

MÉTODO PARA AUMENTO DA MARGEM DA ESTABILIDADE DE TENSÃO
VIA REDESPACHO ÓTIMO DA GERAÇÃO ATIVA

Augusto César Cavalcanti de Oliveira

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO
DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Aprovada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Ricardo Benardo Prada, Ph.D.

Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza, Ph.D.

Prof. Geraldo Leite Torres, Ph.D.

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2005

OLIVEIRA, AUGUSTO CÉSAR
CAVALCANTI

Método para Aumento da Margem
da Estabilidade de Tensão Via Redespacho
Ótimo da Geração Ativa [Rio de Janeiro] 2005

XVII, 102 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
D.Sc., Engenharia Elétrica, 2005)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1 - Estabilidade de Tensão

2 - Fluxo de Potência Ótimo

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

À glória de Deus e ao meu filho Vítor.

Agradecimentos

Ao Professores Djalma Falcão e Glauco Taranto, pela amizade e pela orientação ao longo dos últimos anos.

Aos amigos da COPPE/UFRJ e UFPE, pelo o apoio dado durante o desenvolvimento da tese.

Ao amigo Geraldo L. Torres, pela colaboração dada neste trabalho.

Aos meus irmãos e irmãs e suas famílias, que nos momentos mais difíceis mim apoiaram, dando-me incentivos para que eu continuasse o trabalho.

Aos primos Luiz Cavalcante e Denise Abreu, que com muito carinho me acolheram em seu lar.

A minha esposa Silvana e a minha mãe, dedico um agradecimento especial pelo apoio e dedicação que foram fundamentais para a realização desta tese.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc).

MÉTODO PARA AUMENTO DA MARGEM DA ESTABILIDADE DE TENSÃO
VIA REDESPACHO ÓTIMO DA GERAÇÃO ATIVA

Augusto César Cavalcanti de Oliveira

Março/2005

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho descreve o uso do método de simulação rápida no tempo em conjunto com o fluxo de potência ótimo visando melhorar a margem da estabilidade da tensão do sistema de potência para uma configuração de rede dada e para determinadas condições de operação.

A aplicação do método de simulação rápida no tempo é empregada como uma ferramenta de análise da estabilidade de tensão, que tem como objetivos selecionar as contingências críticas e determinar o carregamento máximo admitido pelo sistema em termos da estabilidade de tensão.

O problema de fluxo de potência ótimo consiste em minimizar o somatório do desvio da potência ativa gerada em relação a geração ativa do caso base.

Na formulação do problema de fluxo de potência ótimo consta os fatores de participação dos geradores, os quais classificam os geradores lhes atribuindo uma penalidade na função objetivo, a fim de que seja feito o redespacho dos geradores de forma otimizada.

É feita uma análise comparativa de alguns índices de fatores de participação tentando identificar o índice que apresente os melhores resultados. Exceto pelo índice de fator unitário os demais índices são obtidos da análise dos autovalores e os correspondentes autovetores, direito e esquerdo, da matriz Jacobiana de um fluxo de carga e da matriz de estado do sistema.

A metodologia proposta é testada para diversos sistemas exemplos, incluindo a análise de um sistema de grande porte.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

METHODS FOR INCREASE OF THE VOLTAGE STABILITY MARGIN
THROUGH OPTIMAL RE-DISPATCH ACTIVE POWER GENERATION

Augusto César Cavalcanti de Oliveira

March/2005

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão
Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work describes the use of the methods of fast time domain simulation and optimal power flow for voltage stability assessment, aiming at increasing the voltage stability margin of the power system for a given operating condition and network topology.

The application of the method of fast time domain simulation it is used as a tool of analysis of the voltage stability, that is applied to determine the most severe contingencies that can occur in the system as well as obtain the loadability of the system.

The problem of optimal power flow is minimize the sum of the active power generation deviations of the case base.

The optimal power flow problem formulation have participation factors, which classify the generators attributing them a penalty in the function objective, then is made the re-dispatch the power generation.

The comparative analysis of some indexes of participation factors is done to identify the index to present the better results. Except for the index of unitary factor the other indexes are obtained of the analysis of the eigenvalues and the corresponding eigenvectors, right and left, of the load flow Jacobian matrix and of the system state matrix.

The proposed methodology is applied to several test systems, including a large practical model of South-Southeast Brazilian system.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Revisão Bibliográfica	2
1.1.1	Métodos de Avaliação de Estabilidade de Tensão	3
1.1.2	Determinação de Áreas Críticas	5
1.1.3	Seleção das Contingências Críticas	5
1.1.4	Medidas Corretivas	6
1.2	Objetivos da Pesquisa	8
1.3	Organização do Trabalho	9
2	Análise de Estabilidade de Tensão de Longa Duração	11
2.1	Definição de Estabilidade de Tensão	11
2.2	Fatores que Afetam a Estabilidade de Tensão	13
2.2.1	Capacidade da Potência Reativa de um Gerador Síncrono	14
2.2.2	Características da Carga	15
2.2.3	Rede de Transmissão	17
2.2.4	Compensação Shunt	17
2.2.5	Transformador com Comutação Automática sob Carga	18
2.3	Classificação da Estabilidade de Tensão Quanto a sua Duração	19
2.4	Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão	21
2.4.1	Método de Análise Dinâmica	21

2.4.2	Método de Análise Estática	21
2.4.3	Método de Análise Quase-Estática	22
2.5	Modelagem dos Componentes	23
2.5.1	Máquina Síncrona	23
2.5.1.1	Potência Ativa Gerada	27
2.5.2	Regulador de Velocidade	28
2.5.3	Regulador Automático de Tensão	29
2.5.4	Limitador de Sobre-Excitação	30
2.5.5	Transformador com Comutação Automática de Tape sob Carga	32
2.5.6	Cargas Estáticas	33
2.6	O Método de Simulação Rápida no Tempo	34
2.6.1	As Equações de Estado	35
2.6.2	Equações de Balanço de Corrente	36
2.6.3	A Matriz Jacobiano	38
2.6.4	Algoritmo do Método de Simulação Rápida no Tempo	39
2.7	Cálculo dos Fatores de Participação dos Geradores	40
3	Metodologia Proposta	43
3.1	Introdução	43
3.2	O Problema de Fluxo de Potência Ótimo	44
3.3	Análise de Contingências	46
3.4	Algoritmo Usado para Determinar os Autovalores Dominantes	47
3.5	Seleção das Contingências Críticas	48
3.5.1	Determinação da Margem de Carregamento	50
3.6	Determinação dos Fatores de Participação dos Geradores	50
3.6.1	Fatores de Participação Unitários	51
3.6.2	Fatores de Participação Obtidos da Matriz de Sensibilidade	
	$P\theta$	51

3.6.3	Fatores de Participação Obtidos da Matriz Jacobiana de um FC	55
3.6.4	Fatores de Participação Obtidos da Matriz de Estado de um Programa de Simulação Dinâmica	57
3.7	Índices de Fatores de Participação Determinados	58
3.8	Passos da Metodologia	58
4	Resultados	60
4.1	Introdução	60
4.2	Etapas de Desenvolvimento da Ferramenta	60
4.3	Sistema Teste de 9 Barras	61
4.3.1	Sistema de 45 Barras	65
4.3.2	Sistema Real de 730 Barras	73
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	78
5.1	Conclusões	78
5.2	Trabalhos Futuros	80
	Referências Bibliográficas	81
A	Derivadas Parciais da Matriz Jacobiana do Simulador Rápido	90
A.1	Derivadas Associadas ao Gerador	90
A.2	Derivadas Associadas ao Movimento do Gerador	91
A.3	Derivadas Associadas ao Sistema de Excitação	91
A.4	Derivadas Associadas ao Balanço de Corrente da Rede	92
A.5	Derivadas das Correntes Injetadas pelo Gerador e Carga	92
A.5.1	Gerador	92
A.5.2	Cargas Estáticas	93

B	Dados dos Sistemas Testes	94
B.1	Sistema de 9 barras	94
B.2	Sistema de 45 barras	95
C	Relatórios dos Redespachos do Sistema Teste de 9 Barras	98
C.1	Contingência A	98
C.1.1	Índice F1	98
C.1.2	Índice SPT	99
C.1.3	Índice J	99
C.1.4	Índice ME	99
C.2	Contingência B	100
C.2.1	Índice F1	100
C.2.2	Índice SPT	100
C.2.3	Índice J	100
C.2.4	Índice ME	101
C.3	Contingência C	101
C.3.1	Índice F1	101
C.3.2	Índice SPT	101
C.3.3	Índice J	102
C.3.4	Índice J	102

Lista de Figuras

2.1	Trajatórias estáveis de tensão	12
2.2	Trajatórias estável e assintoticamente estável de tensão	13
2.3	Curva de capacidade de um gerador síncrono.	14
2.4	Comportamento dos modelos de carga com a tensão.	16
2.5	Curva P-V para vários níveis de compensação.	18
2.6	Dinâmica de longa duração	20
2.7	Grandezas do gerador - eixos dq e $Re-Im$	26
2.8	Unidade com regulador de velocidade.	28
2.9	Sistema de excitação com atuação do OXL	30
2.10	Característica de atuação do OXL	31
2.11	Modelo do transformador	33
2.12	Estrutura da matriz Jacobiano	38
3.1	Seleção de contingências críticas	49
3.2	Margens de estabilidade de tensão	51
3.3	Curva das tensões das barras de carga do sistema de 9 barras.	52
3.4	Autovalor crítico.	53
3.5	Sistema exemplo de 4 barras.	56
4.1	Sistema de 9 barras	62
4.2	Curvas P-V da contingência A do sistema de 9 barras	65

4.3	Curvas P-V da contingência B do sistema de 9 barras	66
4.4	Curvas P-V da contingência C do sistema de 9 barras	67
4.5	Índice SPT - contingência A	68
4.6	Índice J - contingência A	69
4.7	Índice ME - contingência A	69
4.8	Índice SPT - contingência B	70
4.9	Índice J - contingência B	70
4.10	Índice ME - contingência B	71
4.11	Curvas P-V da contingência A do sistema de 45 barras	73
4.12	Curvas P-V da contingência B do sistema de 45 barras	74
4.13	Áreas interligadas do sistema Sul-Sudeste	75
4.14	Diagrama esquemático da área Rio	75
4.15	Curva P-V do sistema Sul-Sudeste	76

Lista de Tabelas

2.1	Equações e variáveis que compõem as equações de equilíbrio	38
3.1	Estrutura da matriz de estado	57
4.1	Geração - caso base	61
4.2	Contingências simuladas - sistema de 9 barras	61
4.3	Geração das máquinas no ponto de colapso	62
4.4	Carga total do sistema	62
4.5	Fator de participação - contingência A	62
4.6	Fator de participação - contingência B	63
4.7	Fator de participação - contingência C	63
4.8	Redespacho - contingência A	63
4.9	Redespacho - contingência B	63
4.10	Redespacho - contingência C	63
4.11	Carregamento e perdas totais do sistema - contingência A	64
4.12	Carregamento e perdas totais do sistema - contingência B	64
4.13	Carregamento e perdas totais do sistema - contingência C	64
4.15	Contingências simuladas - sistema de 45 barras	65
4.16	Geração das máquinas no ponto de colapso	66
4.17	Carga total do sistema	66
4.14	Geração - caso base	68

LISTA DE TABELAS

4.18 Redespacho - contingência A 71

4.19 Redespacho - contingência B 72

4.20 Carregamento e perdas totais do sistema - contingência A 72

4.21 Carregamento e perdas totais do sistema - contingência B 72

4.22 Carregamento e perdas totais do sistema Sul-Sudeste 76

Capítulo 1

Introdução

A operação de um sistema elétrico de potência requer que tensões nodais estejam dentro de limites pré-fixados. Todavia, o sistema pode experimentar grandes variações nas tensões das barras ocasionadas por distúrbios na rede.

Alguns fatores, tais como a construção de centros de geração distantes do centros de carga, a reestruturação do setor elétrico, com incentivos econômicos que levam os sistemas a operarem próximos aos seus limites, a inserção de dispositivos rápidos de controle e compensação, entre outros motivos, têm contribuído para diminuir a margem de segurança da estabilidade de tensão. Outro fator importante é o uso de grandes blocos de compensação *shunt*, que apesar de melhorar as tensões nas barras, diminuem a margem de estabilidade de tensão.

Podemos definir a estabilidade de tensão como a capacidade do sistema de potência em manter perfis de tensões adequados, tanto em condições normais de operação quanto em condições de perturbações severas [Tay94]. Caso esta condição não seja satisfeita, ocorrerá o fenômeno de instabilidade de tensão caracterizado por uma redução progressiva da magnitude da tensão em uma ou mais barras do sistema, podendo, se não forem tomadas medidas preventivas e/ou corretivas a tempo, estender-se a regiões vizinhas, resultando em um colapso de tensão parcial ou total do sistema.

A instabilidade de tensão está fortemente associada à deficiência no suporte de potência reativa do sistema causada por limitações na geração e/ou na rede de transmissão.

O sistema está sujeito á perturbações, as quais podem ser caracterizadas por suas magnitudes:

- *Grandes perturbações*: curto-circuitos, desligamento de linhas de transmissão ou transformadores, etc. Nesse caso, a instabilidade de tensão pode se manifestar imediatamente (poucos segundos) após a perturbação, caracterizando uma *instabilidade de tensão transitória*, ou decorrido algum tempo (vários minutos) após a perturbação, através do declínio lento do perfil de tensões, caracterizando uma *instabilidade de tensão de longa duração*.
- *Pequenas perturbações*: que correspondem a variação normal da carga.

A instabilidade de tensão transitória é influenciada fortemente por componentes da carga com dinâmica rápida e por dispositivos rápidos de controle de tensão. No caso da instabilidade de tensão de longa duração, os principais componentes que influenciam o fenômeno são: os transformadores com comutação automática de tape de sob carga (LTC), os limitadores de sobre-excitação de geradores (OXL), cargas termostáticas, chaveamento de bancos de capacitores e indutores, controle secundário de tensão, variação temporal da carga, etc. A instabilidade de tensão causada por pequenas perturbações, por sua vez, está associada aos limites de máxima transferência de potência reativa na área afetada.

1.1 Revisão Bibliográfica

Nas últimas décadas, o interesse a respeito do problema de instabilidade e colapso de tensão cresceu substancialmente. Ajjarapu et al. [AL98] apresenta uma lista de livros, relatórios e artigos relacionados com estabilidade e segurança de tensão.

Na referência [Cut00] o fenômeno de instabilidade de tensão é descrito através de um pequeno sistema, em que é analisada a influência de um transformador com comutação automática sob carga e de um limitador de sobre-excitação no problema de instabilidade de tensão com o objetivo de descrever a estabilidade de longa duração. Nessa referência são apresentados vários métodos de análise de estabilidade de tensão, dentre esses métodos são apresentados os métodos de *simulação rápida no tempo* e de *fluxo de potência ótimo* por pontos-interiores, cujas idéias são aproveitadas na proposta deste trabalho de pesquisa. O primeiro método é proposto como um método rápido de análise das contingências, sendo considerados apenas os componentes do sistema que têm dinâmicas de atuação lenta e que influenciam a estabilidade de tensão. O segundo método é proposto para determinar os limites de carregamento do sistema, bem como determinar as ações preventivas e corretivas que podem ser aplicadas para se evitar o colapso de tensão.

1.1.1 Métodos de Avaliação de Estabilidade de Tensão

Os métodos de avaliação da estabilidade de tensão podem ser divididos em duas categorias: estáticos e dinâmicos. Os métodos estáticos baseiam-se na análise de equações algébricas obtidas a partir do modelo de fluxo de potência em sua versão convencional ou modificada. Os métodos dinâmicos, em geral, baseiam-se em soluções no tempo de sistemas de equações diferenciais e algébricas representando o desempenho dinâmico dos componentes do sistema. Embora o fenômeno de instabilidade de tensão seja essencialmente dinâmico, os métodos estáticos são importantes pela sua eficiência computacional e pelas informações que produzem com relação a sensibilidade, graus de instabilidade e margens de estabilidade. Os métodos de simulação dinâmica, por sua vez, reproduzem de forma mais precisa o comportamento do sistema e são a única forma de se determinar a cronologia dos eventos que, eventualmente, conduzem a uma situação de instabilidade.

