baseados na sensibilidade da margem de estabilidade. As variações de margem são calculadas instalando-se um pequeno capacitor (10

MVAR - Tipo 1) e um grande capacitor (100 MVAR - Tipo 2), bem como implementando-se uma pequena redução de carga reativa (Tipo 3) e uma grande redução de carga reativa (Tipo 4) para as barras PQ identificadas através do fator de participação reativo. A tabela mostra somente as dez principais barras identificadas através da análise modal. Analisando-se esta tabela, pode-se concluir que o aumento de margem obtido a partir dos testes que consideram pequenas variações de potência reativa (Tipos 1 e 3) exibem uma correlação melhor com os fatores de participação. A margem adicional obtida a partir do teste de pequena redução de carga reativa (Tipo 3) é a que mostra a melhor correlação com a classificação obtida através de análise modal. Isto ocorre porque este teste baseia-se em mudanças incrementais de potência reativa independentes da tensão. Nota-se consideráveis diferenças entre a margem adicional obtida dos testes baseados em grandes variações de potência reativa (Tipos 2 e 4) e os fatores de participação reativo. Este resultado confirma a natureza linear (ou incremental) da técnica de análise modal, e mostra que decisões baseadas somente em análise modal podem induzir a conclusões inadequadas.

Tabela I – Correlação entre o fator de participação reativo (FPR) e estudos de sensibilidades de margens de estabilidade

Número da barra	FPR J_{RQV}	Tipo 1 ΔB_{SH} +10Mvar	Tipo 2 ΔB_{SH} +100Mvar	Tipo 3 ΔQ_L -10Mvar	Tipo 4 ΔQ_L -100Mvar
833	1,000	+21 MW	+131 MW	+24 MW	+117 MW
886	0,949	+20 MW	+126 MW	+25 MW	+110 MW
1966	0,908	+21 MW	+129 MW	+21 MW	+94 MW
485	0,903	+20 MW	+138 MW	+23 MW	+97 MW
486	0,901	+21 MW	+168 MW	+22 MW	+94 MW
633	0,899	+21 MW	+112 MW	+23 MW	+114 MW
631	0,898	+20 MW	+108 MW	+22 MW	+97 MW
838	0,896	+21 MW	+107 MW	+20 MW	+94 MW
634	0,892	+20 MW	+111 MW	+23 MW	+114 MW
632	0,891	+20 MW	+111 MW	+22 MW	+100 MW

Similarmente, conduz-se estudos de verificação para o fator de participação ativo. A ação de

controle considerada, neste caso, é a redução (corte) de potência ativa nas barras de carga. Espera-se que as barras com maiores fatores de participação representem os melhores locais para corte de carga ativa incremental. O corte de carga ativa de 10 MW considerado nas dez barras principais da análise modal, resulta em um aumento na margem de estabilidade de tensão de aproximadamente 15MW. A tabela II mostra a comparação entre os fatores de participação e os resultados de cálculo de margens. Pode-se notar alguma correlação entre o fator de participação ativo e os acréscimos de margem devido aos cortes de carga ativa de 10 MW. Resultados adicionais confirmam que barras com baixo fator de participação representam os locais onde corte de carga ativa não resulta em acréscimos eficientes nas margens de estabilidade de tensão.

Tabela II – Correlação entre o fator de participação ativo (FPA_{PQ}) e estudos de sensibilidades de margens de estabilidade

Número da barra	FPA_{PQ} $J_{RP\theta}$	ΔP_L -10 MW	ΔP_L -100 MW
1956	1,000	+16 MW	+144 MW
886	0,995	+18 MW	+144 MW
833	0,992	+19 MW	+164 MW
879	0,975	+18 MW	+154 MW
1961	0,957	+14 MW	+130 MW
1851	0,946	+14 MW	+130 MW
1655	0,943	+14 MW	+129 MW
1852	0,942	+13 MW	+144 MW
880	0,942	+17 MW	+143 MW
846	0,937	+13 MW	+129 MW

5.5.2.3 Autovetores esquerdo e direito

A importância da consideração de ambos os autovetores, direito e esquerdo, para o cálculo dos fatores de participação modal é investigada neste item. A figura 5.15 mostra a comparação entre os autovetores direito e esquerdo da matriz Jacobiana reduzida reativa. Como mostra esta figura, não existem diferenças substanciais na identificação das áreas críticas quando um ou outro autovetor é utilizado. Esta afirmação mostra-se também verdadeira para a matriz Jacobiana reduzida ativa e para

a matriz Jacobiana completa. Portanto, como a identificação das áreas críticas é a parte mais importante do método de análise modal estática, o cálculo dos dois autovetores é desnecessário, e os fatores de participação podem ser baseados somente no autovetor direito. Sabe-se que as diferenças entre autovetores direito e esquerdo são importantes para a análise dinâmica da estabilidade à pequenas perturbações, mas isto não fornece informação adicional para a análise modal estática da estabilidade de tensão.

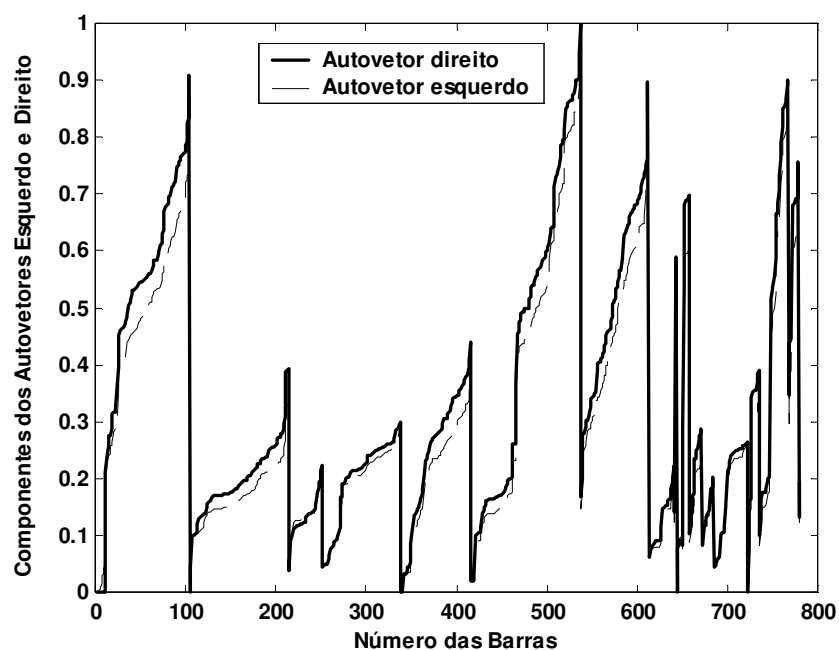


Figura 5.15 – Comparação entre autovetores direito e esquerdo

5.5.2.4 Efeito dos limites de potência reativa dos geradores nas áreas críticas

A figura 5.16 compara as áreas críticas reativas considerando-se ou não os limites de potência reativa dos geradores. Os resultados mostram que algumas áreas têm os fatores de participação maiores quando os limites de reativos são incluídos. Isto acontece porque os geradores destas áreas atingem os limites de reativos, e conseqüentemente o espectro do autovetor modifica-se nas barras próximas. Para este caso particular, a inclusão dos limites de reativos não muda a

identificação das áreas críticas. No entanto, a inclusão dos limites tem um impacto significativo na margem de estabilidade do sistema.

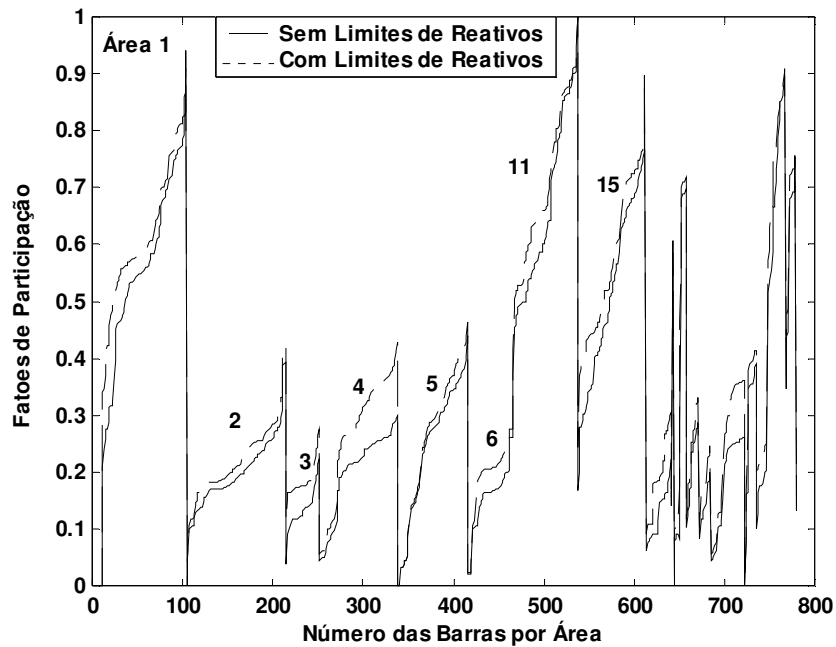


Figura 5.16 – Áreas críticas reativas com e sem limites de reativos nos geradores

5.5.3 Fator de Participação dos Geradores

De forma similar às cargas, os geradores devem ter dois conjuntos de fatores de participação. Um conjunto relaciona-se a sua injeção de potência ativa e o outro a sua capacidade de suporte de potência reativa. A metodologia de análise modal convencional baseia-se na matriz Jacobiana reduzida reativa, a qual tem informação somente para barras de carga. Conseqüentemente, fatores de participação para os geradores não podem ser definidos usando-se somente a informação modal desta matriz. Com o uso da matriz reduzida ativa, no entanto, fatores de participação para os geradores a partir de uma perspectiva de potência ativa podem ser definidos. Um fator de participação ativo para os geradores é proposto neste trabalho. Embora, a matriz reduzida reativa não contenha informação para os geradores, existe uma solução parcial para este problema. Se um

gerador atinge seu limite de reativos, ele passa a ser representado como uma barra PQ. Esta barra é incluída na matriz reduzida reativa, e portanto, a informação modal relacionada a esta barra estará disponível no autovetor da matriz reduzida reativa. Esta informação pode ser usada para caracterizar a importância relativa, como fontes de suporte de reativos, dos geradores que tenham atingido seus limites de potência reativa. As subseções seguintes, apresentam resultados de estudos detalhados para estes dois índices.

5.5.3.1 Fator de participação ativo para os geradores

A figura 5.17 apresenta o fator de participação ativo para os geradores, definido neste trabalho e extraído do autovetor crítico da matriz Jacobiana reduzida ativa. Desde que ΔP representa incrementos na saída de potência ativa dos geradores, os que mostram alto fator de participação representam aqueles cuja injeção de potência ativa podem ser transmitidas pela rede com o menor impacto em termos de depreciação das reservas de reativos do sistema. Estes geradores são os menos responsáveis pela instabilidade do modo crítico. Conseqüentemente, se parte da geração de potência ativa do sistema puder ser transferida para estes geradores, as margens de estabilidade de tensão do sistema aumentariam significativamente. Um baixo fator de participação, por outro lado, indica o gerador cujo aumento na injeção de potência ativa causaria uma rápida depreciação nas reservas de reativos do sistema.

A Tabela III apresenta resultados de estudos de sensibilidades relacionados à análise acima. Neste caso, os testes de sensibilidade da margem são realizados considerando-se pequenas e grandes variações na saída de potência ativa dos dez principais geradores selecionados pela análise modal. Os geradores no topo do ranque modal são aqueles capazes de injetar potência ativa adicional no sistema com menos conseqüências negativas em termos de depreciação das reservas de reativos. Os

resultados na tabela mostram que um aumento de 10 MW nos dez principais geradores podem acarretar um aumento de margem de aproximadamente 12 MW.