As referências [MGK93, SP90] discutem o fenômeno de estabilidade de tensão sob o aspecto das técnicas de análise dinâmica e estática e mostram que a análise estática apresenta resultados similares à análise dinâmica, com a vantagem de requerer um menor esforço computacional. Com o objetivo de reduzir o esforço computacional necessário, no caso da análise dinâmica, foi utilizado o método de integração com ordem e passo variáveis [MSD93].

Em [XMH93, XM94] é proposto um critério de áreas iguais para a determinação de tempo máximo para inserção de compensação reativa, de modo que o sistema atinja um ponto de equilíbrio estável. Esse método baseia-se na análise do comportamento transitório e em regime quase-estacionário das cargas do sistema. A abordagem é análoga ao critério das áreas iguais para o caso da estabilidade eletromecânica dos geradores. Em [ODD94] é apresentada uma interpretação física dessa metodologia baseada em métodos de função de energia.

Quanto à análise estática, existem métodos que determinam diretamente a distância ao ponto de colapso de tensão, numa direção especificada. Um desses métodos baseia-se no fato que a matriz Jacobiano das equações de balanço de potência é singular no ponto de colapso [AJ89, ADH94]. Um outro método se baseia num algoritmo de otimização usando métodos de pontos interiores com a função objetivo de maximizar o crescimento da carga [IWTM97]. A principal vantagem deste método em relação ao anteriormente citado é a flexibilidade em se especificar quais controles atuarão no sistema, além de poder representar com facilidade os limites de cada um dos equipamentos modelados, tornando-se numa poderosa ferramenta de análise de estabilidade de tensão.

Outro importante método é o método de simulação rápida no tempo. Esse método é baseado em modelos simplificados da dinâmica do sistema e leva em consideração apenas os aspectos relevantes à avaliação da estabilidade de tensão [CJMP95, CM97, MTF02], no horizonte de média e longa duração.

1.1.2 Determinação de Áreas Críticas

Comumente, o fenômeno de instabilidade de tensão inicia-se nas barras críticas e depois se propaga para as barras vizinhas.

Zambroni et al. [SCQ97] faz uma aplicação do vetor tangente para determinar a barra crítica. Na referência [dS98] é mostrado que o vetor tangente tem aplicação também no estudo da sensibilidade das perdas do sistema. Prada et al. [PS99] propõe o método do determinante reduzido, esse método se baseia na redução da matriz Jacobiano à dimensão das equações de potência ativa e reativa de cada barra de carga em relação ao seu ângulo de fase e módulo de tensão. Para cada barra de carga, a matriz tem seu determinante calculado. A barra de carga associada ao menor determinante é a barra crítica do sistema naquele ponto de operação. Nas referências [PMF⁺94, LAH93] as técnicas de autovalores e de decomposição em valores singulares são empregadas na determinação das áreas críticas. A referência [VQ93] determina a área crítica do sistema através da técnica de autovalores. A referência [GMK92] determina a participação das barras, ramos e geradores no colapso de tensão, identificando as áreas críticas do sistema usando técnicas de autovalores aplicadas ao Jacobiano do fluxo de potência. Nesta pesquisa foi utilizada a técnica de análise modal [GMK92] na determinação das barras de geração e de carga que mais contribuem para o problema de instabilidade de tensão.

1.1.3 Seleção das Contingências Críticas

O propósito da seleção de contingências é determinar quais contingências podem causar violações de limites operativos e/ou causar instabilidade de tensão. É impraticável e desnecessário analisar detalhadamente o impacto de todas as contingências possíveis no sistema. A dificuldade é selecionar de forma rápida as contingências mais críticas. A margem entre o ponto de colapso de tensão e o ponto de operação é usada como critério de estabilidade de tensão. Muito esforço tem sido feito para

se obter um método rápido que calcule a margem de estabilidade de tensão.

A referência [EIM⁺96] considera duas condições de operação para estimar a margem através da técnica de ajuste de curva Q-V. Na referência [JL93] investiga-se o problema usando um sistema equivalente de um ramo. O método pode ser, tecnicamente, usado para sistemas radiais, porém não é aplicável em sistemas malhados. A referência [CJMP95] propõe um método de função teste para estimar o nível de carregamento. A função teste é essencialmente derivada da aproximação linear da curva P-V. Uma aproximação de segunda ordem da curva Q-V é proposta em [CM97], a qual também é empregada para curva P-V. Vaahedi et al. [VFX⁺99] aplica soluções de fluxo de potência para determinar a margem e selecionar as contingências críticas.

Outra direção na pesquisa da seleção de contingências é usar índices na classificação das contingências. Há dois tipos diferentes de índices comumente usados para esse propósito: os índices estruturais e os índices físicos. Os índices estruturais são os que são derivados de modelos de sistemas indicando a decomposição do valor singular [BGP95]. Os índices físicos são baseados na potência reativa do sistema. A referência [BP92] sugere o uso da potência reativa gerada total do sistema como um índice e produz um método linearizado para determinar a sensibilidade da potência reativa com respeito aos distúrbios do sistema. Similarmente, a referência [FFO⁺93] introduz um índice baseado na mudança da potência reativa gerada como também a sensibilidade da potência reativa da carga em relação a tensão. Conceito similar foi desenvolvido por Gao [Gao95] em que um índice baseado na potência reativa gerada é proposto como medida do grau de severidade da contingência.

1.1.4 Medidas Corretivas

Geralmente, a instabilidade de tensão pode ser contida por ações preventivas ou corretivas. O controle preventivo é empregado antes que a instabilidade de tensão

ocorra, por exemplo, redespacho da potência ativa gerada. Enquanto que o controle corretivo é empregado para estabilizar um sistema de potência mediante condições de contingência e sobrecargas severas, direcionando a trajetória do sistema para um novo ponto de equilíbrio da região estável. Um exemplo de controle corretivo é o corte de carga.

Kumano et al. em [KYS94] propõe uma metodologia on-line para o controle preventivo de instabilidade de tensão. Greene et al. em [GDA97] generaliza o vetor normal [DL93] para determinar as mudanças efetivas nos vários parâmetros do sistema a fim de aumentar a margem de estabilidade de tensão. Gao et al. em [GMK96] aplica o método de análise modal [GMK92] em torno do ponto de máximo carregamento da curva P-V para identificar a melhor localização para compensadores estáticos de reativos a fim de aumentar a margem de estabilidade de tensão para uma condição de pós-contingência. Na referência [TR88] um índice baseado no valor singular mínimo da matriz Jacobiano do balanço de potência foi usado para prevenir a instabilidade de tensão. Na referência [Cut00] é apresentada a análise de autovalores, que ajuda na determinação das medidas corretivas a serem tomadas.

Para restaurar a operação do sistema de potência sob uma contingência severa que pode levar o sistema ao colapso de tensão, Overbye em [Ove94] utiliza uma característica especial de convergência do método de Newton amortecido e o conceito do vetor normal [DL93] para determinar o ponto de colapso. Van Cutsem em [Cut95] determina o mínimo corte de carga usando uma aproximação linear e controle de sensibilidade durante uma simulação rápida no domínio do tempo para uma dada contingência. Granville et al. em [GMM96] utilizam um fluxo de potência ótimo pelo método de pontos interiores para determinar o mínimo corte de carga a fim de restabelecer a operação do sistema. Wang et al. em [WETW98] aplicam o método de pontos interiores para resolver ambos problemas de controle preventivo e corretivo. Ajarapu et al. em [FAM00] usam uma estratégia de controle preventivo e corretivo

para conter o colapso de tensão numa situação de sobrecarga do sistema elétrico. Morison em [Mor99] desenvolve uma ferramenta de avaliação de estabilidade de tensão em tempo real que usa um módulo de simulação rápida no domínio do tempo semelhante ao mostrado por Van Cutsem et al. em [CJMP95] para se determinar os limites de estabilidade. Ejebe et al. em [EGW98] apresenta uma ferramenta de avaliação de estabilidade de tensão em tempo real que tem como característica principal a aplicação da técnica do fluxo de potência continuado para se determinar o limite máximo de carregamento.

1.2 Objetivos da Pesquisa

O objetivo principal deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de análise de estabilidade de tensão que proporcione um aumento na margem de estabilidade do sistema através do redespacho da geração de potência ativa. Para este fim, o redespacho da potência ativa é determinado através da solução de um problema de fluxo de potência ótimo, o qual tem como função objetivo a minimização do desvio da potência ativa gerada em relação a geração ativa do caso base.

A aplicação do método de simulação rápida no tempo é empregada como uma ferramenta de análise da estabilidade de tensão, que tem como objetivos selecionar as contingências críticas e determinar o carregamento máximo admitido pelo sistema em termos da estabilidade de tensão.

Alguns índices de fatores de participação dos geradores são analisados a fim de definir um índice que proporcione o melhor redespacho. Esses índices compõem a função objetivo do programa de fluxo de potência ótimo.

Com exceção dos fatores de participação unitários os demais índices são obtidos pela análise dos autovalores e os correspondentes autovetores, direito e esquerdo, da matriz Jacobiana do fluxo de carga e da matriz de estado de um programa de simulação dinâmica.

É feita a comparação das margens de estabilidade obtidas com e sem a aplicação da metodologia proposta.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma. O Capítulo 2 trata de apresentar a análise de estabilidade de tensão de longa duração utilizando o método de simulação rápida no tempo. Inicialmente são apresentados os termos comuns associados ao problema de estabilidade de tensão e as diferentes formas de manifestação do processo de colapso de tensão. Em seguida, é apresentado os modelos dos componentes do sistema que influenciam a estabilidade de tensão de longa duração, os quais são usados na implementação do método SRT. É apresentado o método de análise modal, que através dos autovalores e dos autovetores da matriz de sensibilidade Q-V, determina os fatores de participação dos geradores e cargas que mais contribuem para o problema de colapso de tensão. Finalmente, são apresentados os resultados para dois sistemas testes que servem como exemplo da aplicação dos métodos citados.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida para melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema. A metodologia fundamenta-se no desenvolvimento de uma ferramenta que consiste nas seguintes etapas de solução: (i) análise de contingências; (ii) determinação dos fatores de participação dos geradores e de cargas no colapso de tensão; (iii) seleção das contingências críticas e (iv) fluxo de potência ótimo. Por fim, é apresentada a estrutura da ferramenta usada na análise de estabilidade de tensão.

O Capítulo 4 mostra os resultados obtidos para diversos sistemas de potência. São três os sistemas analisados: um sistema de 9 barras, um sistema reduzido Sul-Sudeste de 45 barras e um sistema real brasileiro de 730 barras.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões e as propostas de desenvolvimento futuro.

Em seguida são apresentadas as referências utilizadas no trabalho.

O Apêndice A mostra as derivadas do Jacobiano do SRT, o Apêndice B apresenta os dados de fluxo de potência no formato ANAREDE dos sistemas teste de 9 barras e do sistema de 45 barras e o Apêndice C apresenta os relatórios dos redespachos do sistema de 9 barras para as contingências analisadas.

Capítulo 2

Análise de Estabilidade de Tensão de Longa Duração

2.1 Definição de Estabilidade de Tensão

A definição de estabilidade de tensão apresentada nesta seção é baseada na teoria de estabilidade de Lyapunov [Pai81, Gao92]. Seja o seguinte sistema,

$$\dot{x} = f(x, t) \quad \text{com} \quad x(t_0) = x_0, \quad (2.1)$$

em que x representa as variáveis de estado e t representa a variável independente tempo. Assuma que a origem do espaço de estados é um ponto de equilíbrio da equação (2.1), ou seja, $f(0, t) = 0$, e que a função f é contínua na vizinhança desse ponto.

O ponto de equilíbrio $x_0 = 0$ de (2.1) é *estável* segundo Lyapunov se para todo $\varepsilon > 0$ existe um $\delta > 0$ tal que $\|x(t; x_0, t_0)\| < \varepsilon$ para todo $t \geq t_0$ sempre que $\|x_0\| < \delta(\varepsilon)$. Geometricamente, essa definição diz que se o sistema inicia-se num ponto dentro de uma região distante de δ da origem, então a trajetória do sistema sempre permanecerá dentro de uma região maior, mas uniformemente limitada, distante

de ε da origem, e que δ depende da escolha do limite ε .

O ponto de equilíbrio da equação (2.1) é *assintoticamente estável* se ele é estável e se $\lim_{t \rightarrow \infty} x(t; x_0, t_0) = 0$.

Sem perda de generalidade, pode-se assumir que as variáveis de estado da equação (2.1) são as tensões nodais de um sistema de potência. As Figuras 2.1 e 2.2 ilustram os diferentes tipos de estabilidade como definido por Lyapunov.

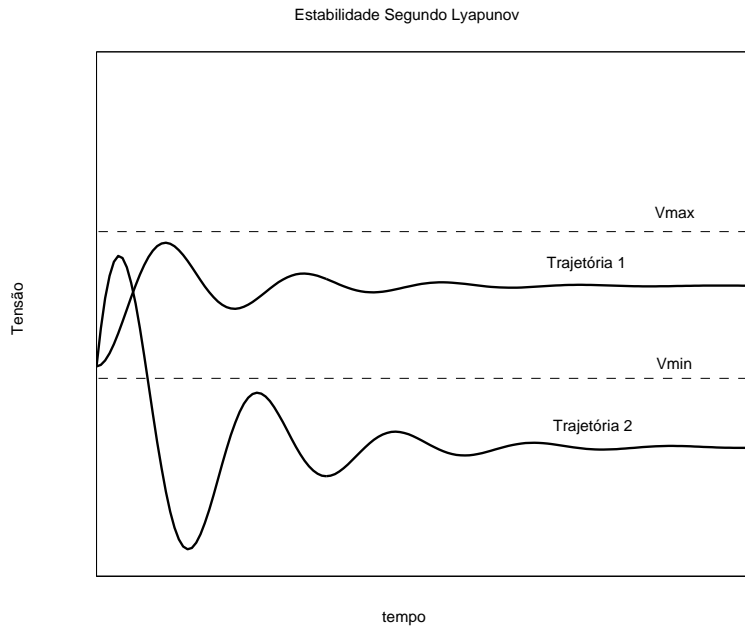


Figura 2.1: Trajetórias estáveis de tensão

Segundo a definição de Lyapunov, a trajetória 2 é estável mesmo se $V_2 = 0$. Entretanto, a definição da estabilidade de tensão no sentido de Lyapunov na prática é modificada, já que nos estudos de estabilidade de tensão de sistemas reais o valor final da tensão deve estar entre os limites máximos (V_{max}) e mínimos (V_{min}). A estabilidade assintótica, Figura 2.2, requer que, após um distúrbio, as tensões das barras retornem aos seus valores iniciais (V_{ref}), antes do distúrbio. Na prática, entretanto, os valores de tensão das barras podem assumir valores próximos aos valores antes do distúrbio.

Definição 2.1 *Estabilidade de tensão é a capacidade do sistema de potência em manter perfis de tensões adequados, tanto em condições normais de operação*

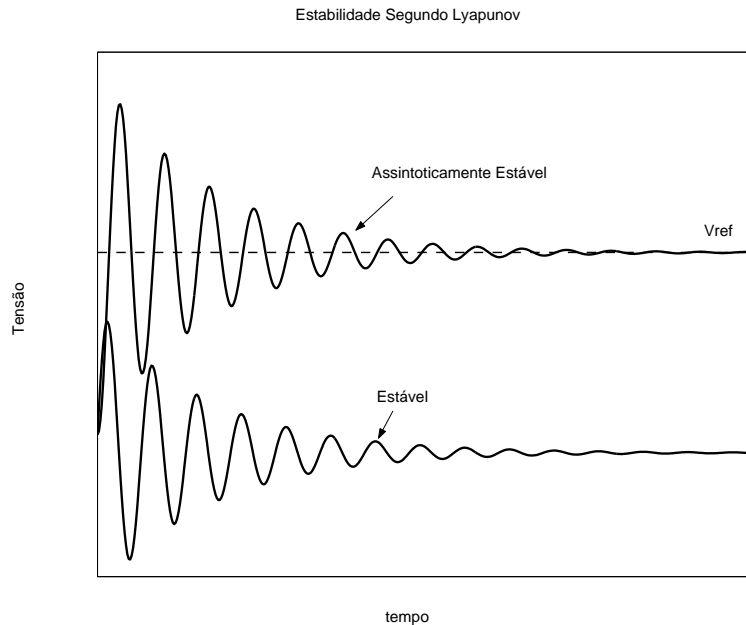


Figura 2.2: Trajetórias estável e assintoticamente estável de tensão

quanto em condições de perturbações severas. Um sistema entra num estado de instabilidade de tensão quando distúrbios, crescimento da demanda, ou mudanças no sistema causam uma progressiva e incontrolável queda de tensão nas barras do sistema [Kun94].

2.2 Fatores que Afetam a Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão de grandes sistemas de potência é um problema bastante complexo. Muitos fatores contribuem para a estabilidade (ou instabilidade) de tensão de um sistema. Alguns dos componentes que têm grande influência na estabilidade de tensão são [CV98]:

- Geradores e seus controles e proteções associados;
- Rede de transmissão;
- Componentes shunts de compensação;
- Transformador com comutação automática de tape sob carga;

- Características das cargas, entre outros.

Os componentes com ações mais rápidas, tais como motores de indução, links HVDC, compensadores estáticos de reativos, entre outros, não são abordados nessa seção, pois esses componentes têm grande influência na *estabilidade transitória de tensão*.

2.2.1 Capacidade da Potência Reativa de um Gerador Síncrono

O gerador síncrono é a fonte primária dos controles de tensão num sistema elétrico. A instabilidade de tensão está fortemente associada à deficiência de suporte de potência reativa do sistema de potência, isso acontece por limite de operação do gerador ou por limitação do sistema de transmissão. A *curva de capacidade* de um gerador síncrono, Figura 2.3, é provavelmente a melhor forma de se representar os limites de operação da máquina.

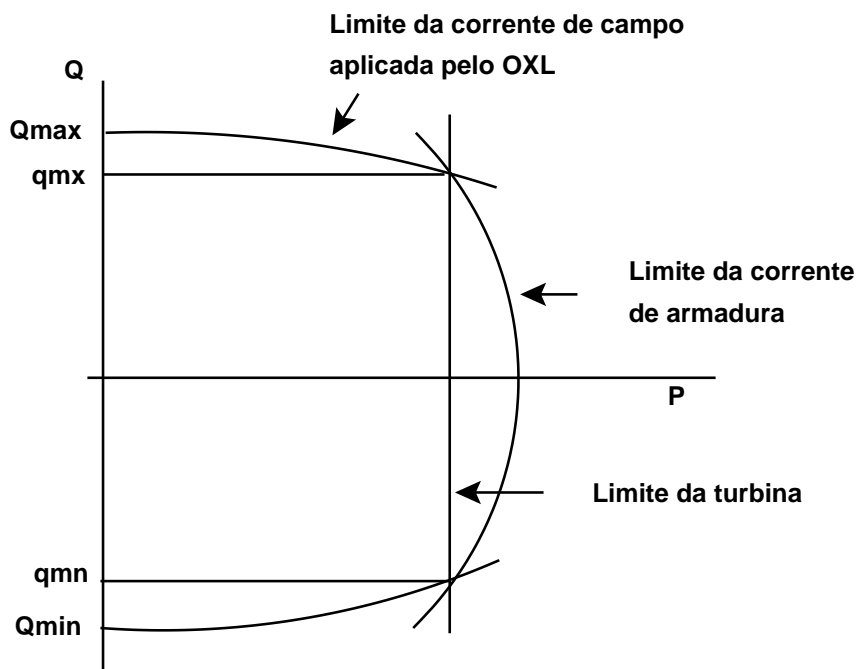


Figura 2.3: Curva de capacidade de um gerador síncrono.

Dependendo do ponto de operação do sistema o limite máximo de potência reativa da máquina, Q_{\max} , é definido pelo *limitador de sobre-excitação*, (OXL), que é o dispositivo que protege os enrolamentos da máquina síncrona de efeitos de sobre-aquecimento. Programas de fluxo de potência geralmente representam os limites de potência reativa de um gerador por valores fixos (qmx) e (qmn), embora a curva de capacidade mostra, claramente, que esses limites são funções da potência ativa (P), e que esses limites se tornam mais restritivos à medida que a potência ativa cresce.

2.2.2 Características da Carga

A modelagem das cargas é essencial na análise de estabilidade de tensão, mas se torna numa tarefa difícil porque a carga numa barra é um agregado de diferentes tipos de cargas. As cargas podem ser classificadas como *cargas estáticas*, que respondem instantaneamente a uma variação nos estados do sistema, ou como *cargas dinâmicas*, que apresentam um comportamento dinâmico na presença de alterações no ponto de operação do sistema. Neste trabalho cargas dinâmicas não são consideradas.

As cargas estáticas podem ser classificadas como:

- Potência Constante, cuja potência terminal independe da tensão da barra;
- Corrente Constante, cuja potência terminal varia linearmente com a tensão da barra;
- Impedância Constante, cuja potência terminal varia com o quadrado da tensão da barra.

Uma das formas de se representar as cargas estáticas é através do modelo de-

nominado *modelo polinomial*, equação (2.2).

$$\begin{aligned} P_L &= P_{L_o} \left[a_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_p \frac{V}{V_o} + c_p \right], \\ Q_L &= Q_{L_o} \left[a_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_q \frac{V}{V_o} + c_q \right]; \end{aligned} \quad (2.2)$$

com, $a_p + b_p + c_p = 1$ e $a_q + b_q + c_q = 1$. Em que,

P_L, Q_L : potências ativas e reativas da carga;

a_p, a_q : componentes da impedância constante;

b_p, b_q : componentes da corrente constante;

c_p, c_q : componentes da potência constante.

A Figura 2.4 mostra o comportamento da potência terminal da carga com a variação da tensão terminal para os diferentes modelos de carga.

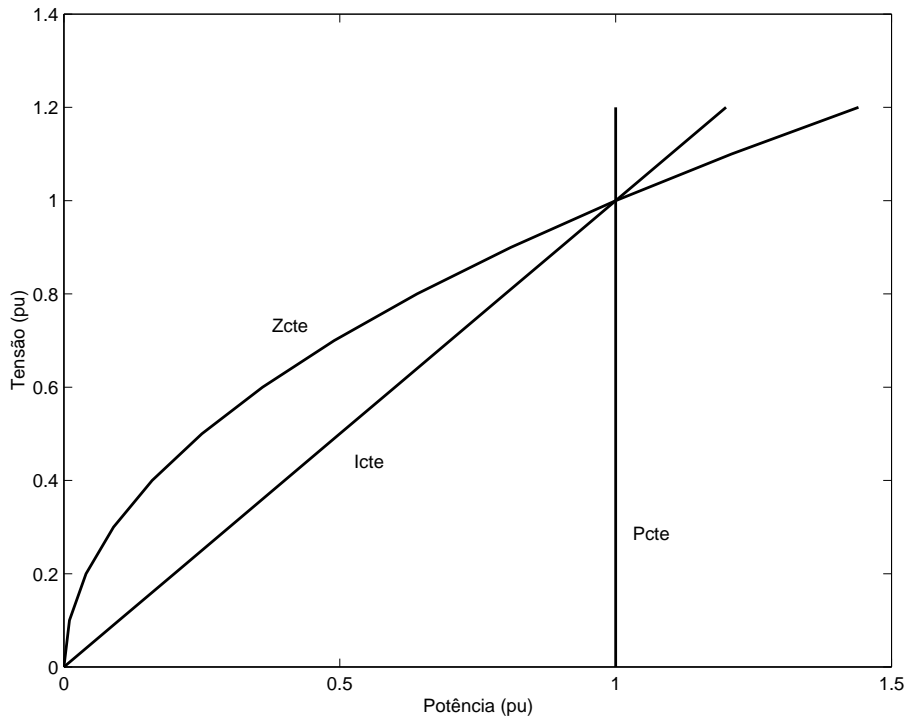


Figura 2.4: Comportamento dos modelos de carga com a tensão.

A instabilidade de tensão é aliviada quando se reduz a demanda, isso porque a corrente diminui e conseqüentemente as perdas reativas são reduzidas no circuito. Já que a instabilidade de tensão causa quedas acentuadas na tensão, os efeitos da modelagem de carga nos estudos de estabilidade de tensão são muito importantes, poderiam ser entendidos da seguinte forma: as cargas de *impedância constante* é a melhor representação, pois a demanda é reduzida com o quadrado da queda de tensão; as cargas de *corrente constante* é uma outra boa representação, pois a demanda é reduzida com a queda de tensão; já as cargas de *potência constante* é uma representação ruim, pois a demanda não reduz com a queda de tensão.

2.2.3 Rede de Transmissão

O aspecto fundamental da compensação e controle de potência reativa em uma linha de transmissão é o equilíbrio da potência reativa. A capacitância shunt da linha de transmissão produz potência reativa proporcional ao quadrado da magnitude da tensão. Como a tensão deve estar, em geral, entre os limites de $\pm 5\%$ da tensão nominal, a potência reativa produzida é relativamente constante. As indutâncias séries do sistema de transmissão requerem potência reativa proporcional ao quadrado da corrente (perdas reativas). Como a corrente varia nos períodos de carga pesada e leve num sistema de potência, as perdas da linha de transmissão também variam. A instabilidade de tensão é aliviada se as perdas nas linhas de transmissão são reduzidas [Tay94].

2.2.4 Compensação Shunt

A conexão de capacitores shunt (ou reatores) é provavelmente a maneira mais simples e usual de compensação de potência reativa. A Figura 2.5 mostra a situação em que a potência da carga é aumentada, e mais compensação shunt é adicionada tentando manter a tensão entre os limites V_{min} e V_{max} . Um fato importante a ser

observado, em termos de instabilidade de tensão, é que em áreas onde há deficiência de geração a compensação shunt é usada para manter a tensão nos limites normais de operação. Entretanto, os pontos de operação normais, pontos *a*, *b* e *c* da Figura 2.5, progressivamente se aproximam do ponto de colapso de tensão (nariz da curva P-V) diminuindo a margem de estabilidade de tensão [Tay94, CV98].

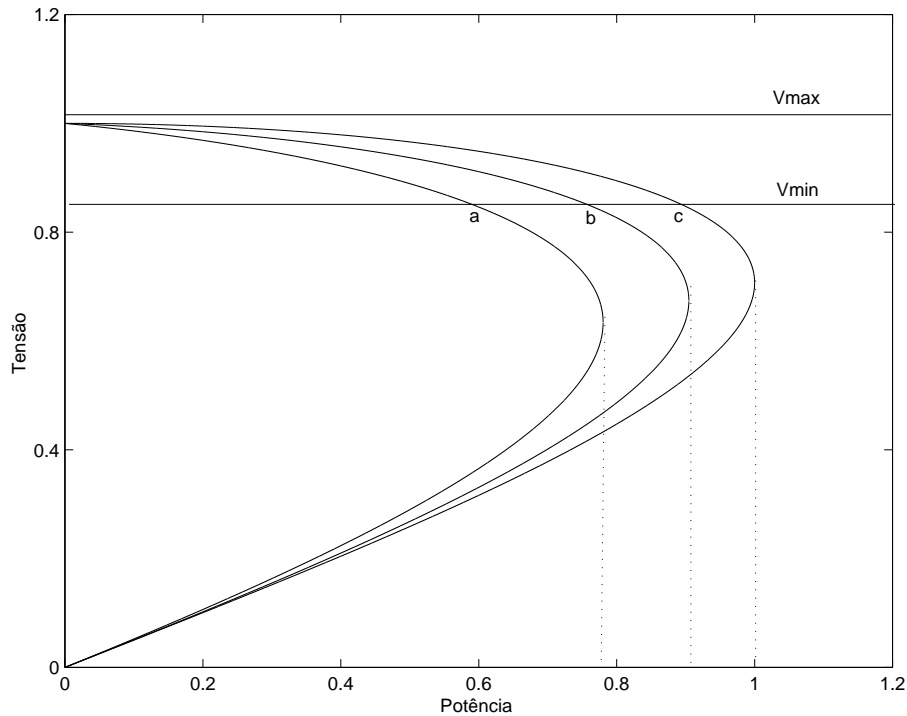


Figura 2.5: Curva P-V para vários níveis de compensação.

2.2.5 Transformador com Comutação Automática sob Carga

Transformadores com comutação automática de tape sob carga (LTC) são transformadores, que conectados aos sistemas de transmissão ou subtransmissão, funcionam para controlar uma das tensões das duas barras ao qual ele está conectado. Quando a tensão da barra varia o tape do transformador opera, após um tempo de retardo, afim de restaurar a tensão da barra.

Os resultados apresentados a seguir baseiam-se nas referências [Cut00, Tay94].

A estabilidade de tensão de longa duração, no qual o sistema responde após

alguns minutos, devido a uma perturbação, é mostrado pela curva P-V da Figura 2.6. Neste exemplo, a dinâmica de estabilidade de longa duração é controlada pelas atuações do LTC e do OXL. O sistema opera inicialmente no ponto A (curva de pré-distúrbio). Após o sistema sobreviver às oscilações eletromecânicas, causadas por um distúrbio no sistema, o tape do LTC (t_1) não mudou ainda e o sistema opera por um curto tempo no ponto A' (curva de pós-distúrbio sem atuação do OXL). Em seguida, o LTC opera para levar o ponto de operação para o ponto B, tentando atender à potência da carga (P_{carga}). Neste ponto a corrente de campo do gerador atinge o seu limite, o OXL atua e conseqüentemente limita a potência reativa do gerador. O sistema segue para o ponto B' (curva de pós-distúrbio com atuação do OXL). A partir deste ponto, o LTC diminuirá o tape até finalmente atingir o seu limite, o ponto C, tape t_5 .

A natureza da instabilidade de tensão é revelada observando-se que a característica da carga não intercepta a última curva P-V do sistema (curva de pós-distúrbio com atuação do OXL). A potência máxima que a configuração final pode liberar é menor do que a potência que o LTC tende a restaurar. Portanto, o sistema torna-se instável perdendo o seu equilíbrio de longa duração.

2.3 Classificação da Estabilidade de Tensão Quanto a sua Duração

A duração de um processo de instabilidade de tensão pode variar, na prática, de alguns milissegundos até dezenas de minutos. As características do sistema de potência e o tipo de perturbação sofrida por ele é que determinarão a duração do fenômeno. A estabilidade de tensão pode ser separado em dois grupos [Tay94, CV96, dCPP98]: *estabilidade transitória de tensão e estabilidade de tensão de longa duração*.

Os componentes mais importantes do sistema envolvidos no processo de insta-

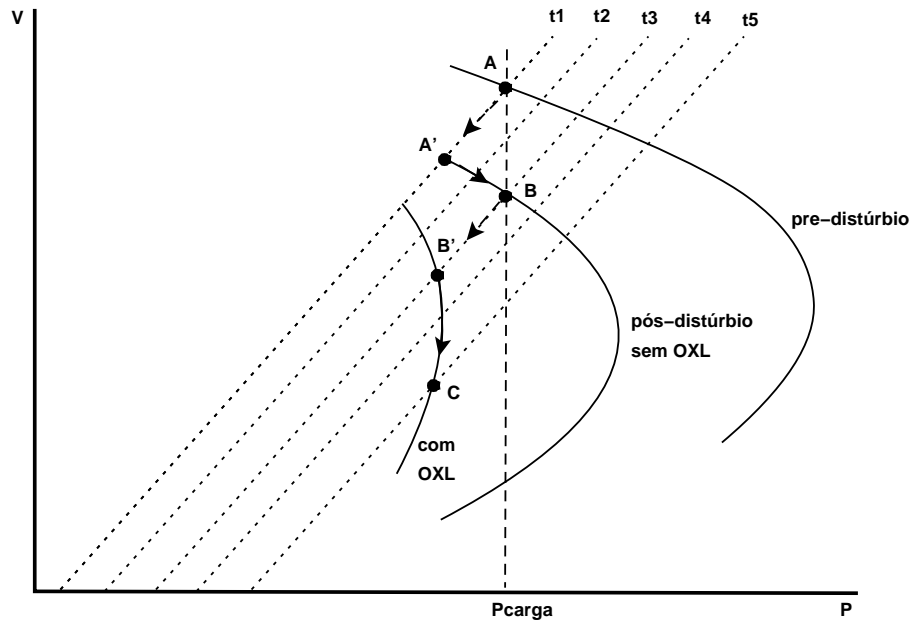


Figura 2.6: Dinâmica de longa duração

bilidade de tensão são: o regulador automático de tensão, o motor de indução e os conversores CA/CC, esses componentes têm suas dinâmicas na escala de tempo transitória, enquanto o transformador com comutação de tape sob carga, o limitador de sobre-excitacção, o controle automático da geração, o controle secundário de tensão entre outros têm suas dinâmicas na escala de tempo de longa duração.