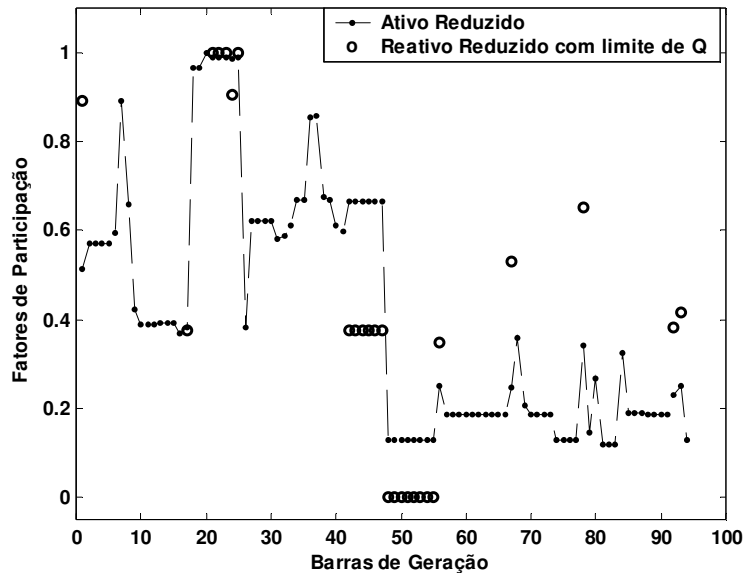


Figura 5.17 – Fatores de participação ativo e reativo (parcial) para os geradores

Tabela III – Correlação entre o fator de participação ativo (FPA_{PV}) e sensibilidades da margem de estabilidade para as barras de geração

Número da Barra	FPA_{PV} $J_{RP\theta}$	ΔP_g +10 MW	ΔP_g +100MW
1055	1,000	+10 MW	+74 MW
1065	0,988	+12 MW	+96 MW
1063	0,988	+12 MW	+96 MW
1062	0,988	+12 MW	+96 MW
1061	0,988	+12 MW	+96 MW
1064	0,984	+12 MW	+88 MW
1052	0,965	+12 MW	+99 MW
1051	0,965	+12 MW	+98 MW
71	0,890	+10 MW	+82 MW
2032	0,855	+14 MW	+110 MW
2031	0,855	+14 MW	+109 MW

Uma análise dos fatores de participação ativo mostra que os geradores com alto fator de participação têm as seguintes características: 1) localizam-se próximos aos centros de carga; 2) injetam quantidades de potência ativa menores no sistema; 3) apresentam maiores tensões terminais;

e 4) localizam-se em áreas com reservas de reativos folgadas ou com melhor perfil de tensão. Um aumento na saída de MW em qualquer desses geradores aumentaria significativamente as margens de estabilidade de tensão, como mostra a tabela III. Por outro lado, geradores no final da lista têm as seguintes características: 1) localizam-se em pontos distantes com relação aos centros de carga; 2) localizam-se em áreas com pobre suporte de reativos; e 3) injetam grandes quantidades de MW no sistema, embora alguns geradores pequenos também possam aparecer no final da lista. Estes geradores precisam de suporte de reativos do sistema para que possam injetar toda a sua saída de potência ativa na rede. Um aumento na injeção de ativos desses geradores causaria, portanto, uma depreciação das reservas de reativos do sistema, resultando em diminuição nas margens de estabilidade. Uma possível aplicação deste índice seria para o desenvolvimento de um esquema de redespacho da geração direcionado para a melhoria das condições de estabilidade de tensão. O esquema pode ser usado em condições extremas de carregamento como um substituto para os esquemas de despacho baseados em objetivos econômicos.

Compensadores síncronos também estão presentes neste índice. Eles normalmente mostram fatores de participação elevados devido às suas características. Quanto maior o fator de participação de um compensador síncrono indica que um acréscimo de carga na sua vizinhança seria menos prejudicial do ponto de vista da estabilidade de tensão do que em uma área onde os compensadores síncronos têm fatores de participação menores. No entanto, este índice não representa uma medida direta da importância dos compensadores em termos de suporte de potência reativa fornecido ao sistema, visto que o índice baseia-se em variações de potência ativa ao invés de variações de potência reativa.

5.5.3.2 Fator de participação reativo para os geradores

Um fator de participação para os geradores a partir de uma perspectiva de potência reativa ainda faz-se necessário. Espera-se que tal índice possa quantificar a importância da saída de potência reativa dos vários geradores em termos do suporte de reativos oferecido ao sistema. Neste item mostra-se que a informação modal extraída da matriz Jacobiana reduzida reativa considerando-se limites de potência reativa nos geradores resolve parcialmente este problema.

Um estudo no sistema BC Hydro incluindo-se os limites de reativos dos geradores é realizado. Próximo ao ponto de singularidade, 26 dos 95 geradores estão no limite de reativos, e portanto, eles têm fatores de participação a partir do autovetor crítico da matriz reduzida reativa. Estes fatores de participação são mostrados na figura 5.17. Os geradores no limite são quase sempre caracterizados pela sua proximidade aos centros de carga. A Tabela IV mostra que um grupo de geradores grandes e distantes (3011~3018) também atingem seus limites de reativos, no entanto mostram um fator de participação baixo. O que é uma indicação de que o reforço das reservas de reativos destes geradores não traz melhorias à margem de estabilidade de tensão. Esta conclusão é confirmada através dos resultados de estudos de sensibilidade mostrados na tabela. Os resultados mostram o aumento na margem quando a reserva de reativos de cada gerador é aumentada em 10MVar.

A partir de uma análise da Figura 5.17 pode-se concluir que os dois fatores de participação dos geradores não são necessariamente correlacionados. Um gerador particular pode representar um local eficiente para o reforço das reservas de reativos, e ao mesmo tempo não ser um bom candidato para gerar potência ativa adicional, como é o caso do primeiro gerador na figura 5.17. Portanto, é

importante que os dois índices sejam usados de forma complementar, de tal maneira que uma visão completa das condições de estabilidade do sistema possa ser capturada.

Tabela IV – Correlação entre o fator de participação reativo (FPR_{PV}) e sensibilidades da margem de estabilidade para geradores no limite de reativos

Número do Gerador	FPR_{PV}	$\Delta Q_{\max}=+10\text{MVAR}$
1061~1064	1,0000	+7,0 MW
7	0,8900	+6,0 MW
5012	0,6522	+4,0 MW
4012	0,5294	+4,0 MW
6051	0,4143	+1,0 MW
6048	0,3811	+0,0 MW
2091~2096	0,3760	+0,0 MW
3024	0,3478	+1,0 MW
3011~3018	0,0000	+0,0 MW

5.6 Conclusões

Este capítulo apresenta métodos para expandir e melhorar a técnica de análise modal estática convencional para a análise da estabilidade de tensão. A partir de uma análise teórica aprofundada, novos conceitos e índices são propostos. As principais conclusões teóricas deste capítulo podem ser resumidas como segue:

1. O uso da matriz Jacobiana completa para a análise modal é desnecessário. As matrizes reduzidas ativa e reativa contêm informação suficiente sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema. Esta afirmação é verdadeira, sem aproximações, no ponto de singularidade da matriz Jacobiana.
2. As matrizes Jacobianas reduzidas ativa e reativa fornecem informação modal diferente e complementar. A matriz reduzida reativa revela os problemas de estabilidade de tensão a partir de um ponto de vista de potência reativa. A matriz reduzida ativa, por outro lado, indica os

locais do sistema onde ações de controle relacionadas à potência ativa podem melhorar as margens de estabilidade de tensão significativamente.

3. A avaliação da estabilidade de tensão via análise modal deve levar em consideração ambas matrizes reduzidas, ativa e reativa, ou a matriz Jacobiana completa. Uma aplicação direta da matriz reduzida ativa é para a determinação de fatores de participação para os geradores.

Investiga-se também neste capítulo, a validade e importância da técnica de análise modal expandida proposta. Para isto realiza-se estudos detalhados em um sistema real, bem como testes de verificação utilizando-se técnicas não-lineares para o cálculo de margens (curvas PV). Uma técnica de análise modal capaz de considerar aspectos tanto de potência reativa, quanto de potência ativa mostra-se de grande utilidade para a avaliação completa das condições de estabilidade de tensão de um sistema. Os fatores de participação propostos para geradores e cargas podem ser de grande ajuda para o projeto e avaliação dos vários meios de reforço do sistema contra instabilidade de tensão, bem como para a definição de medidas de operação para a restauração eficiente das margens de estabilidade mínimas em condições de contingências. As principais conclusões derivadas a partir da aplicação do método em um sistema real podem ser resumidas como segue:

1. Os fatores de participação ativo e reativo fornecem informações complementares sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência. Os dois fatores não são necessariamente iguais. O fator de participação ativo revela locais onde ações de controle relacionadas à potência ativa seriam mais eficientes em termos de reforço fornecido ao sistema, enquanto que o fator de participação reativo indica os melhores locais para a compensação de reativos.
2. O fator de participação ativo dos geradores pode ser útil para o projeto de esquemas de redespacho ativo que possam ajudar a melhorar as margens de estabilidade de tensão do sistema,

um estudo sobre esta possibilidade é apresentado no capítulo 6. O fator de participação reativo para os geradores pode mostrar a importância relativa das reservas de potência reativa dos geradores. No entanto, este índice somente representa uma solução parcial para o problema, já que inclui somente geradores que tenham atingido seus respectivos limites de potência reativa no ponto de máximo carregamento do sistema.

3. Os resultados dos estudos confirmam a conclusão de que as matrizes reduzidas ativa e reativa são suficientes para a análise modal da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Não é necessário que a matriz Jacobiana completa seja utilizada no seu ponto de singularidade, o mais importante para a realização de análise modal. Métodos de continuação são recomendados para a solução do problema de fluxo de carga próximo ao ponto de singularidade.

Capítulo 6

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS GERADORES NA CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 Introdução

Este capítulo apresenta uma aplicação dos resultados obtidos no capítulo 5. Demonstra-se que o fator de participação dos geradores pode ser utilizado para a identificação dos geradores que produzem o maior impacto nas margens de estabilidade de tensão do sistema. Mostra-se também que os fatores de participação indicam a direção ótima para a formulação de esquemas de redespacho ativo e reativo dos geradores visando a melhoria das margens de estabilidade de tensão. O capítulo apresenta um estudo detalhado da aplicação dos fatores de participação para a abordagem deste problema, assim como, identifica e discute outros problemas onde os fatores de participação podem ser aplicados e testados em trabalhos futuros.

Com a desverticalização dos sistemas de energia elétrica, todos os geradores poderão, a princípio, injetar potência ativa na rede de transmissão em um processo não discriminatório [3]. Devido à diferenças em localização, capacidade de geração, e outros fatores, no entanto, alguns geradores precisam de mais suporte de potência reativa do que outros para que possam transmitir suas gerações de potência ativa através do sistema. Cada gerador, portanto, consome uma quantidade diferente da capacidade de suporte de reativos do sistema. Neste sentido, torna-se muito importante o desenvolvimento de um índice quantitativo, capaz de medir as necessidades de

serviços de reativos dos vários geradores. Aplicações potenciais para tal índice incluem a) Um esquema de compensação financeira justo para os geradores que são, efetivamente, fornecedores de serviços de suporte de reativos e b) um sinal de mercado adequado para a definição de um redespacho de geração ativa, visando o aumento das margens de segurança do sistema. Neste capítulo, mostra-se que o fator de participação modal para os geradores, proposto no capítulo 5, é adequado para a solução deste problema.

Recentemente, a introdução de competição na geração de energia elétrica vem tornando-se uma realidade, devido à reestruturação do mercado de eletricidade [2,68]. Uma das estruturas de mercado emergentes é o esquema de transações de potência em formato de *pool*¹, onde os vários produtores de eletricidade injetam a sua geração de potência ativa na rede de transmissão através de um processo de espera (*bidding process*: todos os potenciais vendedores e compradores de energia fazem suas ofertas a um operador independente do sistema, o qual libera uma lista de autorizações) [69]. Cabe ao operador do sistema a contratação de uma série de serviços de suporte para facilitar a transmissão da potência ativa injetada na rede pelos geradores.

É um fato estabelecido em engenharia de potência de que a transmissão de potência ativa necessita de suporte de potência reativa [1]. Suporte de reativos vem, portanto, tornando-se um tipo de serviço fundamental para a operação do sistema de energia em ambiente competitivo [70]. Logicamente, há um custo envolvido na contratação dos serviços de suporte realizadas pelo operador do sistema, custo este que deve ser de alguma forma repassado para os vendedores e compradores de energia envolvidos no processo [71-73]. A partir de uma perspectiva de segurança do sistema, o serviço de suporte de reativos mais importante é o fornecido pelas fontes dinâmicas ou

¹ *pool*: Uma combinação de negócios proximamente interrelacionados para viabilizar o lucro comum, ou um acordo entre empresas competidoras para o estabelecimento de certos controles em prol do lucro de todas.

variáveis de potência reativa, tais como compensadores síncronos e geradores. Uma vez que os geradores também requerem suporte de potência reativa para injetar sua produção de potência ativa na rede de transmissão, torna-se inteiramente possível que alguns geradores, na verdade, consumam mais potência reativa do que produzem. Isto mostra, portanto, a importância de um índice quantitativo que possa medir as necessidades de suporte de reativos dos vários geradores. Baseado neste índice, compensação (ou penalidade) financeira pode ser atribuída a cada gerador, pelo operador do sistema.

Neste capítulo, utiliza-se o fator de participação modal dos geradores para abordar este problema. Expandindo-se a técnica de análise modal para incluir a parte de potência ativa da matriz Jacobiana do fluxo de carga, estabelece-se um método sistemático para quantificar as necessidades de suporte de reativos dos diferentes geradores. Baseando-se neste índice pode-se efetuar um redespacho dos geradores, com o propósito de aumentar a capacidade de transferência de potência do sistema. O índice modal pode também ser usado para medir a eficiência da saída de reativos de cada gerador em termos de suporte efetivo fornecido ao sistema. Neste capítulo, um sistema de 5 barras é usado para a demonstração de conceitos e aplicações decorrentes dos fatores de participação dos geradores. Estudos adicionais são realizados usando-se um sistema real. Análises de sensibilidade da margem de estabilidade são conduzidas para a confirmação da validade do índice proposto.

6.2 Impacto dos Geradores na Segurança do Sistema

O principal propósito de serviços de suporte de potência reativa é aumentar a capacidade de transferência de potência ativa do sistema. Margens obtidas a partir do cálculo de curvas PV representam o índice mais aceito para caracterizar a capacidade de transferência de potência de um

sistema. O impacto de um determinado gerador na capacidade do sistema pode, portanto, ser avaliado usando-se métodos de curvas PV. Neste item curvas PV são usadas para o cálculo de margens de um sistema simples de 5 barras para vários cenários de operação. Os resultados de margens são então relacionados com os fatores de participação dos geradores para a ilustração do significado físico do índice.

O sistema de 5 barras utilizado é mostrado na figura 6.1. O sistema consiste de três geradores suprindo um centro de carga, o qual pode ser visto como um modelo *pool*. As tensões de referência e as saídas de potência ativa dos três geradores são iguais. No entanto, eles têm diferentes distâncias a partir do centro de carga. Utiliza-se uma barra de referência distante, somente para fornecer referência de ângulo. Desta forma, a barra de referência tem contribuição desprezível para o sistema. O problema a ser resolvido é determinar o impacto relativo dos três geradores nas margens de estabilidade do sistema.

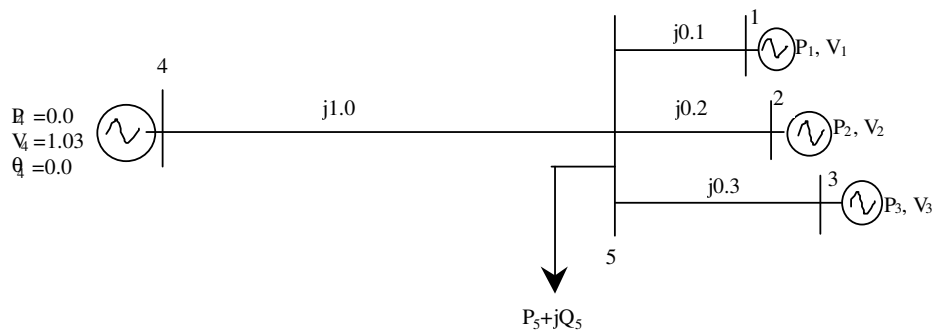


Figura 6.1 – Sistema teste de 5 barras

O fator de participação dos geradores associa-se com variações das suas injeções de potência ativa. Espera-se, portanto, que geradores com alto fator de participação utilizem menos da capacidade de suporte de reativos do sistema quando injetando potência ativa na rede de transmissão. Conseqüentemente, se parte da geração de potência ativa do sistema pudesse ser transferida para estes geradores, as margens de estabilidade aumentariam. Fatores de participação

baixos, por outro lado, indicam que injeção de potência ativa adicional nos geradores correspondentes causaria uma grande depreciação nas reservas de reativos do sistema. Estes geradores devem, portanto, produzir mais potência reativa para compensar seus impactos negativos na segurança do sistema.

De acordo com o exposto acima, conduz-se a análise modal da matriz J_{RP0} . Os fatores de participação ativo para os três geradores são mostrados na figura 6.2. A figura 6.3 ilustra passos de redespacho na saída de potência ativa dos geradores e a respectiva margem de estabilidade do sistema para cada passo (linha pontilhada). Cada “passo de despacho ativo” nas figuras indica um perfil particular de despacho dos geradores. O passo 1 corresponde ao cenário do caso base, onde $P1=P2=P3=133\text{MW}$. Como pode-se notar, existe uma grande diferença entre os fatores de participação de G1 e G3. Isto implica que o perfil de geração atual do sistema pode ser alterado visando o aumento das margens de estabilidade. Para verificar esta afirmação, a saída de potência ativa de G3 é transferida para G1 em passos de 10 MW. A carga do sistema permanece inalterada para todos os passos ($400 + j160\text{MVA}$). Os passos de 2 a 10 das figuras 6.2 e 6.3 ilustram as conseqüências do processo de redespacho de potência ativa nos fatores de participação dos geradores e na margem de estabilidade do sistema. Por exemplo, devido ao passo 2, correspondente à $P1=143$, $P2=133$ e $P3=123$ MW, O fator de participação de G1 diminui e o de G3 aumenta. A margem de estabilidade do sistema aumenta de 180 para 195,7 MW devido a este passo de redespacho ativo.

No passo 6, o fator de participação de G3 torna-se maior do que o de G2. Isto significa que a saída de potência ativa de G2 deve ser reduzida e transferida para G1. Repete-se este processo, sempre transferindo-se a geração de potência ativa do gerador com o menor fator de participação

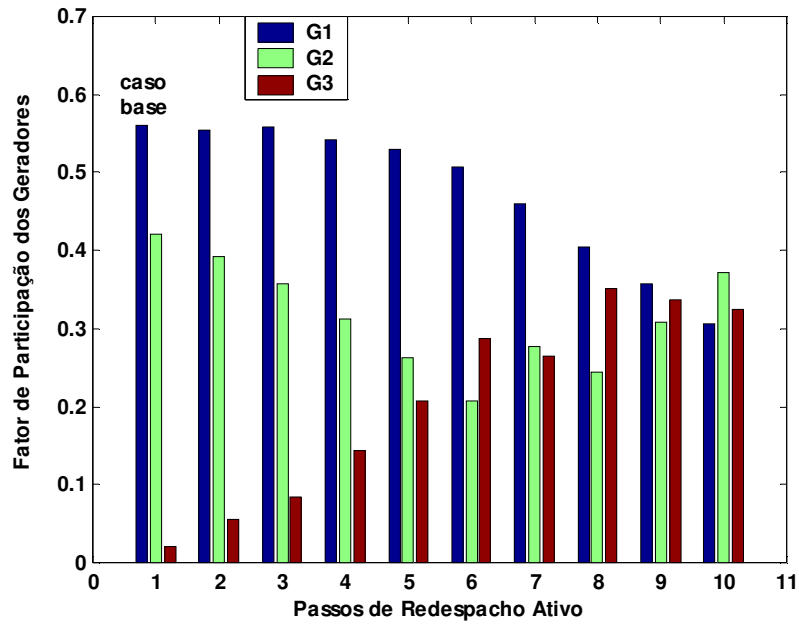


Figura 6.2 – Efeito do redespacho ativo nos fatores de participação dos geradores

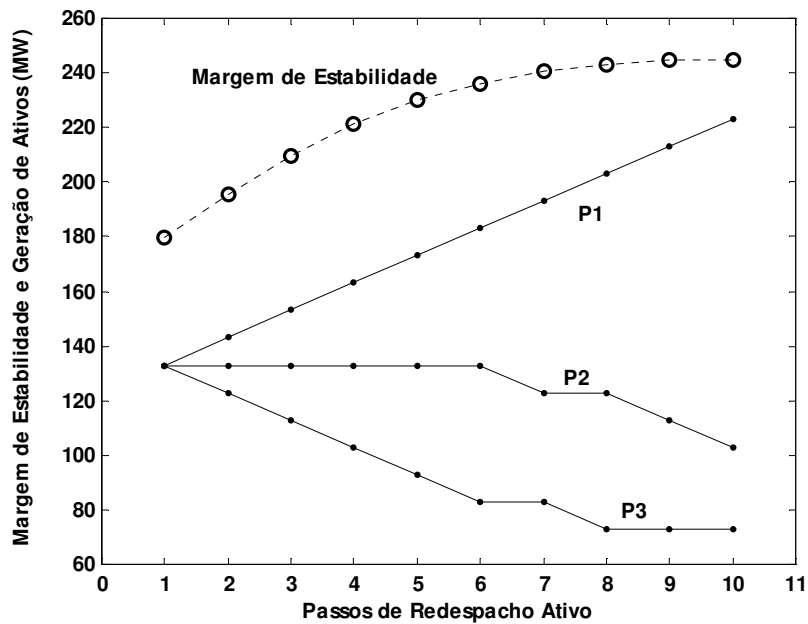


Figura 6.3 – Efeito do redespacho ativo nas margens de estabilidade do sistema

para o de maior fator de participação, até o passo 10, quando os fatores de participação para os três geradores são aproximadamente iguais. Os resultados mostram que as margens de estabilidade de

tensão do sistema aumentam significativamente durante o processo. O perfil de geração final (P1=213, P2=113, P3=73 MW) aumenta a margem de estabilidade do sistema em 16,37%, comparado com o perfil de geração do caso base.

Os resultados mostrados na figura 6.2 também podem ser interpretados como segue: G3, com o menor fator de participação no caso base, necessita de mais suporte de reativos do que G1 para injetar a mesma quantidade de potência ativa na rede de transmissão. Portanto, este gerador deve produzir mais potência reativa para compensar seu impacto negativo na capacidade de transferência de potência do sistema. Para verificar esta conclusão, conduz-se um estudo envolvendo ajustes na tensão de referência dos geradores. Desde que um aumento na tensão de referência leva a aumento na geração de potência reativa do gerador, a tensão de referência de G3 é aumentada em passos de 1% até que a margem de estabilidade do sistema seja recuperada a um nível adequado. As figuras 6.4 e 6.5 mostram os resultados dos fatores de participação, margem de estabilidade e saída de reativos dos geradores. Cada passo nas figuras representa um perfil de geração de potência reativa diferente para os geradores. Os resultados obtidos suportam completamente as conclusões anteriores. Baseando-se nas figuras, se uma margem mínima requerida é especificada em 240MW, G1 pode operar com um fator de potência de 0,82 enquanto que G3 deve operar com um fator de potência de 0,69. Ou seja, G3 é autorizado a injetar na rede a sua capacidade total de geração de potência ativa, desde que tenha condições de gerar potência reativa suficiente para manter os mesmos níveis de segurança, comparado com o caso em que a sua geração de ativos é transferida para G1. Mostra-se, portanto, que os fatores de participação modal também podem ser utilizados para a definição de um tipo de redespacho reativo, visando a manutenção ou melhoria das margens de estabilidade através da obtenção de um nível de geração mínima de potência reativa para uma determinada geração de ativos de cada gerador.