Quanto a estabilidade transitória de tensão observa-se que: a duração dos fenômenos deste tipo, que normalmente é de milisegundos até aproximadamente 10 segundos, nem sempre permite evidenciar se o problema ocorrido é uma instabilidade de tensão ou uma instabilidade angular (eletromecânica); a instabilidade de tensão dessa natureza é causada, normalmente, por cargas com características muito rápidas como, por exemplo, motores de indução ou conversores CA/CC. Estabilidade de tensão de longa duração.

Sendo o sistema de potência transitoriamente estável pode ocorrer a estabilidade de tensão de longa duração, esse tipo de estabilidade normalmente acontece em sistemas com uma demanda elevada, com significativa parcela de geração sendo im-

portada de regiões remotas, após a ocorrência de uma contingência severa e pelo aumento súbito da demanda. À medida que os equipamentos de controle de tensão, por exemplo, os transformadores com comutação automática de tape sob carga, começam a atuar para restabelecer o nível de tensão do sistema para valores mínimos de operação, restabelecendo a potência ativa e reativa da carga, acontece o aumento de potência reativa demandada pelo sistema, até que a capacidade de controle de tensão do sistema é perdida e o sistema pode experimentar um colapso de tensão.

2.4 Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão

2.4.1 Método de Análise Dinâmica

O método de análise que melhor reproduz um fenômeno de instabilidade de tensão é a análise não-linear no domínio do tempo. Entretanto, uma grande parte dos fenômenos de instabilidade de tensão envolvem equipamentos com comportamento lento ou com grande atraso na sua atuação. Este fato faz com que o esforço computacional seja elevado e conseqüentemente o tempo de simulação necessário, para a correta análise do processo, seja muito alto. Além disso, o alto número de cenários a serem analisados e a falta de informações sobre sensibilidades e de distância para o colapso de tensão fazem com que a simulação no tempo seja empregada em situações especiais em que se deseje uma análise mais precisa.

2.4.2 Método de Análise Estática

O comportamento de um sistema de potência pode ser descrito, matematicamente, por um conjunto de equações diferenciais e por outro de equações algébricas. Quando seus estados variam lentamente, pode-se anular a dinâmica dos componentes e representar o sistema por um conjunto de equações puramente algébricas e desta forma analisar o seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio [Kun94,

CJJ95]. Alguns dos principais métodos de análise estática do problema da estabilidade de tensão baseiam-se no comportamento das curvas P-V e Q-V para determinadas barras do sistema. Essas curvas são traçadas através da solução de diversos problemas de fluxo de potência. Os principais problemas dessa metodologia são: a necessidade de se determinar corretamente quais as barras que devem ser monitoradas; e a dificuldade de convergência dos métodos de solução do problema de fluxo de potência, na proximidade do ponto de colapso. Entretanto, o problema da convergência pode ser contornado pela utilização do método do fluxo de potência continuado [AC91].

Dentre os principais métodos usados, atualmente, na análise estática da estabilidade de tensão encontram-se os métodos de otimização por pontos interiores, esses métodos são bastante atraentes por proporcionar grande flexibilidade na representação dos controles que atuam no sistema.

2.4.3 Método de Análise Quase-Estática

A análise estática, que é baseada na formulação do fluxo de potência, nem sempre é apropriada para os estudos de estabilidade de tensão, principalmente quando o sistema se aproxima das condições críticas. O método de análise quase-estática, que neste trabalho é denominado de *método de simulação rápida no tempo* (SRT), representa alguns dos modelos dos componentes com dinâmica de longa duração. O método de análise quase-estática oferece um bom compromisso entre a simplicidade e eficiência dos métodos de análise estática e as vantagens dos métodos de simulação no tempo, tais como: alta precisão, manipulação dos controles dependentes do tempo e ausência de problemas numéricos em torno do ponto crítico. Os trabalhos [CM97, CJMP95] comprovam a rapidez e a precisão desse método.

2.5 Modelagem dos Componentes

O método SRT representa alguns dos componentes com modelos de dinâmicas de longa duração, tais como: modelo de regime permanente do gerador, sistema de excitação do gerador, regulador de velocidade, limitador de sobre-excitação, transformadores com comutação automática sob carga e cargas estáticas.

2.5.1 Máquina Síncrona

Nos programas de fluxo de potência, as máquinas síncronas são modeladas como barras de tensão controlada (barra PV) ou de balanço (barra V θ). Se a máquina atinge seu limite de potência reativa, ela é então modelada como barra de carga (barra PQ), o que indica que ela perdeu o controle da tensão nos seus terminais. Na prática, uma máquina síncrona raramente opera de acordo com esses modelos.

Nos estudos de estabilidade de tensão faz-se necessário representar nos modelos de máquina síncrona alguns dos seus limites e controles. As equações de Park são usadas para descrever a máquina síncrona em regime permanente [Kim56, Kun94]:

$$e_d = -\frac{\omega_m}{\omega_o}\Psi_q - r_a i_d, \quad (2.3)$$

$$e_q = \frac{\omega_m}{\omega_o}\Psi_d - r_a i_q, \quad (2.4)$$

$$e_f = r_f i_f, \quad (2.5)$$

$$\Psi_d = -X_d i_d + X_{ad} i_f, \quad (2.6)$$

$$\Psi_q = -X_q i_q, \quad (2.7)$$

em que,

e_d : tensão terminal de eixo-d;

e_q : tensão terminal de eixo-q;

i_d : corrente terminal de eixo-d;

i_q : corrente terminal de eixo-q;

e_f : tensão de campo do gerador;

i_f : corrente de campo do gerador;

r_a : resistência de armadura;

r_f : resistência de enrolamento de campo;

X_d : reatância síncrona de eixo-d;

X_q : reatância síncrona de eixo-q;

X_{ad} : reatância mútua, que representa o acoplamento da corrente de eixo direto do estator e rotor;

ω_m : velocidade de operação da máquina;

ω_o : velocidade nominal da máquina;

Ψ_d : fluxo concatenado de eixo-d;

Ψ_q : fluxo concatenado de eixo-q.

Substituindo-se Ψ_q dado na equação (2.7) na equação (2.3) e Ψ_d dado na equação (2.6) na equação (2.4) e assumindo que $\omega_m = \omega_o$, tem-se

$$e_d = X_q i_q - r_a i_d, \quad (2.8)$$

$$e_q = -X_d i_d + X_{ad} i_f - r_a i_q. \quad (2.9)$$

A tensão terminal pode ser expressa em termos das componentes de eixo direto e de quadratura da forma

$$\vec{V}_t = e_d + j e_q. \quad (2.10)$$

Analogamente, a corrente terminal pode ser expressa como

$$\vec{I} = i_d + ji_q. \quad (2.11)$$

Definindo o fasor \vec{E}_q como

$$\vec{E}_q = \vec{V}_t + (r_a + jX_q)\vec{I}, \quad (2.12)$$

$$= (e_d + je_q) + (r_a + jX_q)(i_d + ji_q). \quad (2.13)$$

A equação (2.12) mostra que a representação em equilíbrio de uma máquina síncrona é dado por uma tensão interna E_q , na direção de um eixo imaginário girante (eixo q), atrás de uma impedância síncrona. Substituindo as equações (2.8) e (2.9) na equação (2.13) e manipulando-a, tem-se que

$$\vec{E}_q = j[X_{ad}i_f - (X_d - X_q)i_d], \quad (2.14)$$

$$= \vec{E}_{fd} - j(X_d - X_q)i_d, \quad (2.15)$$

em que, $\vec{E}_{fd} = jX_{ad}i_f$ é o fasor tensão proporcional à corrente de campo. O diagrama fasorial de uma máquina síncrona em equilíbrio é mostrado na Figura 2.7.

A impedância síncrona do gerador é expressa por

$$\vec{z}_g = z_g e^{j(\pi/2 - \alpha)}, \quad (2.16)$$

com z_g e α definidos por:

$$z_g = \sqrt{r_a^2 + X_q^2};$$

$$\alpha = \operatorname{tg}^{-1} \frac{r_a}{X_q}.$$

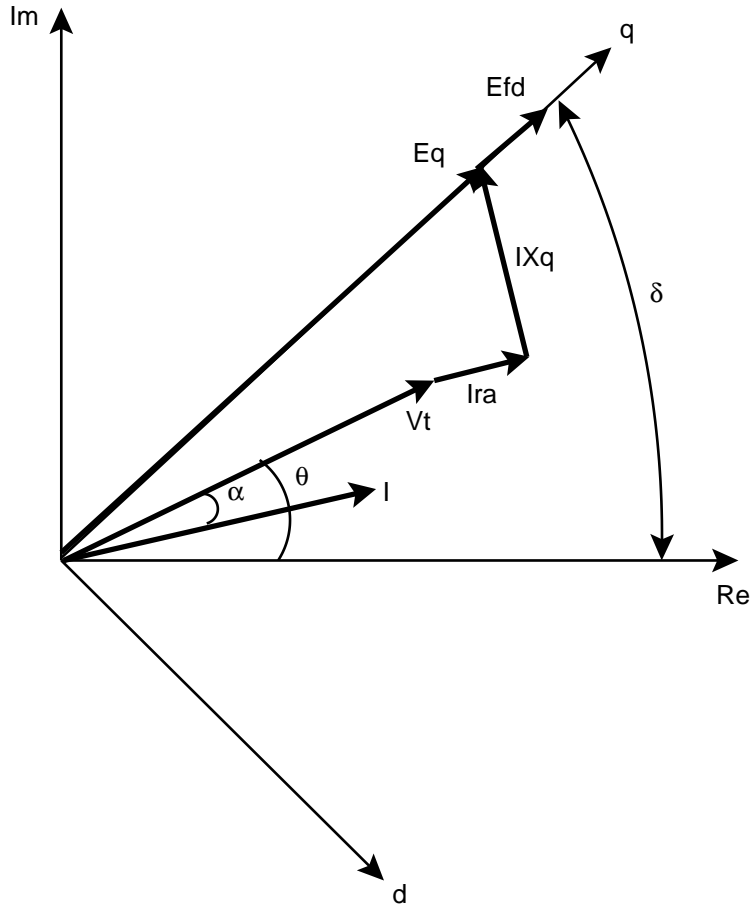


Figura 2.7: Grandezas do gerador - eixos dq e $Re-Im$.

A corrente \vec{I} pode ser obtida da Figura 2.7, tendo o eixo real como referência,

$$\vec{I} = \frac{E_q e^{j\delta} - V_t e^{j\theta}}{z_g e^{j(\pi/2 - \alpha)}}. \quad (2.17)$$

As componentes da corrente \vec{I} nos eixos real (Re) e imaginário (Im) obtidas da equação (2.17), são dadas por

$$I_{re} = Re(\vec{I}) = \frac{E_q}{z_g} \sin(\delta + \alpha) - \frac{V_t}{z_g} \sin(\theta + \alpha); \quad (2.18)$$

$$I_{im} = Im(\vec{I}) = -\frac{E_q}{z_g} \cos(\delta + \alpha) - \frac{V_t}{z_g} \cos(\theta + \alpha). \quad (2.19)$$

A projeção das componentes da corrente \vec{I} nos eixos $Re-Im$ aos eixos dq é dada por

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{re} \\ I_{im} \end{bmatrix}. \quad (2.20)$$

Substituindo I_{re} e I_{im} , dadas pelas equações (2.18) e (2.19), na equação (2.20), tem-se

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{E_q}{z_g} \cos \alpha - \frac{V_t}{z_g} \cos(\delta - \theta - \alpha) \\ \frac{E_q}{z_g} \sin \alpha + \frac{V_t}{z_g} \sin(\delta - \theta - \alpha) \end{bmatrix}. \quad (2.21)$$

Introduzindo o valor de i_d obtida da equação (2.21) na equação (2.15), tem-se

$$E_q - E_{fd} + (X_d - X_q) \left[\frac{E_q}{z_g} \cos \alpha - \frac{V_t}{z_g} \cos(\delta - \theta - \alpha) \right] = 0. \quad (2.22)$$

A equação (2.22) é a equação de equilíbrio da máquina síncrona, cujas variáveis são:

2.5.1.1 Potência Ativa Gerada

A potência ativa gerada, incluindo as perdas da máquina, é dada por

$$P = Re(\vec{E}_q \vec{I}^*),$$

que, quando resolvida nas componentes de eixo direto e quadratura dos fasores envolvidos, conduz a

$$\begin{aligned} P &= Re[jE_q(i_d - ji_q)], \\ &= E_q i_q. \end{aligned} \quad (2.23)$$

Substituindo i_q , obtida através da equação (2.21), na expressão (2.23), tem-se

$$P = \frac{E_q^2}{z_g} \sin \alpha + \frac{E_q V_t}{z_g} \sin(\delta - \theta - \alpha). \quad (2.24)$$

2.5.2 Regulador de Velocidade

A operação satisfatória de um sistema de potência requer que a frequência seja relativamente constante. Manter a frequência em seus valores nominais é um indicador de que o balanço de potência ativa está sendo cumprido. O regulador de velocidade é quem exerce o controle da frequência.

O modelo de regulador de velocidade implementado é o *regulador com queda de velocidade*, conforme a Figura 2.8, que apresenta um modelo de máquina hidráulica.

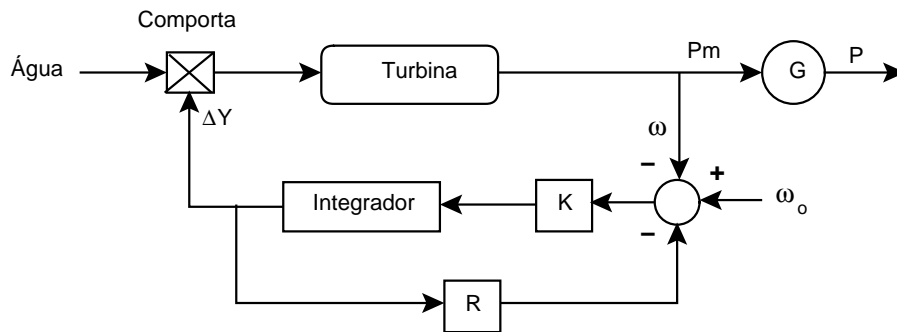


Figura 2.8: Unidade com regulador de velocidade.