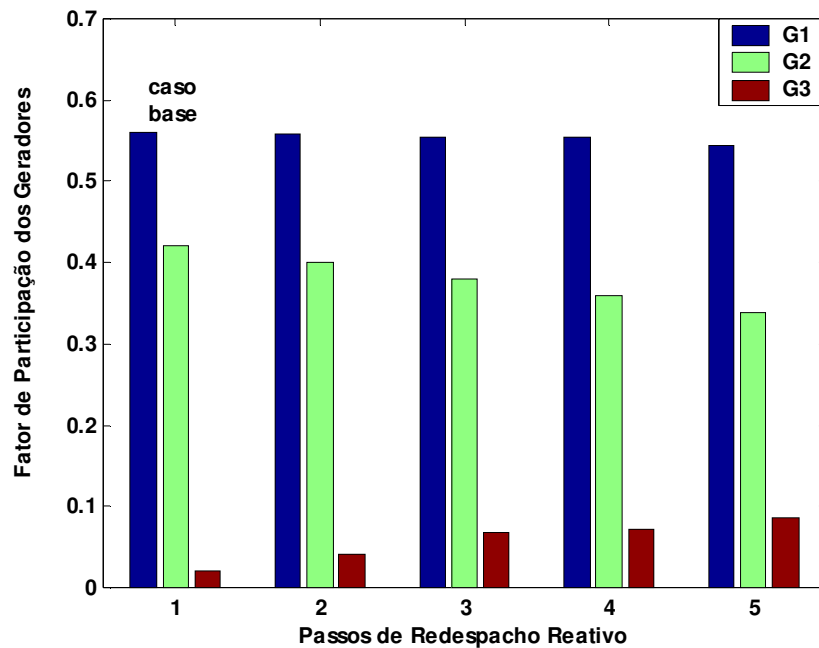


Figura 6.4 – Efeitos do redespacho reativo nos fatores de participação dos geradores

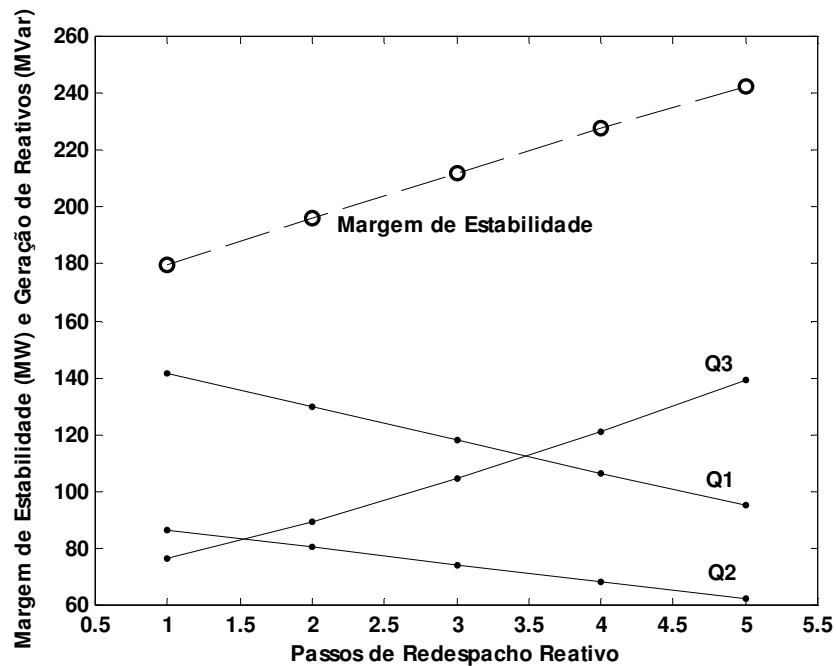


Figura 6.5 – Efeitos do redespacho reativo na margem de estabilidade do sistema

Estudos adicionais são conduzidos explorando-se configurações diferentes do sistema teste, para proporcionar uma validação extra das conclusões acima. Neste caso, todos os geradores têm a

mesma distância a partir do centro de carga e as mesmas tensões de referência. A única diferença refere-se à potência ativa de saída ($P_1=10$, $P_2=100$ e $P_3=190$ MW). Os resultados da análise modal, mostrados na figura 6.6, revelam que G1 tem o maior fator de participação. Indicação de que o aumento na geração ativa de G1 representa uma boa ação de controle em termos de melhoria nos níveis de segurança do sistema. Aplica-se a mesma estratégia de redespacho de geração ativa para este problema. Os resultados demonstram que a solução ótima é obtida quando os três geradores injetam a mesma quantidade de potência ativa na rede, o que também pode ser concluído intuitivamente, neste caso. Nota-se também que, no ponto de solução ótima, todos os geradores têm o mesmo fator de participação. Neste caso, a margem do sistema aumenta em 31%. A figura 6.7 ilustra um caso onde a distância de G3 ao centro de carga é gradualmente diminuída. Nota-se claramente que o fator de participação de G3 torna-se maior para cada passo, e que a margem de estabilidade do sistema aumenta.

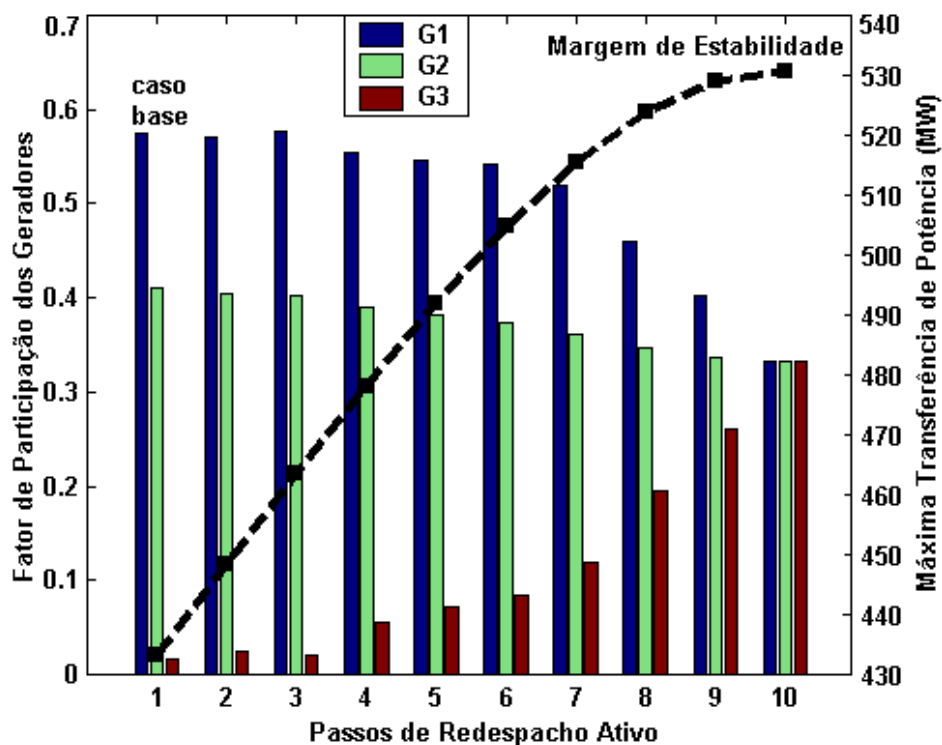


Figura 6.6 – Efeito do redespacho ativo nos fatores de participação

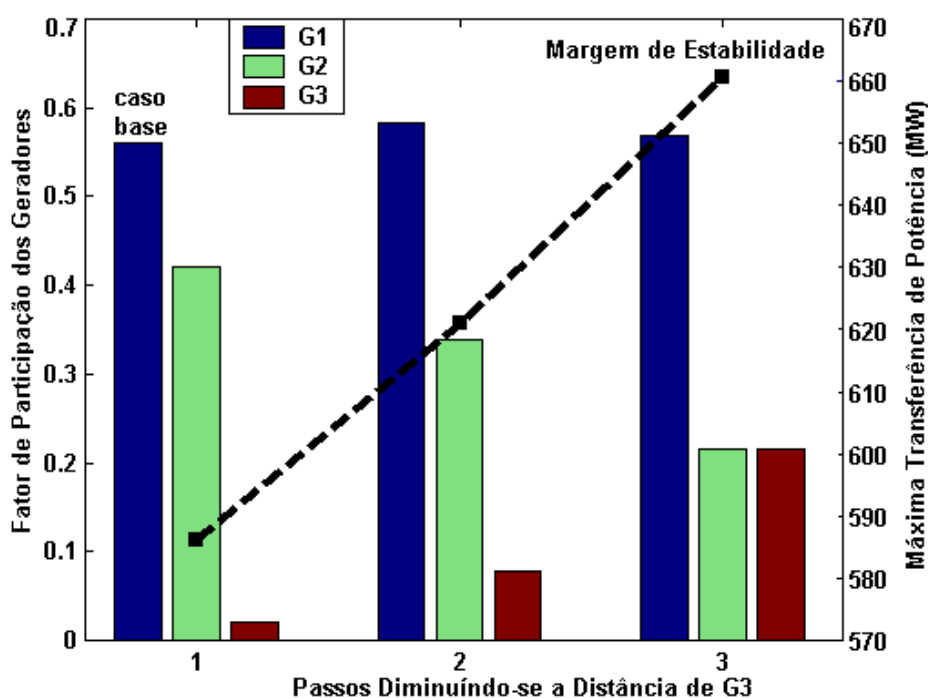


Figura 6.7 – Efeito da distância ao centro de carga nos fatores de participação dos geradores

6.3 Estudos em um sistema real de grande porte

Nesta seção avalia-se o comportamento dos fatores de participação dos geradores para um sistema real. O mesmo sistema teste do capítulo 4 é utilizado, correspondendo a um caso do sistema *BC Hydro* com 875 barras e 95 geradores. As características dos fatores de participação dos geradores são mostradas na figura 6.6. A figura ilustra o índice proposto para todos os geradores e compensadores síncronos. Um exame detalhado desta figura revela que geradores com alto fator de participação normalmente têm as seguinte características: 1) localizam-se próximos aos centros de carga; 2) injetam menos potência ativa na rede; 3) têm os maiores tensões de referência; e 4) localizam-se em áreas com reservas de reativos maiores. Exemplos são BUT, LB1, RUS, ALU, SFL. O aumento na injeção de ativos desses geradores resulta em significativo acréscimo nas margens de estabilidade do sistema. Através de cálculos de margens, para este caso, mostra-se que

um aumento de 10 MW em geradores entre os 10 maiores fatores de participação leva a um acréscimo de margem em torno de 12 MW. Por outro lado, geradores com baixo fator de participação têm as seguintes características: 1) distantes a partir dos centros de cargas; 2) em áreas deficientes em termos de suporte de reativos; e 3) injetam grandes quantidades de potência ativa na rede de transmissão. Exemplos são KMO, GMS, MCA, REV. O aumento na injeção de potência ativa em 10 MW nesses geradores não resulta em aumentos de margem. Na verdade, a margem de estabilidade de tensão do sistema diminui em torno de 5 MW.