Devido a existência do bloco integrador, o sinal ΔY atinge um ponto de equilíbrio quando a saída do somador é nula, ou seja,

$$\omega_o - \omega - R\Delta Y = 0, \quad (2.25)$$

em que ω_o é a velocidade nominal, ω é a velocidade medida, R é o parâmetro de regulação de velocidade, com valor típico de 5%, e ΔY é a posição das palhetas do distribuidor da turbina hidráulica. Quando a equação (2.25) é expressa em *p.u.*, tem-se que

$$f_o - f - R\Delta P = 0,$$

ou

$$f_o - f - R(P_m - P_o) = 0, \quad (2.26)$$

em que f_o é a frequência nominal, f é a frequência atual, P_m é a potência mecânica correspondente a f e P_o é a potência mecânica correspondente à f_o . A potência da turbina como função da frequência do sistema é obtida da equação (2.26),

$$P_m = P_o - \frac{1}{R}(f - f_o). \quad (2.27)$$

Na condição de equilíbrio tem-se que,

$$P_m - P = 0. \quad (2.28)$$

Substituindo as expressões da potência mecânica, equação (2.27), e da potência ativa gerada, equação (2.24), na equação de equilíbrio (2.28) e trocando-se o sinal de cada termo obtém-se a equação de equilíbrio do movimento do gerador:

$$\frac{E_q^2}{z_g} \sin \alpha + \frac{E_q V_t}{z_g} \sin(\delta - \theta - \alpha) - P_o + \frac{1}{R}(f - f_o) = 0. \quad (2.29)$$

2.5.3 Regulador Automático de Tensão

Um regulador automático de tensão, ou sistema de excitação da máquina, além de suprir corrente contínua para o circuito de campo da máquina tem como funções: controlar a tensão e o fluxo de potência reativa, melhorar a estabilidade de tensão e proteger os enrolamentos da máquina síncrona. Em condições normais de operação, um regulador automático de tensão é caracterizado pelas relações de equilíbrio [CV96]:

$$E_{fd} = K(V_{ref} - V_t), \quad (2.30)$$

em que K é o ganho de malha-aberta do regulador automático de tensão e V_{ref} é a tensão de referência.

A equação (2.30) representa o sistema de excitação em equilíbrio, com a tensão terminal da máquina sendo o único sinal de realimentação. Segue abaixo a dedução de outra expressão para o sistema de excitação com a inclusão do *limitador de corrente de campo* ou *limitador de sobre-excitação*.

2.5.4 Limitador de Sobre-Excitação

O limitador de sobre-excitação, ou limitador da corrente de campo (OXL) influencia a instabilidade de tensão. A Figura 2.9 mostra um sistema de excitação com a atuação do OXL.

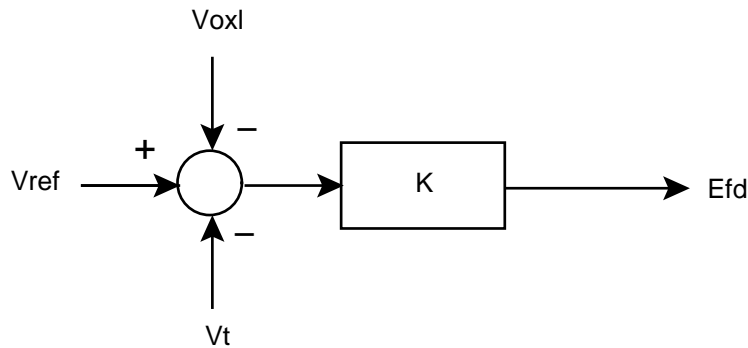


Figura 2.9: Sistema de excitação com atuação do OXL

Tendo em vista que o OXL tem uma dinâmica relativamente lenta, se comparada com a dinâmica do sistema de excitação, tem-se que

$$E_{fd} = K(V_{ref} - V_t - V_{OXL}),$$

ou

$$E_{fd} + KV_{OXL} - K(V_{ref} - V_t) = 0.$$

Definindo $E_{FD} = E_{fd} + KV_{OXL}$, obtém-se

$$E_{FD} - K(V_{ref} - V_t) = 0. \quad (2.31)$$

A característica de atuação do OXL [Kun94], mostrada na Figura 2.10, é a seguinte: quando o valor de I_{fd} supera I_b , e transcorrida a temporização correspondente, I_{fd} diminui até I_b num tempo T . Para valores maiores do que I_a , a corrente é diminuída instantaneamente a I_b . Em resumo, tem-se a seguinte relação

$$I_{fd} = \begin{cases} \frac{-I_a + I_b}{T}t + I_a, & \text{se } I_b \leq I_{fd} \leq I_a, \\ I_b, & \text{se } I_{fd} > I_a. \end{cases} \quad (2.32)$$

O valor em *p.u.* de I_{fd} é igual a E_{fd} .

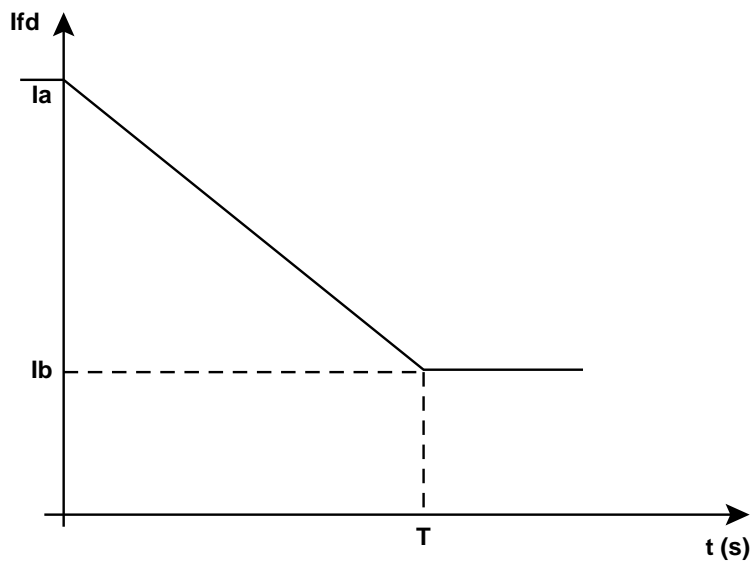


Figura 2.10: Característica de atuação do OXL

2.5.5 Transformador com Comutação Automática de Tape sob Carga

A implementação da lógica do transformador com comutação automática sob carga (LTC) é a seguinte [Kun94]. Se a tensão V da barra controlada do transformador for maior (menor) do que uma tensão de referência V_{ref} mais (menos) uma banda morta ϵ , e se o tempo T , contabilizado no elemento de temporização, for maior do que um tempo de ajuste T_D mais o tempo de retardo do motor T_M e se ainda a excursão do tap $n(k)$ não atingiu o limite máximo n_{max} (limite mínimo n_{min}), haverá a mudança no tap de tal forma a elevá-lo $n(k+1) = n(k) + \Delta n$ (diminuí-lo $n(k+1) = n(k) - \Delta n$), em que Δn é o passo do tape; caso contrário, não haverá a comutação do tape. Em resumo, a lógica é apresentada na expressão abaixo

$$n(k+1) = \begin{cases} n(k) + \Delta n & \text{se } V > V_{ref} + \epsilon; \quad T > T_D + T_M; \quad n(k) < n_{max} \\ n(k) - \Delta n & \text{se } V < V_{ref} - \epsilon; \quad T > T_D + T_M; \quad n(k) > n_{min} \\ n(k) & \text{caso contrário} \end{cases}$$

O tempo transcorrido para processar uma mudança no comutador é $T = T_D + T_M$. Os atrasos relativos ao motor T_M são da ordem de 5 segundos. Em relação a T_D , costuma-se introduzir um atraso de 25 segundos só para a primeira de uma série de mudanças sucessivas, fazendo-se nas seguintes T_D igual a zero. No SRT, toda mudança na relação de transformação, deve ser levada em conta recalculando-se os elementos envolvidos da matriz admitância da rede. A modelagem do transformador com comutação automática de tape sob carga é feita pelo circuito π equivalente para um transformador com relação de transformação $n : 1$ [Mon83], Figura 2.11.

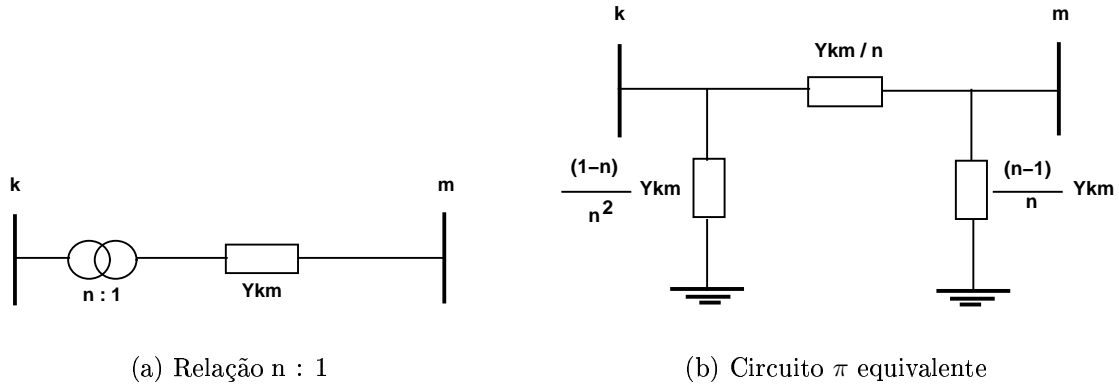


Figura 2.11: Modelo do transformador

2.5.6 Cargas Estáticas

A representação das cargas estáticas feita neste trabalho é a representação polinomial da carga, também denominada de modelo ZIP, cuja equação é novamente repetida abaixo,

$$\begin{aligned}
 P_L &= P_{L_o} \left[a_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_p \frac{V}{V_o} + c_p \right], \\
 Q_L &= Q_{L_o} \left[a_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_q \frac{V}{V_o} + c_q \right].
 \end{aligned} \tag{2.33}$$

em que $a_p + b_p + c_p = 1$, $a_q + b_q + c_q = 1$ e o subscrito o corresponde às condições nominais de operação.

No SRT, a variação da demanda no tempo mantém constante as frações de carga dos tipos impedância, corrente e potência constante, ou seja, são P_{L_o} e Q_{L_o} as potências sujeitas aos efeitos dinâmicos, sendo assim

$$\begin{aligned}
 P_{L_o}(t) &= P_{L_o}(1 + \lambda_P t), \\
 Q_{L_o}(t) &= Q_{L_o}(1 + \lambda_Q t),
 \end{aligned} \tag{2.34}$$

em que, λ_P e λ_Q correspondem aos coeficientes da variação linear da carga ativa e

reativa, respectivamente, no instante de tempo t .

2.6 O Método de Simulação Rápida no Tempo

As dinâmicas correspondentes às escalas de tempo transitória e instantânea, são usualmente representadas por um sistema de equações algébrico-diferenciais, da forma [CV96, Cut95, CJMP95]:

$$\dot{x} = f(x, y, z, w), \quad (2.35)$$

$$0 = g(x, y, z, w), \quad (2.36)$$

em que,

x : vetor de estados das variáveis relacionadas com a escala de tempo transitória;

y : vetor das variáveis algébricas relacionadas com uma escala de tempo instantânea;

z : vetor que representa as variáveis de natureza discreta;

w : vetor da demanda como função do tempo.

As equações (3.1) servem para modelar as dinâmicas transitórias das máquinas, dos controles (reguladores de tensão, regulador de velocidade), cargas restaurativas (motor de indução), dos compensadores estáticos de reativos, etc. As equações (2.36) representam o balanço de corrente em todas as barras do sistema, incluindo a modelagem das cargas estáticas. Tanto as equações (3.1) como as equações (2.36) são influenciadas pelas dinâmicas dos controles discretos tais como a do transformador com comutação automática sob carga. As dinâmicas dos controles discretos podem ser representadas pelo seguinte conjunto de equações:

$$z(k+1) = h(x, y, z(k), w). \quad (2.37)$$

As equações (2.37) são de natureza discreta no tempo e capturam apropriadamente a atuação de dispositivos de controle e proteção, que têm lugar em escalas de tempo muito mais lentas do que àquelas associadas às equações (3.1). A operação do limitador de sobre-excitação também pode ser considerada como um evento discreto [CV96, Cut95, CJMP95]. No SRT, as equações (2.37) representam as dinâmicas do transformador com comutação automática de tape sob carga e do limitador de sobre-excitação.

A dinâmica das cargas estáticas associada à mudança da demanda no tempo, ou seja, $w = \phi(t)$,

Na análise da estabilidade de tensão de longa duração as equações dinâmicas (3.1) podem ser substituídas pelas equações de equilíbrio [CV96, Cut95, CJMP95]:

$$0 = f(x, y, z, w). \quad (2.38)$$

Os pontos de equilíbrio são encontrados resolvendo-se o sistema de equações:

$$\begin{aligned} 0 &= f(x, y, z, w), \\ 0 &= g(x, y, z, w). \end{aligned} \quad (2.39)$$

Este sistema é resolvido pelo método de Newton-Raphson

2.6.1 As Equações de Estado

Resumindo, o conjunto das equações de estado do SRT ficam assim definidas:

$$\begin{aligned}
 f_1(x, y, z, w) &= E_{q_i} - E_{fd_i} + (X_{d_i} - X_{q_i}) \left(\frac{E_{q_i}}{z_{g_i}} \cos \alpha_i - \frac{V_{t_i}}{z_{g_i}} \cos(\delta_i - \theta_i - \alpha_i) \right) = 0 \\
 f_2(x, y, z, w) &= \frac{E_{q_i}^2}{z_{g_i}} \sin \alpha_i + \frac{E_{q_i} V_{t_i}}{z_{g_i}} \sin(\delta_i - \theta_i - \alpha_i) - P_{o_i} + \frac{1}{R_i} (f_i - f_{o_i}) = 0 \\
 f_3(x, y, z, w) &= E_{fd_i} - K_i (V_{ref_i} - V_{t_i}) = 0
 \end{aligned}$$

em que a primeira equação, $f_1(x, y, z, w) = 0$, corresponde à equação de equilíbrio do gerador, a segunda equação, $f_2(x, y, z, w) = 0$, corresponde à equação de equilíbrio do movimento do gerador e a terceira equação, $f_3(x, y, z, w) = 0$, corresponde à equação de equilíbrio do sistema de excitação, equação (2.30). As equações $f_3(x, y, z, w) = 0$ são substituídas por $E_{FD_i} - K_i(V_{ref_i} - V_{t_i}) = 0$ quando o OXL atuar.

2.6.2 Equações de Balanço de Corrente

As equações de balanço de corrente são assim definidas:

$$\begin{aligned}
 g_1(x, y, z, w) &= \sum_{m \in \Omega_i} V_m (G_{im} \cos \theta_m - B_{im} \sin \theta_m) - \text{Re}\{I_i(x, y)\} = 0 \\
 g_2(x, y, z, w) &= \sum_{m \in \Omega_i} V_m (G_{im} \sin \theta_m + B_{im} \cos \theta_m) - \text{Im}\{I_i(x, y)\} = 0
 \end{aligned}$$

em que,

V_m : módulo das tensões das barras da rede;

θ_m : ângulo das tensões das barras da rede;

G_{im} : condutância da rede;

B_{im} : susceptância da rede;

$Re\{I_i(x, y)\}$: parte real das correntes injetadas nas barras pelos geradores e cargas estáticas;

$Im\{I_i(x, y)\}$: parte imaginária das correntes injetadas nas barras pelos geradores e cargas estáticas.

A primeira e a segunda equação correspondem a parte real e a parte imaginária da equação complexa de balanço de corrente, respectivamente. A expressão da corrente injetada pelo gerador nas barras de geração é dada por:

$$I_{g_i}(x, y) = \frac{E_{q_i}}{z_{g_i}} e^{j(\delta_i + \alpha_i - \pi/2)} - \frac{V_{t_i}}{z_{g_i}} e^{j(\theta_i + \alpha_i - \pi/2)}, \quad (2.40)$$

A parte real e imaginária de $I_{g_i}(x, y)$ são, respectivamente,

$$Re\{I_{g_i}(x, y)\} = \frac{E_{q_i}}{z_{g_i}} \sin(\delta_i + \alpha_i) - \frac{V_{t_i}}{z_{g_i}} \sin(\theta_i + \alpha_i), \quad (2.41)$$

$$Im\{I_{g_i}(x, y)\} = -\frac{E_{q_i}}{z_{g_i}} \cos(\delta_i + \alpha_i) + \frac{V_{t_i}}{z_{g_i}} \cos(\theta_i + \alpha_i). \quad (2.42)$$

A parte real e imaginária da corrente injetada pela carga estática nas barras de carga são

$$Re\{I_{d_i}(y)\} = -P_{L_{o_i}} \left(a_{p_i} V_i + b_{p_i} + \frac{c_{p_i}}{V_i} \right) \cos \theta_i \quad (2.43)$$

$$-Q_{L_{o_i}} \left(a_{q_i} V_i + b_{q_i} + \frac{c_{q_i}}{V_i} \right) \sin \theta_i,$$

$$Im\{I_{d_i}(y)\} = -P_{L_{o_i}} \left(a_{p_i} V_i + b_{p_i} + \frac{c_{p_i}}{V_i} \right) \sin \theta_i \quad (2.44)$$

$$+Q_{L_{o_i}} \left(a_{q_i} V_i + b_{q_i} + \frac{c_{q_i}}{V_i} \right) \cos \theta_i.$$

As variáveis a serem consideradas na solução das equações de equilíbrio, de acordo com os modelos matemáticos dos componentes definidos em [FFT95], são

indicadas na Tabela 3.1, em que N é o número de barras da rede e N_g é o número de geradores.

Tabela 2.1: Equações e variáveis que compõem as equações de equilíbrio

Elemento	Equações	Variáveis	Número total de	
			Equações	Variáveis
Frequência	–	f	0	1
Gerador	f_1 f_2 f_3	E_q, E_{fd}, δ	$3N_g$	$3N_g$
Rede	g_1 g_2	$V_m, m = 1, \dots, N$ $\theta_m, m \neq ref$	$2N$	$2N - 1$

2.6.3 A Matriz Jacobiano

A matriz Jacobiano tem dimensão $3N_g + 2N$, com $3N_g + 1$ variáveis de estado dinâmicas f, E_q, E_{fd}, δ e $2N - 1$ variáveis de estado algébricas V, θ . A solução numérica das equações de equilíbrio será obtida pelo método de Newton. Elas são deduzidas a partir das equações de equilíbrio, tomando as derivadas parciais com respeito às variáveis de estado do sistema, Apêndice A. A Figura 2.12 mostra como a matriz Jacobiano do SRT é arranjada computacionalmente.

	f	θ_2	...	θ_N	V_1	...	V_N	Eq_1	...	Eq_{N_g}	Eqf_1	...	Eqf_{N_g}	δ_1	...	δ_{N_g}
f_1																
f_2																
f_3																
g_1																
g_2																

Figura 2.12: Estrutura da matriz Jacobiano

2.6.4 Algoritmo do Método de Simulação Rápida no Tempo

A atualização da matriz Jacobiano só é necessária quando se tem mudança na configuração da rede, atuação ou desativação do limitador de sobre-excitação ou convergência lenta.

Algoritmo: Método de Simulação Rápida no Tempo

PASSO 0: (Inicialização)

Inicializar as variáveis através de uma solução de fluxo de potência. Nesta etapa, forma-se a matriz de admitância de barra.

PASSO 1: (Cálculo do Resíduo)

Calcular o resíduo e atualizar as variáveis do Jacobiano.

PASSO 2: (Primeiro Ponto de Equilíbrio)

Calcular o primeiro ponto de equilíbrio através do método de Newton-Raphson.

PASSO 3: (Inicialização das Variáveis Envolvidas nos Eventos)

Inicializar as variáveis envolvidas para os possíveis eventos: mudança de carga, aumento de carga em rampa, curva de carga, abertura total de circuito, fechamento total de circuito, etc.

PASSO 4: (Critério de Parada)

- a. Estabelecer o passo até um novo ponto de equilíbrio;
- b. Aplicar algum tipo de evento descrito no PASSO 3;
- c. Atualizar z e w ;

- d. Atualizar matriz de admitância de barras por mudanças em z ou w ;
- e. Atualizar equações de equilíbrio por mudanças em z ou w ;

PASSO 4.1 (Atualizar as variáveis)

- a. Calcular o resíduo;
- b. Atualizar as variáveis de estado:

$$\begin{bmatrix} x_{k+1} \\ y_{k+1} \end{bmatrix} \leftarrow \begin{bmatrix} x_k \\ y_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x_k \\ \Delta y_k \end{bmatrix}$$

- c. Se o resíduo for maior do que a tolerância. Retornar ao PASSO 4.1a.

PASSO 5: (Tempo de Simulação)

Atualizar o tempo (t) para o novo ponto de equilíbrio. Se o tempo (t) for menor do que o tempo de simulação (t_{sim}) retornar ao PASSO 4.

2.7 Cálculo dos Fatores de Participação dos Geradores

Os fatores de participação dos geradores para o modo crítico i é definido como,

$$fpg_i = u_i w_i^T \tag{2.45}$$

em que,

u_i : i -ésima coluna de autovetores à direita;

w_i : i -ésima linha de autovetores à esquerda;

fpg_i : matriz fator de participação dos geradores associado ao i -ésimo modo do menor autovalor (λ_i).

Deve-se considerar que apenas alguns pares de autovalores/autovetores são necessários para a análise modal, principalmente quando se analisa sistemas de potência de grande porte.

Diversos algoritmos são usados para se determinar os autovalores dominantes [Mar97, MLP96, CMA96]. Neste trabalho foram testados, dentre eles o *Método da Potência Inverso* [Hag88, Mar86, GL89] e o *Implicit Inverse Lopsided Simultaneous Iteration* (IILSI) [Kun94, GMK92]. Optou-se pela implementação do *IILSI*, o qual apresentou resultados muito satisfatórios.

O algoritmo IILSI calcula um conjunto de autovalores dominantes e os correspondentes autovetores à direita da matriz A . Os autovalores e os correspondentes autovetores à esquerda podem ser obtidos aplicando o mesmo procedimento para A^T . Em síntese, o algoritmo segue os seguintes passos de comando:

Algoritmo: IILSI

PASSO 0: (Inicialização)

Inicializar a matriz teste R , em que cada coluna dessa matriz tem a dimensão do número de linhas da matriz A e tantas colunas quantos autovalores dominantes forem desejados.

$$R = [R_1 \quad R_2 \quad \cdots \quad R_m]$$

PASSO 1: (Critério de Parada)

a. Faça $R_o = R$

- b. Como J_R não é uma matriz esparsa devido a redução e se deseja explorar a esparsidade da matriz Jacobiano, J , S é obtida resolvendo-se o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z \\ S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ R \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

Pode-se ver que S calculado de (2.46) é o mesmo se S fosse determinada diretamente de $S = J_R^{-1}R$.

- c. Determine $G = R^T R$, $H = R^T S$
- d. Resolva B de $GB = H$
- e. Determine $W = ST$, em que T é autovetor à direita de B
- f. Faça $R = W/\|W\|_\infty$
- g. Calcule o resíduo $\|R - R_o\|_\infty$
- h. Se o resíduo for maior do que uma tolerância, retornar ao PASSO 1.a. Caso contrário pare.
-

Capítulo 3

Metodologia Proposta

3.1 Introdução

Ultimamente, o fenômeno de estabilidade de tensão tem sido relevante no planejamento e na operação dos sistemas de potência. Fatores econômicos e operacionais têm forçado os sistemas a operarem próximo às condições limites de carregamento, tornando-os suscetíveis à instabilidade de tensão. Nas últimas décadas, esforços têm sido feitos para se desenvolver ferramentas de avaliação que classifiquem as causas e mecanismos da estabilidade de tensão, e para se promover medidas preventivas e corretivas que aumentem a segurança do sistema em termos da estabilidade de tensão [Kun94, Man, Tay93, Tay94].

A metodologia tem como objetivo tentar melhorar a margem de estabilidade de tensão através dos redespachos dos geradores, os redespachos obtidos são solução do problema de otimização de minimizar o somatório do quadrado dos desvios da geração ativa.

3.2 O Problema de Fluxo de Potência Ótimo

Uma das prerrogativas para operação eficiente de um sistema de potência é que os níveis de tensão da rede sejam mantidos dentro de limites toleráveis. Devido a complexidade dos atuais sistemas elétricos, manter os níveis de tensão desejáveis nas barras do sistema tem se tornado numa tarefa de extrema dificuldade. Controlar a potência reativa e a tensão obedecendo a critérios operacionais e econômicos é um dos grandes desafios encontrados na operação. Essa tarefa pode ser bem desempenhada nos centros de operação do sistema através de ferramentas de *fluxo de potência ótimo* (FPO), que utiliza técnicas de otimização para encontrar o estado da rede que otimize um determinado critério (função objetivo) sujeito a algumas restrições físicas e operacionais (equações e inequações).

O problema de fluxo de potência ótimo (FPO) tem como objetivo *minimizar os desvios de potência ativa dos geradores* levando-se em consideração os fatores de participação obtidos da análise dos autovalores e autovetores determinados da matriz Jacobiano de um programa de fluxo de carga (FC) e da matriz de estado de um programa de simulação dinâmica - *PowSysLab* [Man05].

Novos valores de geração de potência ativa são calculados a fim de minimizar o somatório do quadrado dos desvios em relação aos valores de geração de potência ativa fornecidos nos dados da rede elétrica.

Essa opção é importante no caso brasileiro com predominância hidroelétrica, pois o despacho de potência ativa nas usinas pode ter sido calculado previamente segundo outros critérios como a otimização dos reservatórios. Esse despacho de potência ativa pode não satisfazer todas as restrições definidas na rede, nesse caso é desejável se calcular um novo despacho viável cujo desvio ao primeiro seja o menor possível [CEP00].

Neste trabalho o problema de fluxo de potência ótimo consiste em minimização do desvio da potência ativa gerada em relação a geração ativa do caso base.

A formulação do problema do fluxo de potência ótimo em estudo é a seguinte,

$$\text{minimize} \quad \sum_i^{\mathcal{H}} \text{fpg}_i (P_{G_i} - P_{G_i}^{esp})^2 \quad (3.1)$$

sujeito a :

$$P_i(v, \theta, t) + P_{L_i} - P_{G_i} = 0, \quad i \in \mathcal{N} \quad (3.2)$$

$$Q_i(v, \theta, t) + Q_{L_i} - Q_{G_i} = 0, \quad i \in \mathcal{F} \quad (3.3)$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_i(v, \theta, t) \leq \overline{Q}_i, \quad i \in \mathcal{G} \quad (3.4)$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_i(v, \theta, t) \leq \overline{Q}_i, \quad i \in \mathcal{E} \quad (3.5)$$

$$\underline{P}_{G_i} \leq P_{G_i} \leq \overline{P}_{G_i}, \quad i \in \mathcal{H} \quad (3.6)$$

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \overline{V}_i, \quad i \in \mathcal{N} \quad (3.7)$$

$$\underline{t}_{ij} \leq t_{ij} \leq \overline{t}_{ij}, \quad (i, j) \in \mathcal{T} \quad (3.8)$$

em que,

fpg : fator de participação dos geradores;

P_G : geração ativa do caso base;

P_G^{esp} : potência ativa dos geradores no ponto de colapso.;

Q_G : geração reativa;

P, Q : potência ativa e reativa injetada na barra;

P_L, Q_L : potência ativa e reativa da carga;

$\underline{P}_G, \overline{P}_G$: limites inferior e superior da geração ativa;

$\underline{Q}, \overline{Q}$: limites inferior e superior da potência reativa;

$\underline{V}, \overline{V}$: limites inferior e superior da magnitude da tensão;

\underline{t}, \bar{t} : limites inferior e superior dos tapes dos transformadores;

\mathcal{N} : conjunto de todas as barras do sistema;

\mathcal{G} : conjunto de barras de geração;

\mathcal{F} : conjunto de barras de carga sem fontes de reativos shunt;

\mathcal{E} : conjunto de barras de carga com fontes de reativos shunt;

\mathcal{T} : ramos da rede com transformador com comutação automática sob carga (LTC);

\mathcal{H} : conjunto de barras de geração selecionadas;

A equação (3.1) representa a função objetivo, as restrições de igualdade são representadas pelo balanço de potência ativa e reativa do sistema, equações (3.2) e (3.3), a equação (3.4) representa os limites reativos dos geradores, as barras com suporte de reativos shunt têm seus limites representados pela equação (3.5), os limites de geração ativa são representados pela equação (3.6), a equação (3.7) representa as magnitudes das tensões das barras e a equação (3.8) representa os limites dos tapes dos transformadores com comutação automática de tape sob carga.

3.3 Análise de Contingências

A análise de contingência tem como objetivo analisar a resposta do sistema, em termos de instabilidade de tensão, quando submetido a perturbações severas. Neste trabalho o critério adotado foi o critério $N - 1$, em que foi analisado apenas contingências simples.

O ponto de equilíbrio de longa duração pode ser determinado por métodos estáticos, os quais se baseiam na análise de equações algébricas obtidas a partir do modelo de fluxo de potência em sua versão convencional ou modificada. Os métodos estáticos são importantes pela sua eficiência computacional e pelas informações

que produzem com relação a sensibilidade, graus de instabilidade e margens de estabilidade. Entretanto, os modelos de sistemas de potência que se baseiam nas equações de fluxo de potência são limitados, por exemplo, a análise de estabilidade de tensão de longa duração pelos programas de fluxo de potência consiste em determinar o ponto de equilíbrio [TMI83]. Nos casos instáveis, em que não há equilíbrio, algum método numérico (método de Newton, por exemplo) usado pelo programa divergir na busca da solução das equações de fluxo de potência, essa divergência pode ser usada como um indicativo de instabilidade. Todavia, a divergência pode derivar de problemas puramente numéricos e não está relacionado com o problema físico de instabilidade de tensão. Várias modificações têm sido feitas no método de Newton para tratar casos com dificuldade de convergência e/ou com ausência de solução [IT81, Ove94, Ove95].

Para resolver essas limitações dos métodos estáticos e representar alguns dos principais modelos dos componentes que têm suas dinâmicas na escala de longa duração, utilizou-se como método de análise de contingência, em condições de sobrecarga do sistema e sujeito a algum distúrbio, o método de simulação rápida no tempo, descrito no Capítulo 2. As simulações de longa duração feitas pelo SRT oferecem um interessante compromisso com a eficiência e rapidez dos métodos de análise estática e as vantagens dos métodos de análise dinâmica. Esse método, portanto, oferece uma análise segura e precisa para a estabilidade de tensão, como também é adequado para aplicações em tempo-real [CM97].

3.4 Algoritmo Usado para Determinar os Autovalores Dominantes

O cálculo de autovalores e autovetores é um dos principais problemas de análise numérica. Teoricamente, o problema é simples e se reduz ao cálculo das raízes de

uma equação algébrica. Porém, na prática, os métodos numéricos mais sofisticados estão envolvidos no cálculo de autovalores e autovetores. Dentro da área de análise de sistemas de potência, o cálculo de autovalores tem muita aplicação, pois estão intrinsicamente relacionados com a estabilidade de sistemas lineares. Os autovalores de maior magnitude são freqüentemente chamados de *autovalores dominantes*.

É impraticável e desnecessário o cálculo de todos autovalores de uma matriz, principalmente, para sistemas de grande porte. Métodos que usam o menor autovalor da matriz Jacobiano como um índice de estabilidade de tensão já tem sido proposto na literatura [TR88, LSH92]. Se o menor autovalor λ_i e seus associados autovetores são determinados, obtém-se o modo menos estável do sistema. Os autovalores maiores do que λ_i são desprezados, pois entende-se que seus modos são mais estáveis do que o modo de λ_i .

O algoritmo que foi implementado na ferramenta foi o (IILSI), descrito no Capítulo 2 desta tese. Nota-se que é de interesse calcular os menores autovalores da matriz A , os quais correspondem aos maiores autovalores de A^{-1} , que por uma facilidade de implementação, a rotina de análise modal implementada na ferramenta calcula os autovalores de A^{-1} . A implementação desse algoritmo, além da razão citada acima, deveu-se ao fato de que como a ferramenta de análise foi desenvolvida em ambiente MATLAB, inicialmente, utilizou-se a função "eig" do MATLAB para se calcular os menores autovalores, porém o tempo de processamento requerido para o cálculo dos autovalores foi enorme quando se analisou o sistema reduzido Sul-Sudeste.

3.5 Seleção das Contingências Críticas

A seleção da contingência crítica tem como objetivo diminuir o esforço computacional na análise da estabilidade de tensão para uma lista de contingências fornecidas. Esforços têm sido feitos para se determinar métodos rápidos que selecionem as

contingências mais críticas. Como resultado, um método de seleção rápida [VFX⁺99] que utiliza soluções de fluxo de potência e margens de segurança é usado para selecionar as contingências mais críticas para a estabilidade de tensão como mostra a Figura 3.1.