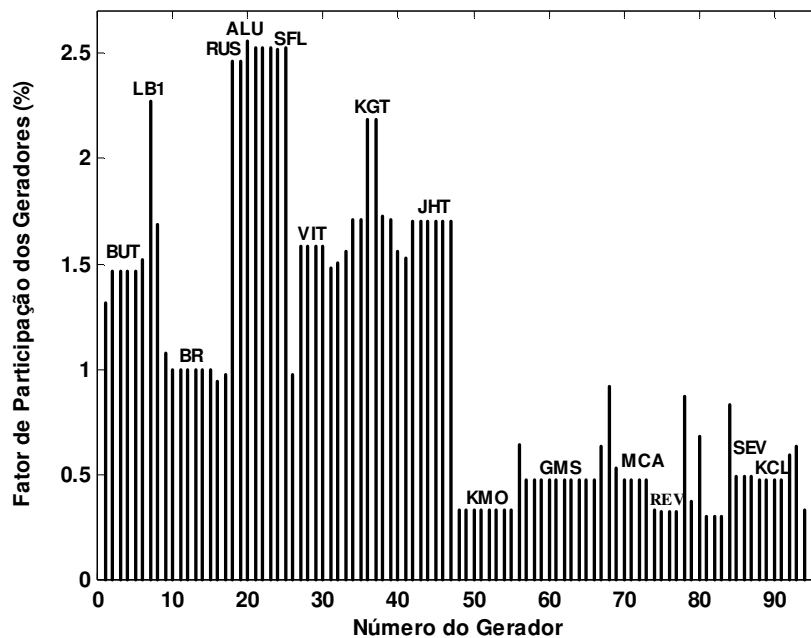


Figura 6.6 – Fator de participação dos geradores

Todos os estudos realizados demonstram que o fator de participação ativo para os geradores contém informações valiosas sobre o impacto dos geradores nas margens de segurança do sistema. Mostra-se que este índice tem potencial para ser usado em várias aplicações de suporte para o gerenciamento de potência ativa e reativa de sistemas de energia em ambiente competitivo. O fator de participação dos geradores é um índice completo, que leva em consideração vários parâmetros do

sistema. Exemplos de parâmetros considerados no índice são: localização dos geradores, saída de potência ativa e tensão de referência dos geradores. A existência de grandes diferenças entre os fatores de participação implica que o perfil de geração atual não conduz aos melhores níveis de segurança do sistema. Em outras palavras, geradores com pequenos fatores de participação devem ser desencorajados de gerar mais potência ativa. Eles devem, na verdade, ser encorajados a gerar menos potência ativa em situações de emergência, ou a gerar mais potência reativa para que o nível de geração de ativos seja mantido.

Uma das aplicações potenciais do fator de participação dos geradores é usá-lo como um fator de penalidade para a determinação de preços para transações de potência ativa, de forma que o impacto dos geradores na segurança do sistema seja refletida nos preços da energia, fazendo com que o próprio mercado induza a um redespacho ativo orientado para a melhoria das margens de segurança do sistema. Estabelecendo-se um mecanismo de preço que diminua o preço da energia em pontos com baixos fatores de participação, e que aumente o preço em pontos onde os geradores mostram altos fatores de participação, o administrador do sistema pode induzir a um perfil de geração que melhore os níveis de segurança, ou que reduza o congestionamento em pontos críticos da rede de transmissão. Logicamente, a segurança representa somente um dos fatores a serem refletidos nos preços marginais, os quais são extremamente complexos de serem definidos e devem, da mesma forma, levar em consideração a minimização dos custos de produção, decisões de cunho político, etc. [3]. Uma outra aplicação potencial do índice modal relaciona-se à determinação dos níveis de compensação financeira para a saída de potência reativa dos geradores. Como discutido previamente, geradores com fator de participação baixo devem ser desencorajados de gerar mais potência ativa. Uma solução alternativa é que eles operem com um fator de potência menor se desejam manter um determinado nível de geração de potência ativa.

6.4 Conclusões

Tradicionalmente, considera-se que os geradores são fornecedores de serviços de suporte de potência reativa para o sistema. Como os geradores também produzem potência ativa e requerem suporte de reativos para transmitir a potência ativa produzida, a contribuição efetiva de suporte de reativos oferecida à rede de transmissão pelos geradores pode ser inclusive negativa. Este capítulo propõe e analisa um índice para medir o impacto da geração de potência ativa dos geradores na capacidade de transferência de potência do sistema. Estudos realizados mostram que a técnica proposta fornece muitas informações importantes não disponíveis no método de análise modal convencional. O índice proposto mostra-se uma ferramenta útil para a definição de compensação financeira para ambos, potência ativa e reativa fornecidas pelos geradores. As principais contribuições deste estudo são:

- 1) Revela-se o problema da compensação financeira de serviços de suporte de potência reativa para os geradores. Embora injetem potência reativa na rede, alguns geradores, na verdade consomem mais potência reativa do que produzem. Visto que estes geradores depreciam as reservas de reativos do sistema para que possam transmitir sua saída de potência ativa pela rede. Estes geradores não devem receber compensação financeira pelas suas produções de potência reativa.
- 2) Desenvolve-se um método sistemático para a determinação do impacto dos geradores na capacidade de transferência de potência ativa do sistema. Novos conceitos relacionados aos fatores de participação dos geradores são introduzidos, e suas aplicações são demonstradas. O índice proposto pode ser usado em duas formas distintas para melhorar os níveis de segurança de um sistema em ambiente competitivo. Uma delas é o redespacho da geração de ativos e a outra é o aumento da produção de reativos de geradores com fatores de participação baixos.

Capítulo 7

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 Introdução

A proposta para esta tese de doutoramento inclui o estudo de duas questões importantes para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. A primeira trata do cálculo de margens de estabilidade: **a) quais equipamentos e características do sistema de potência devem ser modelados para que se tenha cálculos de margens suficientemente precisos?** Esta questão relaciona-se com as necessidades mínimas de modelagem para estudos de estabilidade de tensão, e foi tratada nos capítulos 3 e 4 desta tese. A segunda questão trata da identificação dos mecanismos e causas do problema de instabilidade de tensão, bem como da escolha de medidas de reforço que possam evitar a ocorrência do problema: **b) como identificar tipo, localização e tamanho para a aplicação de medidas de reforço eficientes contra a instabilidade de tensão?** Esta parte trata do aperfeiçoamento ou desenvolvimento de métodos que, usados de forma complementar ao cálculo de margens, possam dar um retrato mais completo das características de um sistema de potência, relacionadas à estabilidade de tensão. Os capítulos 5 e 6 desta tese apresentam resultados inovadores neste assunto, e representam as principais contribuições desta tese de doutoramento.

Ainda que proximamente interrelacionados, estes assuntos são tratados de forma independente nos capítulos da tese, onde os desenvolvimentos dos métodos e/ou problemas são apresentados juntamente com os resultados e conclusões pertinentes. Portanto, este capítulo de fechamento apresenta as conclusões decorrentes de cada capítulo da tese em itens separados, mas

tentando mostrar as contribuições e as possibilidades para trabalhos futuros decorrentes deste trabalho de doutoramento como um todo.

7.2 O Método de Fluxo de Carga Expandido

O capítulo 3 desta tese apresenta uma abordagem sistemática para modelar os componentes dinâmicos do sistema de potência para análise da estabilidade de tensão em regime permanente. Os modelos propostos eliminam muitas arbitrariedades existentes nos métodos de obtenção de curvas PV baseados no modelo de fluxo de carga convencional. Exemplos de contribuições deste estudo são a atualização automática da saída de potência ativa dos geradores para atender os acréscimos de carga e a representação precisa dos limites de potência ativa e reativa dos geradores. Além disso, um método de continuação é desenvolvido para o cálculo da trajetória da curva PV do sistema com a inclusão dos modelos de vários dispositivos. Os resultados de simulação mostram que a utilização do método de fluxo de carga convencional para o cálculo de curvas PV, pode levar à obtenção de limites de estabilidade de tensão otimistas. As principais fontes de discrepância entre os dois métodos são identificadas, discutidas e demonstradas analiticamente.

Algumas idéias a serem implementadas na seqüência deste trabalho podem ser resumidas como segue:

5. Inclusão e estudo do efeito da saturação da máquina síncrona na obtenção da curva PV, e portanto, no cálculo da margem de estabilidade;
6. Estudos de outras possibilidades para o redespacho dos geradores, tais como a representação do controle secundário e terciário de carga-freqüência. O redespacho pode ser feito, por exemplo, considerando-se objetivos econômicos, de segurança, etc. Estas idéias incluem-se em uma área

de crescente interesse para análise de estabilidade de tensão, denominada “*Governor Power Flow*”, e relacionada à maneira pela qual é feita a distribuição dos acréscimos de carga entre os geradores à medida que o carregamento do sistema é aumentado no processo de construção das curvas PV.

7. Inclusão de dispositivos FACT’S, tais como compensadores *shunt*, série, ou de fase, bem como a modelagem de capacitores chaveados, OLTC’s, e modelos de motores de indução. Pode-se incluir no modelo todos os equipamentos que possam alterar a obtenção da curva PV, ou seja, todas as características de regime permanente destes equipamentos.
8. Aplicação do método expandido a problemas de estabilidade de ângulo que dependam do cálculo preciso do ponto de equilíbrio do sistema, por exemplo, para projetos de PSS. Acredita-se que o erro no cálculo do ponto de equilíbrio, devido ao uso do modelo de fluxo de carga convencional, acarrete em erros no projeto do PSS. Pode-se estudar em trabalhos futuros a extensão deste erro.

A representação completa de todas as características de regime permanente dos equipamentos pertinentes à análise da estabilidade de tensão, resultaria em um simulador de regime permanente completo, capaz não somente de avaliar as margens de estabilidade com maior precisão, mas também, de calcular pontos de equilíbrio que representem mais fielmente as condições reais do sistema. Muitas aplicações podem decorrer de tal ferramenta, principalmente em ambiente competitivo, onde o operador precisa conhecer com exatidão as condições de operação e as margens do sistema para que possa autorizar novas transações de energia. Um exemplo de aplicação desta ferramenta é para o cálculo de ATC (*Available Transfer Capability*), que representa uma nova e crescente área de pesquisa em sistemas de energia elétrica.

7.7 Sobre a Representação dos Limites de Potência Reativa dos Geradores

Um modelo completo, tal como o apresentado no capítulo 3, é importante para casos específicos onde a **simulação** do comportamento do sistema em regime permanente se faz necessária. Para a maior parte dos casos, onde deseja-se apenas **testar** algumas características do sistema sob diversos cenários, tais como em análise de contingências e análise modal, o modelo de fluxo de potência convencional é adequado. Por este motivo, no capítulo 4 apresenta-se um estudo, ainda sobre a modelagem dos limites de reativos dos geradores, utilizando o modelo de fluxo de potência convencional.

Investiga-se no capítulo 4 desta tese, o problema da modelagem dos limites de potência reativa dos geradores para cálculo de fluxo de potência e para análise da estabilidade de tensão. Dois modelos são confrontados: o tradicional, que considera que um gerador no limite de reativos mantém a injeção de potência reativa constante (modelo PQ), e o modelo proposto, que considera que o gerador no limite mantém a tensão de campo constante em regime permanente (modelo PE). A partir de uma perspectiva teórica, o modelo de tensão de campo constante (modelo PE) aparenta ser o mais adequado para ambas aplicações. Além disso, este modelo é mais fácil de ser implementado do que o modelo convencional (modelo PQ), uma vez que o modelo PE não acarreta mudanças na estrutura da matriz Jacobiana do fluxo de potência.

Uma vez que o modelo PQ convencional vem sendo usado por muitos anos, o trabalho desenvolvido neste capítulo da tese enfoca a determinação das vantagens e desvantagens do modelo PQ em comparação com o modelo PE. Os resultados obtidos, embora preliminares e baseados em sistemas testes simplificados, indicam que o modelo PQ mesmo sendo um modelo aproximado, é adequado para cálculos de margens de estabilidade de tensão e para estudos regulares de fluxo de

potência. O modelo PQ tem uma vantagem significativa sobre o modelo PE em termos de características de convergência. Recomenda-se o modelo PE para aplicação da técnica de análise modal, uma vez que o modelo melhora a identificação das áreas críticas relacionadas à estabilidade de tensão. Este estudo identifica, também, algumas deficiências na técnica de análise modal convencional e redireciona os trabalhos da tese para esta área.

7.8 Sobre o Método de Análise Modal Expandido

O método de análise modal estática como apresentado em [14] tem claras deficiências teóricas. Por exemplo, a matriz Jacobiana reduzida é utilizada, mas mal definida, e não tem a sua relação com a matriz Jacobiana completa determinada. Não sabe-se, por exemplo, se a matriz Jacobiana reduzida tem aproximações inerentes à sua definição, ou se representa a mesma informação modal contida na matriz Jacobiana completa. Além disso, o método de análise modal necessita ser expandido para propiciar a análise da estabilidade de tensão a partir de uma perspectiva de variações de potência ativa. O trabalho desenvolvido neste assunto para a tese de doutoramento e apresentado no capítulo 5, chega a resultados inovadores. Define-se por exemplo um índice modal (fator de participação) para os geradores, completo a partir de uma perspectiva de potência ativa, e parcial (somente para geradores no limite de reativos) a partir de uma perspectiva de variações de potência reativa. A partir dos resultados obtidos, define-se uma técnica de análise modal capaz de identificar as áreas críticas do sistema, em relação à instabilidade de tensão, sob aspectos de ambas as variações, de potência reativa e potência ativa. Os resultados dos estudos na área de análise modal estática representam contribuições importantes deste trabalho de doutoramento, abrindo caminho para outros trabalhos de mestrado e doutoramento, assim como, fornecendo uma nova possibilidade para uma análise mais abrangente do problema de instabilidade de tensão, e para a identificação de medidas de reforço ou de emergência para evitá-lo ou para minimizar os seus efeitos.

Este trabalho apresenta métodos para expandir e melhorar a técnica de análise modal estática convencional para a análise da estabilidade de tensão. A partir de uma análise teórica aprofundada, novos conceitos e índices são propostos. As principais conclusões teóricas deste trabalho podem ser resumidas como segue:

4. O uso da matriz Jacobiana completa para a análise modal é desnecessário. As matrizes reduzidas ativa e reativa contêm informação suficiente sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema. Esta afirmação é verdadeira, sem aproximações, no ponto de singularidade da matriz Jacobiana.
5. As matrizes Jacobianas reduzidas ativa e reativa fornecem informação modal diferente e complementar. A matriz reduzida reativa revela os problemas de estabilidade de tensão a partir de um ponto de vista de variações de potência reativa. A matriz reduzida ativa, por outro lado, indica os locais do sistema onde ações de controle relacionadas à variações de potência ativa podem melhorar as margens de estabilidade de tensão significativamente.
6. A avaliação da estabilidade de tensão via análise modal deve levar em consideração ambas as matrizes reduzidas, ativa e reativa. Uma aplicação direta da matriz reduzida ativa reside na determinação de fatores de participação para os geradores.

Investiga-se também no capítulo 5, a validade e a importância da técnica de análise modal expandida proposta. Para isto realiza-se estudos detalhados em um sistema real, bem como testes de verificação utilizando-se técnicas não-lineares para o cálculo de margens (curvas PV). Uma técnica de análise modal capaz de considerar aspectos tanto de potência reativa, quanto de potência ativa mostra-se de grande utilidade para a avaliação completa das condições de estabilidade de tensão de um sistema. Os fatores de participação propostos para geradores e cargas podem ser de grande ajuda para o projeto e avaliação dos vários meios de reforço do sistema contra instabilidade de tensão,

bem como para a definição de medidas de operação para a restauração eficiente das margens de estabilidade mínimas em condições de contingências. As principais conclusões derivadas a partir da aplicação do método em um sistema real podem ser resumidas como segue:

4. Os fatores de participação ativo e reativo fornecem informações complementares sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência. Os dois fatores não são necessariamente iguais. O fator de participação ativo revela locais onde ações de controle relacionadas à potência ativa seriam mais eficientes em termos de reforço fornecido ao sistema, enquanto que o fator de participação reativo indica os melhores locais para a compensação de reativos.
5. O fator de participação ativo dos geradores pode ser útil para o projeto de esquemas de redespacho ativo que possam ajudar a melhorar as margens de estabilidade de tensão do sistema. Um estudo sobre esta possibilidade é apresentado no capítulo 6. Os fatores de participação reativo dos geradores podem mostrar a importância relativa das reservas de potência reativa dos mesmos. No entanto, este índice somente representa uma solução parcial para o problema, visto que inclui somente geradores que tenham atingido seus respectivos limites de potência reativa no ponto de máximo carregamento do sistema.
6. Os resultados dos estudos realizados confirmam a conclusão de que as matrizes reduzidas ativa e reativa são suficientes para a análise modal da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Não é necessário que a matriz Jacobiana completa seja utilizada no seu ponto de singularidade, o mais importante para a realização de análise modal. Métodos de continuação são recomendados para a solução do problema de fluxo de carga próximo ao ponto de singularidade.

Na seqüência deste trabalho surgem muitas idéias para projetos futuros, uma das quais é estudada no capítulo 6 da tese, e outras são discutidas como segue:

1. Baseando-se no fator de participação modal dos geradores pode-se efetuar um redespacho ativo dos geradores, com o propósito de aumentar a capacidade de transferência de potência do sistema. Mostra-se no capítulo 5 que os geradores com baixos fatores de participação são os que mais afetam, negativamente, as margens de estabilidade do sistema. Portanto, este índice pode ser usado para definir fatores de penalidade para as saídas de potência ativa desses geradores. Conseqüentemente, a re-execução do fluxo de carga ótimo, penalizando-se estes geradores, conduz a um redespacho ativo com maiores margens de estabilidade de tensão. A execução seqüencial deste procedimento pode levar a um despacho ativo final, para cada cenário, que obedeça requerimentos mínimos de margens de estabilidade, e que ao mesmo tempo, esteja próximo da solução ótima do ponto de vista econômico. Posteriormente, as soluções para os diversos cenários (e.g. base horária para a programação diária) podem ser coordenadas para que atendam também as metas produzidas pelo planejamento da operação energética. Pode-se por exemplo, priorizar-se a segurança, abrindo-se mão da solução economicamente ótima, em situações críticas de carregamento (carga pesada), onde as margens de estabilidade podem ser insuficientes, e enfatizar-se a otimização econômica em situações de carga leve, onde normalmente existem maiores margens de estabilidade, e a segurança não é a preocupação principal do operador.
2. Os fatores de participação dos geradores também podem ser aplicados para a obtenção de um perfil de tensão para geradores e compensadores síncronos, que ajude na melhoria das margens de estabilidade de tensão. Assumindo-se que se um determinado gerador necessita de mais suporte de reativos para comercializar uma quantidade de potência ativa desejada, então, ele próprio deve fornecer a maior parte da potência reativa necessária, ou seja, que ele próprio viabilize a transmissão de sua injeção de ativos através da rede. Obtém-se suporte técnico para esta idéia a partir da demonstração de que *os fatores de participação dos geradores são capazes*

de identificar as unidades que mais afetam as margens de estabilidade do sistema. Pode-se então, baseando-se nos fatores de participação, viabilizar um redespacho reativo dos geradores e compensadores síncronos visando a melhoria da segurança de um dado ponto de operação. Pode-se para isto, utilizar o mesmo procedimento descrito para o redespacho ativo dos geradores, mas neste caso, penaliza-se no fluxo de carga ótimo as tensões terminais dos geradores e compensadores síncronos, levando ao que denomina-se aqui como redespacho reativo dos geradores.

3. Em casos extremos de carregamento, onde outras possibilidades para recuperação das margens de estabilidade do sistema já foram exauridas, pode-se efetuar corte de carga. Novamente os fatores de participação para as barras de carga extraídas da matriz Jacobiana reduzida ativa podem ser úteis. Estes fatores de participação indicarão a direção ótima para a efetuação de corte de carga de forma que a quantidade de carga desligada para a obtenção do nível desejado de margens de estabilidade seja mínimo. Pode-se, portanto, utilizar o fator de participação ativo, das cargas, em conjunto com um fluxo de carga ótimo para a identificação de corte mínimo de carga visando aumentos de margens de estabilidade de tensão.
4. Logicamente, a coordenação das opções de redespacho reativo, redespacho ativo e corte mínimo de carga, representa também uma idéia interessante para trabalhos futuros. O desenvolvimento desta idéia pode levar a um método completo coordenando estas três possibilidades para a definição de procedimentos para a programação da operação que leve em conta, também, requerimentos mínimos de segurança. O uso de fatores de participação modal é garantia de que os requerimentos mínimos de segurança sejam alcançados com um afastamento mínimo da solução economicamente ótima.

7.9 Impacto dos Geradores nas Margens de Estabilidade de Tensão

Tradicionalmente, considera-se que os geradores são fornecedores de serviços de suporte de potência reativa para o sistema. Como os geradores também produzem potência ativa e requerem suporte de reativos para transmitir a potência ativa produzida, a contribuição efetiva de suporte de reativos oferecida a rede de transmissão pelos geradores pode ser inclusive negativa. O capítulo 6 desta tese propõe e analisa um índice para medir o impacto da geração de potência ativa dos geradores na capacidade de transferência de potência do sistema. Estudos realizados mostram que a técnica proposta fornece muitas informações importantes não disponíveis no método de análise modal convencional. O índice proposto mostra-se uma ferramenta útil para a definição de compensação financeira para ambos, potência ativa e reativa fornecidas pelos geradores. As principais contribuições deste estudo são:

- 3) Revela-se o problema da compensação financeira de serviços de suporte de potência reativa para os geradores. Embora injetem potência reativa na rede, alguns geradores, na verdade consomem mais potência reativa do que produzem. Visto que estes geradores depreciam as reservas de reativos do sistema para que possam transmitir sua saída de potência ativa pela rede. Estes geradores não devem receber compensação financeira pelas suas produções de potência reativa.
- 4) Desenvolve-se um método sistemático para a determinação do impacto dos geradores na capacidade de transferência de potência ativa do sistema. Novos conceitos relacionados aos fatores de participação dos geradores são introduzidos, e suas aplicações são demonstradas. O índice proposto pode ser usado em duas formas distintas para melhorar os níveis de segurança de um sistema em ambiente competitivo. Uma delas é o redespacho da geração de ativos e a outra é o aumento da produção de reativos de geradores com fatores de participação baixos.

Visto que este estudo inclui-se em uma nova área de pesquisa, apenas alguns pontos-chaves são tratados neste capítulo da tese. Muitos trabalhos subsequentes ainda são necessários para que todas as implicações e aplicações dos fatores de participação dos geradores sejam totalmente exploradas.

7.10 Considerações Finais

O desenvolvimento deste projeto de doutoramento passou por várias etapas até atingir este estágio final. O projeto de mestrado, bem como os trabalhos desenvolvidos nos primeiros anos de doutoramento, sempre utilizando-se sistemas simples, propiciaram a base teórica para o desenvolvimento de todo o projeto. Nestes trabalhos, os principais conceitos relacionados ao estudo do problema de estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica foram estudados e entendidos. Na sequência, o trabalho de doutoramento é direcionado para suprir deficiências de modelagem para a análise estática do problema. Desta forma, muitas das contribuições deste trabalho dizem respeito a melhoria ou adequação de modelagem para estudos de margens de estabilidade e para a identificação de áreas críticas através de análise modal estática. No entanto, procura-se também o entendimento das características do problema em sistemas reais. Desta forma, a tese de doutoramento contribui com novos conceitos, e principalmente, com novas idéias, mostrando novas faces do problema, anteriormente não estudadas.