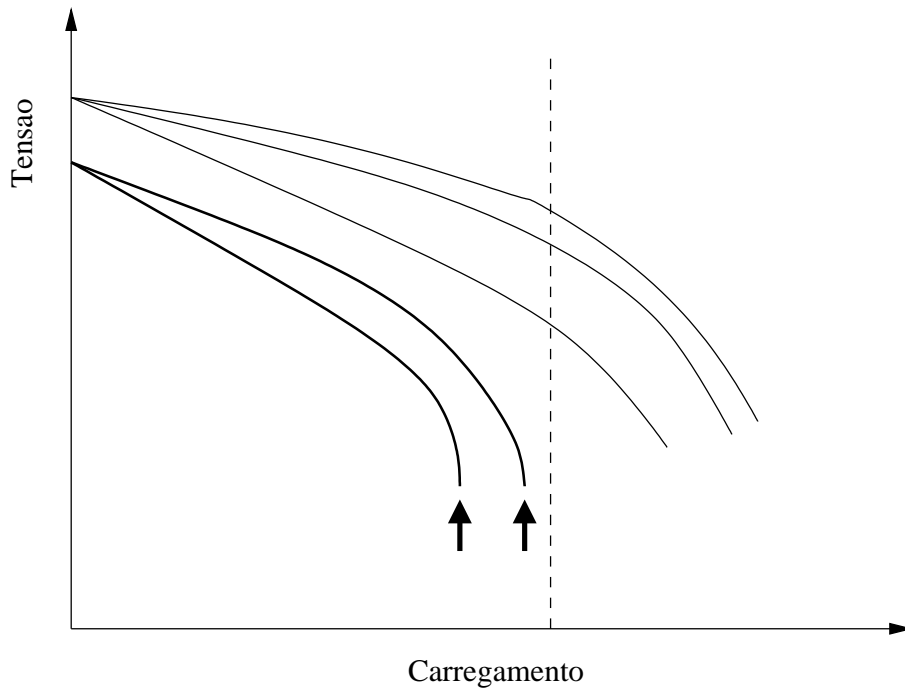


Figura 3.1: Seleção de contingências críticas

A margem, em termos de crescimento de carga, entre o ponto de operação e o ponto de colapso de tensão de uma determinada contingência é um índice comumente usado na análise de estabilidade de tensão [JJ00]. Ela pode ser medida em MVA, MW, ou MVar. Neste trabalho as contingências são selecionadas baseadas nas margens de carga obtidas através do SRT.

As contingências críticas são analisadas pelo FPO de forma que se possa fazer o redespacho da geração, respeitando-se as penalidades impostas pelos fatores de participação dos geradores, tentando-se melhorar a margem de estabilidade de tensão.

3.5.1 Determinação da Margem de Carregamento

A segurança do sistema baseia-se nas margens de carregamento do mesmo, salvaguardando-o do problema de instabilidade de tensão, tanto para condição normal quanto em condições de contingências. A margem de carregamento do sistema é uma medida usada para estimar a capacidade de transmissão de um sistema de potência. A margem é obtida pela diferença entre o ponto de operação e o ponto de colapso que corresponde a algum limite operativo, por exemplo, fluxo na linha, nível mínimo de tensão numa determinada barra, etc. O ponto de colapso de tensão deve ser conhecido de tal forma que garanta uma operação segura para as condições normais de operação e pós-contingência. A segurança de um sistema de potência é determinada pela margem pós-distúrbio da contingência mais crítica [GMK96, CMM99]. A Figura 3.2 ilustra as margens de estabilidade de tensão para situações de pré e pós-contingências. A determinação da margem de estabilidade requer elevado tempo computacional, principalmente se for preciso analisar um grande número de contingências.

A margem de carregamento dos sistemas estudados neste trabalho foram obtidas aplicando-se uma rampa de carga em todas as barras do sistema até o sistema atingir o ponto de colapso de tensão.

3.6 Determinação dos Fatores de Participação dos Geradores

Na tentativa de se determinar o melhor redespacho, objetivando uma melhoria na margem de estabilidade de tensão, os seguintes índices de fatores de participação foram analisados.

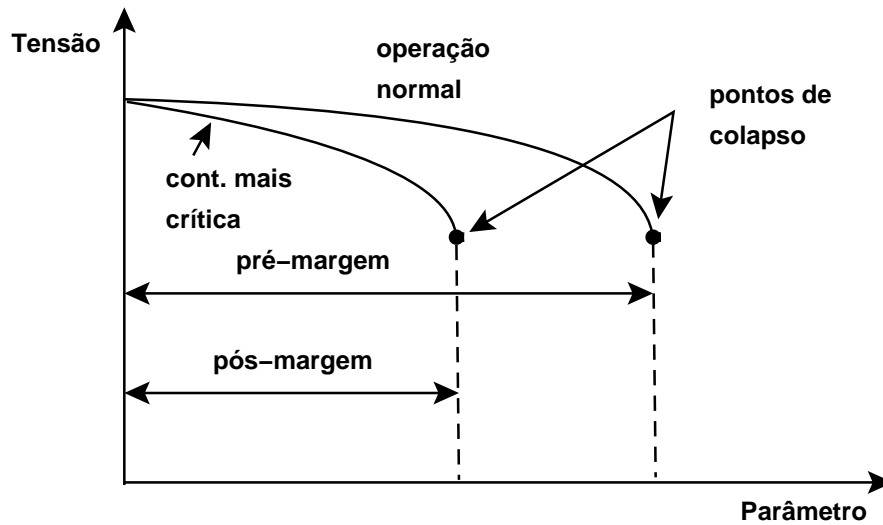


Figura 3.2: Margens de estabilidade de tensão

3.6.1 Fatores de Participação Unitários

Foi atribuído a todas as máquinas um fator de participação unitário. Consequentemente não houve penalizações dos geradores na função objetivo do FPO.

3.6.2 Fatores de Participação Obtidos da Matriz de Sensibilidade $P\theta$

As equações linearizadas de um fluxo de potência podem ser escritas como segue:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad (3.9)$$

em que, J é a matriz Jacobiana e $J_{P\theta}$, J_{PV} , $J_{Q\theta}$ e J_{QV} são as submatrizes Jacobianas que representam as sensibilidades das potências ativas e reativas com relação às magnitudes e ângulos das tensões.

É sabido que a matriz Jacobiana de um fluxo de carga torna-se singular no nariz da curva PV, Figura 3.3, cujo ponto caracteriza a capacidade máxima de transferência de potência de um sistema. Como ilustração é mostrado na Figura 3.4

o deslocamento do autovalor crítico (λ_c) à medida que o sistema é estressado, no ponto de colapso $\lambda_c = 0$ e consequentemente $\det(J) = 0$.

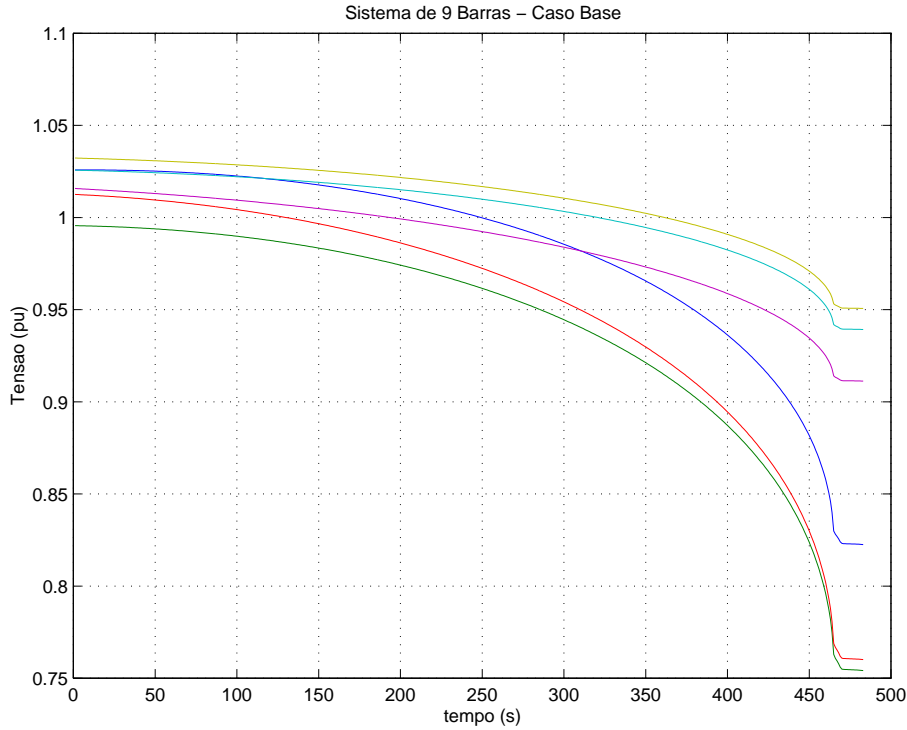


Figura 3.3: Curva das tensões das barras de carga do sistema de 9 barras.

No trabalho [dSWdCX02] determina-se os fatores de participação dos geradores, para isso considera-se $\Delta Q = 0$ na equação (3.9), a qual pode ser rearranjada como:

$$\Delta\theta = S_{P\theta}^{-1}\Delta P, \quad (3.10)$$

em que, $S_{P\theta} = J_{P\theta} - J_{PV}J_{QV}^{-1}J_{Q\theta}$ é a matriz reduzida do Jacobiano contendo apenas componentes θ e P . Nota-se que θ é o ângulo de tensão de barra, e não o ângulo de potência do gerador, portanto essa formulação não está diretamente relacionada com a estabilidade angular.

Recorrendo-se a fórmula de Schur's, pode ser demonstrado que

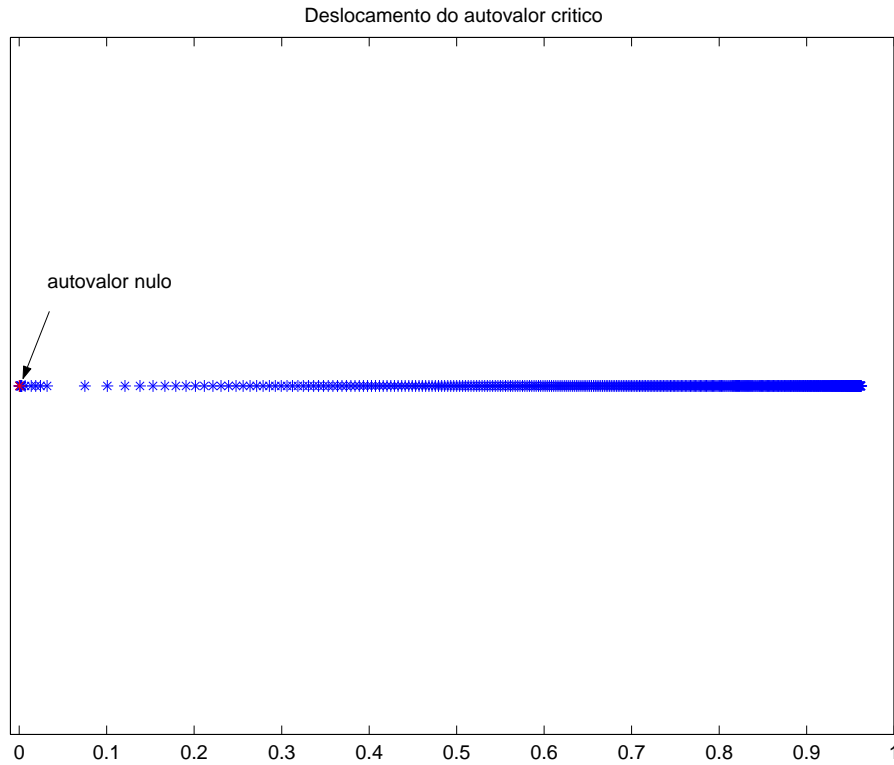


Figura 3.4: Autovalor crítico.

$$\begin{aligned} \det(J) &= \det(J_{P\theta})\det(S_{QV}), \\ \det(J) &= \det(J_{QV})\det(S_{P\theta}), \end{aligned} \tag{3.11}$$

em que S_{QV} é a matriz de sensibilidade QV. Como, na prática, $J_{P\theta}$ e J_{QV} são não singulares, pode-se concluir que a singularidade da matriz J somente é determinada pela singularidade das duas matrizes S_{QV} e $S_{P\theta}$. A equação (3.11) revela que a matriz $S_{P\theta}$ é tão importante quanto a matriz S_{QV} e que portanto a metodologia da análise modal para S_{QV} deve ser estendida para $S_{P\theta}$.

Demonstrar-se-á que os autovetores de $S_{P\theta}$ são os autovetores da matriz J no ponto de singularidade. Para esse propósito, primeiro define-se duas matrizes auxiliares M e N

$$\begin{aligned}
 M &= \begin{bmatrix} I & 0 \\ -J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1} & I \end{bmatrix} \\
 N &= \begin{bmatrix} I & -J_{PV}J_{QV}^{-1} \\ 0 & I \end{bmatrix}, \tag{3.12}
 \end{aligned}$$

Seja x o autovetor de J correspondente ao autovalor nulo, dividido em duas partes (x_1 e x_2). x_1 reflete a componente relacionada a porção da potência ativa de J , e x_2 relacionada a porção da potência reativa. Disto segue que

$$(J - \lambda I)x = Jx = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = 0 \tag{3.13}$$

multiplicando (3.13) por M

$$M \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ 0 & S_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = 0. \tag{3.14}$$

Logo,

$$S_{QV}x_2 = 0 \tag{3.15}$$

Essa equação prova que x_2 é o autovetor de S_{QV} correspondente ao autovalor nulo. Análogamente, multiplicando a equação (3.13) por N , tem-se

$$S_{P\theta}x_1 = 0 \tag{3.16}$$

x_1 é portanto o autovetor de $S_{P\theta}$ para o autovalor nulo. As equações (3.15) e (3.16) provam que a informação obtida de J na singularidade pode ser obtida de S_{QV} e $S_{P\theta}$.

A análise modal de S_{QV} pode revelar o impacto da potência reativa na estabilidade de tensão. Similarmente, a análise modal de $S_{P\theta}$ pode fornecer informações importantes com respeito ao impacto da potência ativa na estabilidade de tensão. Adicionalmente de (3.10), a equação seguinte pode ser derivada supondo-se $\Delta Q = 0$:

$$\Delta V = -S_{QV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} \Delta P \quad (3.17)$$

Como as matrizes reduzidas S_{QV} e $S_{P\theta}$ são singulares no ponto de colapso de tensão, as equações (3.10) e (3.17) sugerem que quando $S_{P\theta}$ é singular, um pequeno crescimento na potência ativa não somente provocará um colapso nos ângulos das tensões como também nas magnitudes das tensões das barras.

Conclui-se, portanto, que a análise modal de $S_{P\theta}$ mostrará o impacto da potência ativa na estabilidade de tensão, ou seja, tal informação pode ser usada para determinar o impacto da geração ativa no estudo da margem de estabilidade de tensão.

Os fatores de participação calculados através de $S_{P\theta}$ podem ser separados em dois grupos. Um relacionado a geração ativa das barras PV e o outro relacionado a potência ativa das barras de cargas, barras PQ.

$$f_{pt} = \begin{bmatrix} f_{PV} \\ f_{PQ} \end{bmatrix}. \quad (3.18)$$

3.6.3 Fatores de Participação Obtidos da Matriz Jacobiana de um FC

Como ilustração, será mostrada a estrutura da matriz Jacobiana para um pequeno sistema exemplo de 4 barras, Figura 3.5.