As publicações obtidas com este trabalho de doutoramento (Apêndice II), bem como as possibilidades mostradas para o desenvolvimento de projetos futuros, são medidas diretas de sua abrangência. A cooperação internacional proporcionada para o desenvolvimento deste projeto, bem como a cooperação mantida em outros projetos de mestrado e doutoramento, foram também um fator determinante na obtenção dos resultados apresentados nesta tese de doutoramento.

APÊNDICE I

Relação Modal entre a Matriz Jacobiana do Fluxo de Carga e as Matrizes Reduzidas Ativa e Reativa

A matriz Jacobiana do fluxo de carga (J) para um sistema qualquer é dada por:

$$J = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (\text{I.1})$$

e as matrizes Jacobiana reduzida ativa ($J_{RP\theta}$) e Jacobiana reduzida reativa (J_{RQV}) são dadas, respectivamente, por:

$$J_{RP\theta} = J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta} \quad (\text{I.2})$$

$$J_{RQV} = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \quad (\text{I.3})$$

Pode-se notar a partir da definição das matrizes reduzidas ($J_{RP\theta}$ e J_{RQV}) que as suas existências dependem da não-singularidade de J_{QV} e $J_{P\theta}$. No entanto, para diversos sistemas práticos testados na literatura, estas matrizes são não-singulares, mesmo na região do ponto de máximo carregamento [6].

A partir do exposto acima, deseja-se provar que as matrizes reduzidas relacionam-se com a matriz Jacobiana do fluxo de carga através de seus autovalores e autovetores obtidos no ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja:

1. Se J é singular, ou seja, tem um autovalor nulo, provar que as matrizes reduzidas também são singulares;
2. Provar que o autovetor de J associado ao autovalor nulo é equivalente aos autovetores das matrizes reduzidas associados a seus autovalores nulos;

Para obter a primeira demonstração define-se a matriz M, dada por:

$$M = \begin{bmatrix} I & 0 \\ -J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1} & I \end{bmatrix} \quad (\text{I.4})$$

como os blocos diagonais de M são matrizes identidade, seu determinante é unitário.

Multiplicando-se J por M pela esquerda de J, obtém-se:

$$MJ = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ 0 & J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV} \end{bmatrix} \quad (\text{I.5})$$

Calculando-se o determinante do produto MJ, resulta em:

$$\det(MJ) = \det(M) \det(J) = \det(J) = \det \left(\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ 0 & J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV} \end{bmatrix} \right) \quad (\text{I.6})$$

de onde obtém-se a seguinte expressão:

$$\det(J) = \det(J_{P\theta}) \det(J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV}) = \det(J_{P\theta}) \det(J_{RQV}) \quad (\text{I.7})$$

COMO $\det(J_{P\theta})$ É DIFERENTE DE ZERO, A EQUAÇÃO ACIMA PROVA QUE SE J FOR SINGULAR J_{RQV} TAMBÉM SERÁ, OU SEJA, SE J TIVER UM AUTOVALOR NULO, O MESMO ACONTECERÁ COM J_{RQV} .

Similarmente, pode-se definir a matriz N, também com determinante unitário, dada por:

$$N = \begin{bmatrix} I & -J_{PV}J_{QV}^{-1} \\ 0 & I \end{bmatrix} \quad (\text{I.8})$$

que multiplicada pelo lado esquerdo de J resulta em:

$$NJ = \begin{bmatrix} J_{P\theta} - J_{PV}J_{QV}^{-1}J_{Q\theta} & 0 \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (\text{I.9})$$

Calculando-se o determinante do produto NJ, obtém-se:

$$\det(NJ) = \det(N) \det(J) = \det(J) = \det \left(\begin{bmatrix} J_{P\theta} - J_{PV}J_{QV}^{-1}J_{Q\theta} & 0 \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \right) \quad (\text{I.10})$$

resultando em:

$$\det(J) = \det(J_{QV}) \det(J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta}) = \det(J_{QV}) \det(J_{RP\theta}) \quad (I.11)$$

COMO $\det(J_{QV})$ É DIFERENTE DE ZERO, SE J TIVER UM AUTOVALOR NULO, O MESMO ACONTECERÁ COM J_{RQV} . ISTO PROVA QUE A MATRIZES J, J_{RQV} E $J_{RP\theta}$, SÃO SINGULARES NO MESMO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA.

Para provar que os autovetores associados ao autovalor nulo das matrizes J, J_{RQV} e $J_{RP\theta}$, relacionam-se entre si, divide-se o autovetor de J em duas partes, x_1 e x_2 . Sendo que x_1 reflete as componentes relacionadas ao balanço de potência ativa, e x_2 as componentes relacionadas ao balanço de potência reativa. Como o autovetor em questão é associado ao autovalor nulo de J ($\lambda=0$), obtém-se:

$$(J - \lambda I)x = Jx = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = 0 \quad (I.12)$$

multiplicando-se a equação (I.12) por M à esquerda resulta:

$$M \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ 0 & J_{RQV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = 0 \quad (I.13)$$

de onde pode-se extrair que:

$$J_{RQV} x_2 = 0 \quad (I.14)$$

o que prova que x_2 é o autovetor de J_{RQV} associado ao seu autovalor nulo.

Similarmente, pode-se multiplicar (I.12) por N à esquerda, resultando em:

$$N \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{RP\theta} & 0 \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = 0 \quad (I.15)$$

de onde extrai-se que:

$$J_{RP\theta} x_1 = 0 \quad (I.16)$$

provando que x_1 é o autovetor de $J_{RP\theta}$ associado ao seu autovalor nulo.

Desta forma, (I.14) e (I.16) provam que os autovetores associados ao autovalores nulos de $J_{RP\theta}$ e J_{RQV} podem ser unidos para obter-se o autovetor de J associado ao seu autovalor nulo. Ou seja, que a mesma informação modal obtida de J no ponto de singularidade pode ser também obtida através de $J_{RP\theta}$ e J_{RQV} .

APÊNDICE II

Artigos Publicados e Submetidos durante o Projeto de Doutorado

- ↳ L.C.P. da Silva, V.F. da Costa, e W. Xu, “Power System Voltage Stability Assessment Using Enhanced Power Flow Models”, aceito em Julho/2000, *International Journal on Electric Machines and Power Systems*.
- ↳ L.C.P. da Silva, Y. Wang, V.F. da Costa, e W. Xu, “Comparative Studies on Methods for Modeling Generator Var Limits”, *International Journal on Electric Machines and Power Systems*, vol. 29, No. 6 (June 2001).
- ↳ L.C.P. da Silva, V.F. da Costa, e W. Xu, “Preliminary Results on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment”, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000, Seattle, USA, July, 2000.
- ↳ L.C.P. da Silva, Y. Wang, V.F. da Costa, e W. Xu, “Modeling of Generator Reactive Power Limits for Load Flow Computation”, Proceedings of the LESCOPE 2000 – Large Engineering Systems Conference, Halifax, Nova Scotia, Canada, July, 2000.
- ↳ V.F. da Costa, e L.C.P. da Silva, “Voltage Stability Including Detailed Induction Motor Models”, Proceedings of the 1998 IEEE Midwest Symposium on Circuits and Systems, pp. 203-206, University of Notre Dame, Indiana, USA, August, 1998.
- ↳ L.C.P. da Silva, V. F. da Costa e W. Xu, “Avaliação do Impacto dos Geradores na Capacidade de Transferência de Potência de Sistemas de Energia Elétrica via Fatores de Participação Modal”, aceito para apresentação no XVI SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas-SP, Outubro, 2001.

- ↵ F. S. Moreira, T. Ohishi, L.C.P. da Silva e V. F. da Costa, “Um Procedimento para a Programação da Operação Incluindo Restrições de Estabilidade de Tensão”, aceito para apresentação no XVI SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas-SP, Outubro, 2001.
- ↵ L.C.P. da Silva e V. F. da Costa, "Uma Metodologia Estática para a Identificação do Ponto de Colapso de Tensão Incluindo as Características de Regime Permanente dos Componentes Dinâmicos do Sistema de Potência", Anais do XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz de Iguaçu, Paraná, Outubro de 1999.
- ↵ L.C.P. da Silva, C. M. Moreira e V. F. da Costa, “A Influência das Características dos Geradores e das Cargas na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Energia Elétrica”, Anais do VI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Salvador, Maio de 1998.
- ↵ V.F. da Costa e L.C.P. da Silva, “Representação de Motores de Indução para Estudos de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica”, Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Uberlândia, MG, Setembro de 1998.
- ↵ L.C.P. da Silva e V.F. da Costa, “Método da Continuação para a Solução de Sistemas não-Lineares mal-Comportados: Aplicação em Redes de Energia Elétrica”, 50^a SBPC, Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência, Julho de 1998, Natal - RN.
- ↵ C.M. Moreira; L.C.P. da Silva, e V.F. da Costa, “Análise Dinâmica da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica”, Anais do XIV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, Outubro, 1997.
- ↵ L.C.P. da Silva, V. F. da Costa, and W. Xu, 2000, “An Investigation on the Modeling of Generator Reactive Power Limits”, submetido ao *IEEE Transactions on Power Systems*.

- ↳ L.C.P. da Silva, W. Xu, and V.F. da Costa, 2000, “Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assesment: Theoretical Development and New Concepts”, submetido ao *IEEE Transactions on Power Systems*.
- ↳ L.C.P. da Silva, V. F. da Costa, and W. Xu, 2000, “Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment: Application for Large Scale Power Systems”, submetido ao *IEEE Transactions on Power Systems*.
- ↳ L.C.P. da Silva, V. F. da Costa, and W. Xu, 2000, “Assessment of Generator Impact on System Power Transfer Capability Using Modal Participation Factors”, submetido ao *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*.
- ↳ L.C.P. da Silva, Y. Wang, V.F. da Costa, e W. Xu, 2001, “Investigation on the Dual Functions of Generator Reactive Power Support”, submetido para o IEEE PES Summer Meeting 2001, Vancouver, Canada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kundur, P., “Power system stability and control” (McGraw-Hill, New York, 1994).
- [2] Hunt, S., and Shuttleworth, G., “Unlocking the grid”, *IEEE Spectrum*, 1996, Vol. 33, No. 7, pp. 20-25.
- [3] Ilic, M., Galiana, F., Fink, L., “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”, (Kluwer Academic Publishers, 1998).
- [4] WSCC Reactive Power Reserve Work Group, 1998, Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, 154p., www.wsc.com.
- [5] Força Tarefa ”Colapso de Tensão”, 1999, Critérios e Metodologias Estabelecidos no âmbito da Força - Tarefa ”Colapso de Tensão” do GTAD/SCEL/GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros, XV *SNPTEE*, GAT-10, Outubro 17, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- [6] Kundur, P., (Project Leader), “VSTAB/Voltage Stability Analysis Program-Application Guide”, 1993, *Electric Power Research Institute*.
- [7] Feng, Z., Ajarapu, V. and Long, B., “Identification of voltage collapse through direct equilibrium tracing”, *IEEE Trans. on Power Systems*, PE-318-PWRS-O-02-1999.
- [8] Van Cutsem T., "A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, 1991, pp. 145-156.
- [9] Mansour, Y. ed.: “Suggested techniques for voltage stability analysis”, IEEE Working Group on Voltage Stability, Publication 93TH0620-5-PWR, 1993.
- [10] Taylor C., “Power System Voltage Stability”, New York: McGraw-Hill, 1994, p. 273.
- [11] ALVES, D.A., DA SILVA, L.C.P., CASTRO, C.A. AND DA COSTA, V.F., “PARAMETERIZED FAST DECOUPLED LOAD FLOW FOR TRACING POWER SYSTEMS BIFURCATION DIAGRAMS”, IEEE PES SUMMER MEETING, 1999, PP. 708-713.

- [12] Ajjarapu, V. and Christy, C.: 'The Continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis', *IEEE Trans. on Power Systems*, 1992, vol. 7, pp.416-423.
- [13] Chiang, H.D., Flueck, A.J., Shah, K.S. and Balu, N.: "CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations", *IEEE Trans. on Power Systems*, 1995, vol. 10, pp.623-634.
- [14] Gao, B., "Voltage Stability Analysis of Large Power Systems", 1992, Tese de doutorado, University of Toronto, Canada.
- [15] Gao, B., Morison, G.K., and Kundur, P., "Voltage stability evaluation using modal analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, 1992, vol. 7, no. 4, 1529-1542.
- [16] Lof, P.A., Andersson, G., and Hill, D.J., "Voltage stability indices for stressed power systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, 1993, vol. 8, pp. 326-335.
- [17] Van Cutsem, T., Vournas, C., "Voltage Stability of Electric Power Systems", (Kluwer Academic Publishers, 1998).
- [18] de Souza, A.C.Z., "New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse.", Tese de Doutorado, 1995, University of Waterloo, Canada.
- [19] de Souza, A.C.Z., Cañizares, C.A., Quintana, V.H., "New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors .", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997, vol., no., pp. -.
- [20] Chiang, H.D., and Jumeau, R.J., "Toward a Practical Index for Predicting Voltage Collapse in Electric Power Systems", *Trans. on Power Systems*, 1995, vol.10, no. 2, pp. 584-592.
- [21] El-Kateb, M.M, Abdelkader, S., and Kandil, M.S., "Linear Indicator for Voltage Collapse in Power Systems", *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 1997, vol. 144, no. 2, pp. 139-146.
- [22] Teshome, A., Esiyok, E., "Distance to Voltage Collapse through Second-order Eigenvalue Sensitivity Technique.", *Electrical Machines and Power Systems*, 1995, vol. , no. , pp. 425-431.

- [23] Hiskens, I., McLean, C., “SVC Behavior under Voltage Collapse Conditions.”, *Transactions on Power Systems*, 1992, vol. 7, no. 3, pp. 1078-1087.
- [24] Yorino, N., Funahashi, A., Sasaki, H., Galiana, F.D., “On Reverse Control Action of On-load Tap-changers.”, *Electrical Power and Energy Systems*, 1997, vol. 19, no. 8, pp. 541-548.
- [25] Vournas, C.D., Pai, M.A., Sauer, P.W., “The Effects of Automatic Voltage Regulation on the Bifurcation Evolution in Power Systems .”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, vol. 11, no. 4, pp. 1683-1688.
- [26] Faur, Z.T., Cañizares, C.A., “Effects on FACTS Devices on System Loadability.”, *Proceedings of NAPS, Montana, USA*, 1995, pp. 520-524.
- [27] Ajjarapu, V., and Lee, B., “Bibliography on Voltage Stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998, Vol. 13, No. 1, pp. 115-125.
- [28] Kwatny, H.G., Pasrija, A.K., Bahar, L.Y., “Static Bifurcations in Electric Power Networks: Loss of Steady-state Stability and Voltage Collapse”, *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, 1986, Vol. CAS-33, No. 10, pp. 981-991.
- [29] Kwatny, H.G., Fischl, R.F., Nwankpa, C.O, “Local Bifurcation in Power Systems: Theory, Computation, and Application.”, *Proceeding of IEEE*, 1995, Vol. 83, No. 11, pp. 1456-1482.
- [30] Chiang, H., Dobson, I., Thomas, R.J., Thorp, J.S., Ahmed, L.F., “On Voltage Collapse in Electric Power Systems.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1990, Vol. 5, No. 2, pp. 601-611.
- [31] Cañizares, C.A., Hranilovic, S., “Transcritical and Hopf Bifurcations in AC/DC Systems.”, *Proceeding of Bulk Power System Voltage Phenomena – III Seminar*, Davos, Switzerland, 1994, pp. 105-114.
- [32] Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G., and Napoli, R., “A Dynamic Interpretation of the load-flow Jacobian Singularity for voltage stability analysis”, *Electrical Power and Energy Systems*, 1996, vol. 18, no. 6, pp. 385-395.

- [33] Cañizares, C.A., Alvarado, F.L., DeMarco, C.L., Dobson, I., and Long, W.F., "Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1992, vol. 7, no. 2, pp. 673-63.
- [34] Xu, W., and Mansour, Y., "Voltage stability analysis using generic dynamic load models", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993, vol. 9, pp. 1-8.
- [35] Canizares, C.A., de Souza, A.C.Z., Quintana, V.H., "Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, vol. 11, no. 3, pp. 1441-1450.
- [36] Liu, C.W., Jwo, W.S., Liu, C.C., and Hsiao, Y.T., "A Fast Global Optimization Approach to VAR Planning for the Large Scale Electric Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997, vol. 12, no. 1, pp. 437-443.
- [37] Parker C.J., Morrison, I.F., and Sutanto, D., "Application of an Optimisation Method for Determining the Reactive Margin from Voltage Collapse in Reactive Power Planning" *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, vol. 11, no. 3, pp. 1473-1481.
- [38] Van Cutsem, T., and Vournas, C.D., "Voltage Stability Analysis in Transient and mid-term Time Scales", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, vol. 11, no. 1, pp. 146-154.
- [39] Van Cutsem, T., Jacquemart, Y., Marquet, J.N., and Pruvot, P., "A Comprehensive Analysis of mid-term Voltage Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1995, vol. 10, no. 3, pp. 1173-1182.
- [40] Jardim, J.L., "Utilização de Ferramentas de Simulação Dinâmica de Longa Duração na Análise de Fenômenos de Colapso de Tensão e no Treinamento de Operadores", 1997, XIV SNPTEE, Belém, Brasil.
- [41] Rajagopalan, C.; Lesieutre, B.; Sauer, P.W., and Pai, M.A., "Dynamic Aspects of Voltage/Power Characteristics", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1992, vol. 7, no. 3, pp. 990-1000.

- [42] Sauer, P.W. and Pai, M.A., "Power System Steady-State Stability and the Load-Flow Jacobian", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1990, vol. 5, no. 4, pp. 1374-1381.
- [43] Komani, S., and Kimura, S., Effect of Load Characteristics on Dynamic Stability of Power System, *Electrical Engineering in Japan*, 1987, vol. 107, no. 4, pp. 32-41.
- [44] Pal, M.K., "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1992, vol. 7, no. 1, pp. 243-249.
- [45] Hill, D.J., "Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993, vol. 8, no. 1, pp. 166-176.
- [46] da Silva, L.C.P., "Uma Formulação Analítica Alternativa para a Análise Modal da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica", Tese de Mestrado, 1997, Unicamp.
- [47] da Costa, V.F., e da Silva, L.C.P., "Voltage Stability Including Detailed Induction Motor Models", Proceedings of the 1998 IEEE Midwest Symposium on Circuits and Systems, pp. 203-206, University of Notre Dame, Indiana, USA, August, 1998.
- [48] da Costa, V.F. e da Silva, L.C.P., "Representação de Motores de Indução para Estudos de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica", Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Uberlândia, MG, Setembro de 1998.
- [49] da Silva, L.C.P., Moreira, C. M., e da Costa, V. F., "A Influência das Características dos Geradores e das Cargas na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Energia Elétrica", Anais do VI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Salvador, Maio de 1998.
- [50] Moreira, C.M., da Silva, L.C.P., e da Costa, V.F., "Análise Dinâmica da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica", Anais do XIV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, Outubro, 1997.
- [51] Alves, D. A., da Silva, L.C.P., Castro, C. A. and da Costa, V. F., "New Parameterization Schemes for the Continuation Load Flow Method", Proceedings of the IEEE-IEE International

Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies 2000, pp. 179 – 184, London, UK, 2000.

- [52] Mansour, Y., Xu, W., Alvarado, F., and Rinzin, C., 'SVC placement and transmission line reinforcement using critical modes', *IEEE Trans. on Power Systems*, 1994, vol. 9, no. 2, pp. 757-763.
- [53] Morison G.K., Gao B., and Kundur P., "Voltage stability analysis using static and dynamic approaches", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, no. 3, 1993, pp. 1159-1171.
- [54] Aik D.L.H., and Andersson G., "Use of participation factors in modal voltage stability analysis of multi-infeed HVDC systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, 1998, pp. 203-210.
- [55] Pinto H.J.C.P., Martins N., Vieira X. F., Bianco A., Gomes P. and dos Santos M.G., "Modal Analysis for Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse", *Bulk Power System Voltage Phenomena III*, 1994, Davos, Switzerland.
- [56] Lof, P.A., Andersson, G. and Hill, D.J., "Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies", *IEEE Trans. on Power Systems*, 1995, vol. 10, pp. 220-228.
- [57] Ajjarapu, V. and Feng, Z., "A novel approach for voltage collapse analysis and control", *PowerCon'98*, August 1998, Beijing, China, pp.1499-1503.
- [58] Canizares, C.A., "Conditions for saddle node bifurcations in AC/DC power systems", *Electrical Power & Energy Systems*, 1995, vol. 17, no. 1, pp.61-68.
- [59] Sauer, P.W. and Pai, M.A., "Power System Dynamics and Stability", (Prentice Hall, 1998) 1st edn.
- [60] Anderson, P.M and Fouad, A.A., "Power System Control and Stability", (Iowa State University Press, 1977).
- [61] Grainger, J.J., and Stevenson, W.D. Jr., "Power System Analysis", New York: McGraw-Hill, 1994, p. 787.

- [62] Pal, M.K., "Voltage stability: analysis needs, modelling requirement, and modelling adequacy", *IEE Proceedings-C*, vol. 140, no. 4, 1993, pp. 279-286.
- [63] Berizzi, A., Silverstri, A., Zaninelli, D., and Marconato, R., "The capability of alternators in voltage collapse analysis," *Electric Machine and Power Systems*, vol. 25, pp. 169-180, February 1997.
- [64] Gustafsson, M.N, Krantz, N.U., and Daalder, J.E., "Voltage stability: Significance of load characteristics and current limiters," *IEE Proceedings-C*, vol. 144, pp. 257-262, May 1997.
- [65] "Voltage Stability of Power Systems concepts, analytical tools, and industry experience", IEEE Special Publication, 90TH0358-2-PWR, 1990.
- [66] Vargas, L., and Quintana, V.H., "Load Modeling and Eigenvalue Computations in Voltage Stability Analysis", *11th PSCC, 1993 Power Systems Computation Conference Proceedings*, Vol. 1, pp. 339-343.
- [67] Pal, M.K., discussion of (B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur, "Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems"), *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, no. 3, 1996, pp. 1314-1324.
- [68] Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., and Bohn, R.E., "Spot Pricing of Electricity", (Kluwer Academic Publishers, 1988).
- [69] Power System Operations Committee, Panel session, "Transmission Security Issues in a Deregulated Environment", *IEEE PES Winter Meeting*, 1997, New York.
- [70] Xu, W., Zhang, Y., da Silva, L.C.P. and Kundur, P., "Assessing the Value of Dynamic Reactive Power Support Services for Transmission Access", aceito em Novembro/2000 por *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*.
- [71] Li, Y.Z., and David, A.K., "Pricing reactive power conveyance", *IEE-Proceedings, Part-C: Generation, Transmission and Distribution*, 1993, vol. 140, no. 3, pp.174-180.
- [72] Hao, S., and Papalexopoulos, A., "Reactive power pricing and management", *IEEE Trans. on*

Power Systems, 1997, vol. 12, no. 1, pp. 95-104.

- [73] Kaye, R.J., Wu, F.F., and Varaya, P., "Pricing for system security", *IEEE Trans. on Power Systems*, 1995, vol. 10, no. 2, pp. 575-583.