Obeve-se os fatores de participação dos geradores considerando o Jacobiano de um FC. Do sistema exemplo de 4 barras, Figura 3.5, a matriz J é:

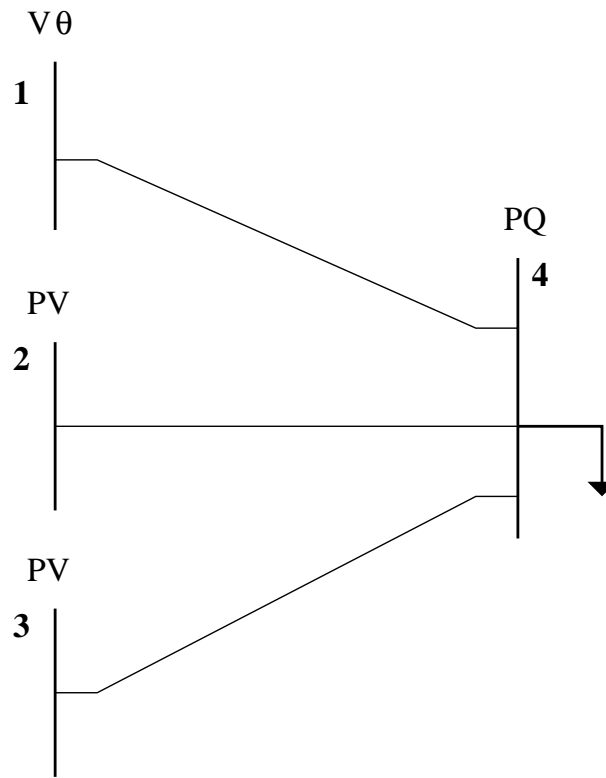


Figura 3.5: Sistema exemplo de 4 barras.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} \end{bmatrix}. \quad (3.19)$$

Foram, portanto, determinados 4 fatores de participação:

$$f_{pt} = \begin{bmatrix} f_{\theta_2} \\ f_{\theta_3} \\ f_{\theta_4} \\ f_{V_4} \end{bmatrix}. \quad (3.20)$$

Os fatores de participação dos geradores para esse índice estão relacionados aos

ângulos das barras PV. Desta forma os fatores de participação são definidos como

$$fpg = \begin{bmatrix} f_{\theta_2} \\ f_{\theta_3} \end{bmatrix}. \quad (3.21)$$

3.6.4 Fatores de Participação Obtidos da Matriz de Estado de um Programa de Simulação Dinâmica

O programa usado é o programa *PowSysLab* [Man05]. A estrutura da matriz de estado J é a seguinte:

Tabela 3.1: Estrutura da matriz de estado

Elemento	Equações
Gerador	$10N_g$
Rede	$2N_b$

Em que, N_g é o número de geradores e N_b é o número de barras do sistema.

As variáveis de estado da matriz de estado são:

E_{fd} : tensão de campo da máquina;

zV_{so} : saída do bloco washout do regulador de tensão;

E_{ud} : tensão subtransitória da máquina projetada no eixo d;

E_{uq} : tensão subtransitória da máquina projetada no eixo q;

E_{lq} : tensão transitória da máquina projetada no eixo q;

ω : velocidade angular da máquina;

δ : ângulo de carga da máquina;

I_d : corrente de armadura da máquina projetada no eixo d;

I_q : corrente de armadura da máquina projetada no eixo q;

tap : tape do transformador;

$\Re(I_{barra})$: parte real da corrente injetada na barra;

$\Im(I_{barra})$: parte imaginária da corrente injetada na barra.

A variável de estado escolhida para fazer o estudo de análise modal e calcular os fatores de participação dos geradores foi o ângulo de carga da máquina.

3.7 Índices de Fatores de Participação Determinados

- **F1** - corresponde a margem de tensão obtida para o redespacho utilizando o fp_g unitário;
- **SPT** ($SP\theta$) - corresponde a margem de tensão obtida para o redespacho utilizando o fp_g da matriz de sensibilidade $S_{P\theta}$;
- **J** - corresponde a margem de tensão obtida para o redespacho utilizando o fp_g da matriz J completa. A matriz J corresponde a matriz Jacobiano de um FC, os fp_g estão relacionados a parte correspondente aos ângulos das tensões;
- **ME** - corresponde a margem de tensão obtida para o redespacho utilizando o fp_g da matriz de estado.

3.8 Passos da Metodologia

Para cada contingência analisada a metodologia segue os seguintes passos:

- a. Na condição de operação para o caso no qual a metodologia ainda foi aplicada estressa-se o sistema até o ponto de máximo carregamento (ponto do nariz da curva PV).

- b. Nesse ponto são determinadas as potências ativas das usinas, P_G , e calculados os fatores de participação dos geradores, fpg , para cada índice;
- c. Em seguida, é feito o redespacho dos geradores, para cada índice, através de um FPO, cuja função objetivo é minimizar o somatório do quadrado do desvio de potência, equação (3.1), considerando a demanda das cargas na condição do caso no qual a metodologia não foi aplicada;
- d. Para cada novo redespacho o sistema é novamente estressado até atingir o limite de carregamento;
- e. Por fim, é feita a comparação das margens de carregamento obtidas pela aplicação dos diferentes índices.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Introdução

Neste Capítulo, a ferramenta de análise da segurança da estabilidade de tensão é testada. As redes elétricas utilizadas para a avaliação destas aplicações incluem três sistemas: um sistema teste de nove barras, o sistema reduzido Sul-Sudeste de 45 barras e o sistema Sul-Sudeste de 730 barras.

4.2 Etapas de Desenvolvimento da Ferramenta

Para cada caso estudado a análise da avaliação da segurança da estabilidade de tensão pela metodologia proposta é executada em três etapas:

Etapa I: compreende a análise da estabilidade de tensão pelo SRT através do programa *PowSysLab*;

Etapa II: Determinação dos fatores de participação das barras de geração (análise modal) num instante antes do ponto de colapso de tensão;

Etapa III: para os casos que apresentaram problema de estabilidade de tensão, *Etapa I*, é executado um FPO que tem como função objetivo minimizar o

somatório do quadrado do desvio de potência.

O objetivo principal dessa metodologia é tentar melhorar a margem de estabilidade da tensão do sistema, através do redespacho da geração. O redespacho é feito considerando-se os fatores de participação de cada gerador definidos pela análise dos autovalores e seus correspondentes autovetores direito e esquerdo.

A metodologia foi testada em três sistemas:

- Sistema de 9 barras, são simuladas 3 contingências;
- Sistema de 45 barras (sistema reduzido Sul-Sudeste), são simuladas 2 contingências;
- Sistema real de 730 barras, é simulada 1 contingência.

4.3 Sistema Teste de 9 Barras

O sistema de nove barras é mostrado na Figura 4.1, a barra 1 é a barra de referência e as barras 2 e 3 são barras tipo PV, os dados são mostrados no Apêndice A. A Tabela 4.1 mostra a geração do caso base em MW / MVar, cuja carga total é $315+j115$ MVA.

Tabela 4.1: Geração - caso base

Gerador	P_G^{esp}	Q_G^{esp}
1	71.6	27.0
2	163.0	6.7
3	85.0	-10.9

São simuladas três contingências, Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Contingências simuladas - sistema de 9 barras

Contingência	Saída do circuito
A	4-5
B	5-7
C	7-8

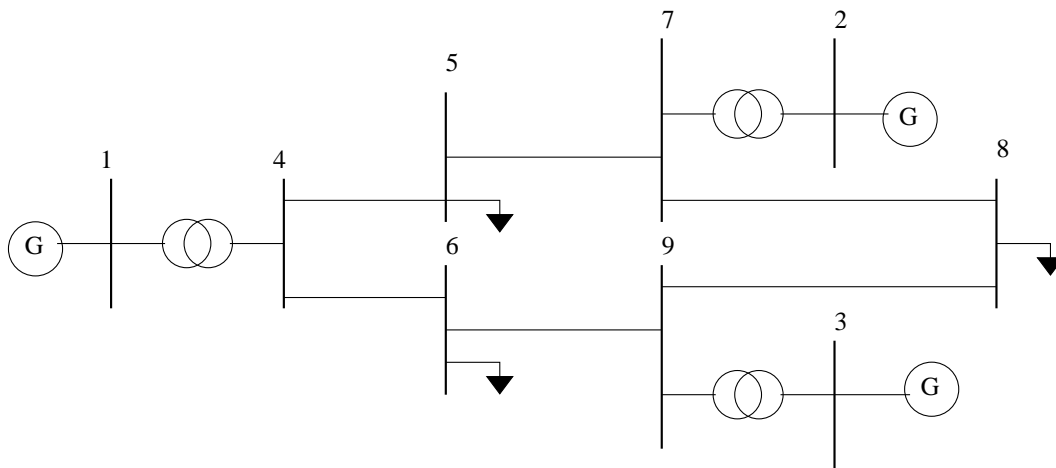


Figura 4.1: Sistema de 9 barras

Para cada uma dessas configurações estressa-se o sistema, usando o programa de simulação dinâmica, até que ele atinja o colapso de tensão. A Tabela 4.3 mostra a geração das máquinas no ponto de colapso das contingências A, B e C, cujas cargas totais do sistema são mostradas na Tabela 4.4. Nesse ponto são calculados os fatores de participação dos índices SPT, J e ME para cada uma das três contingências simuladas, Tabelas 4.5, 4.6 e 4.7.

Tabela 4.3: Geração das máquinas no ponto de colapso

Gerador	Contingência A		Contingência B		Contingência C	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	144.2	64.9	220.0	349.0	203.0	273.0
2	218.0	181.6	275.0	155.0	263.0	177.0
3	136.0	66.6	191.0	159.0	179.0	194.0

Tabela 4.4: Carga total do sistema

	Contingência A	Contingência B	Contingência C
MW	471.6	637.0	585.0
MVAr	168.7	229.0	213.0

Tabela 4.5: Fator de participação - contingência A

Gerador	F1	SPT	J	ME
1	1	-	-	0.4455
2	1	0.6518	0.6538	0.3445
3	1	0.3482	0.3462	0.2100

Tabela 4.6: Fator de participação - contingência B

Gerador	F1	SPT	J	ME
1	1	-	-	0.2425
2	1	0.0971	0.6229	0.2366
3	1	0.9029	0.3771	0.5209

Tabela 4.7: Fator de participação - contingência C

Gerador	F1	SPT	J	ME
1	1	-	-	0.2759
2	1	0.0077	0.1334	0.5138
3	1	0.9923	0.8666	0.2103

Com os diferentes índices de fatores de participação calculados é feito o redespacho dos geradores, para a condição de carga do caso base (caso sem o redespacho, mas que inclui a contingência), através do programa de FPO. Os redespachos para cada contingência são mostrados nas Tabelas 4.8, 4.9 e 4.10, cujos relatórios encontram-se no Apêndice C.

Tabela 4.8: Redespacho - contingência A

Gerador	F1		SPT		J		ME	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	93.0	-7.0	61.0	92.0	61.0	92.0	87.0	88.0
2	144.0	52.0	140.0	-17.0	172.0	-8.0	133.0	-10.0
3	88.0	31.0	128.0	40.0	98.0	45.0	106.0	18.0

Tabela 4.9: Redespacho - contingência B

Gerador	F1		SPT		J		ME	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	98.0	86.0	189.0	25.0	189.0	25.0	149.0	19.0
2	144.0	-4.0	220.0	85.0	209.0	85.0	266.0	92.0
3	83.0	11.0	188.0	14.0	200.0	17.0	181.0	3.0

Tabela 4.10: Redespacho - contingência C

Gerador	F1		SPT		J		ME	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	100.0	58.0	84.0	91.0	29.0	126	100.0	119.0
2	146.0	-7.0	115.0	-30.0	177.0	-7.0	164.0	-13.0
3	80.0	26.0	125.0	5.0	124.0	1.0	66.0	9.0

Para o caso base e para cada um desses novos redespachos aumenta-se a potência da carga a fim de se determinar o carregamento máximo obtido por cada índice. As Tabelas 4.11, 4.12 e 4.13 mostram os carregamentos e perdas totais do sistema para cada contingência analisada.

Tabela 4.11: Carregamento e perdas totais do sistema - contingência A

Carregamento	F1	SPT	J	ME	Base
MW	395.1	396.5	396.5	395.1	388.6
MVAR	144.2	147.7	147.7	144.2	141.9
Perdas					
MW	36.0	34.2	34.2	36.5	31.8
MVAR	153.0	140.8	140.8	156.1	125.8

Tabela 4.12: Carregamento e perdas totais do sistema - contingência B

Carregamento	F1	SPT	J	ME	Base
MW	612.0	620.4	620.4	615.0	610.0
MVAR	223.4	226.5	226.5	224.5	222.7
Perdas					
MW	28.7	27.8	28.3	36.1	28.2
MVAR	329.2	308.8	314.8	441.8	323.5

Tabela 4.13: Carregamento e perdas totais do sistema - contingência C

Carregamento	F1	SPT	J	ME	Base
MW	602.7	652.3	651.9	582.5	600.7
MVAR	220.0	238.1	238.0	212.7	219.3
Perdas					
MW	69.2	63.1	68.2	71.3	69.7
MVAR	557.9	584.4	582.1	546.8	558.9

As Figuras 4.2, 4.3 e 4.4 mostram as curvas P-V do caso base (1-Base) e dos demais índices com respeito às contingências A, B e C.

Com relação às contingências analisadas neste sistema os índices que sempre apresentaram margens de carregamento maior do que o caso base foram os índices: F1, SPT e J.

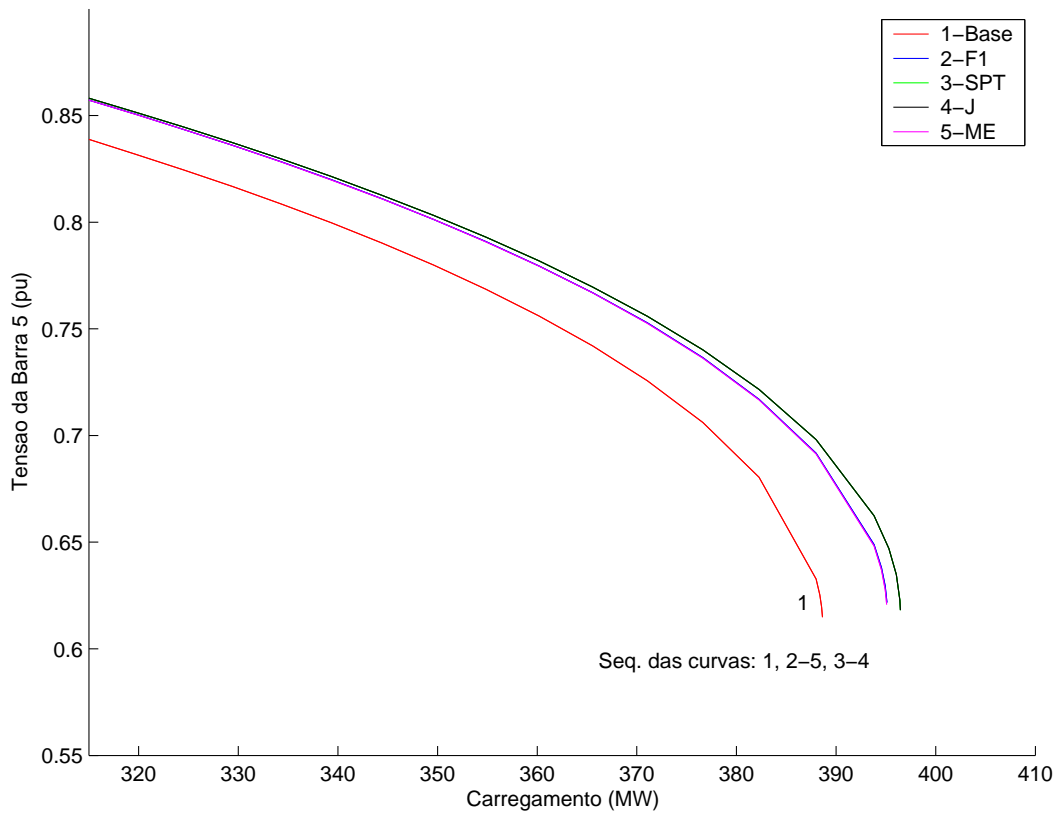


Figura 4.2: Curvas P-V da contingência A do sistema de 9 barras

4.3.1 Sistema de 45 Barras

O sistema de 45 barras é um sistema equivalente Sul-Sudeste, cujos dados de barras, formato ANAREDE, encontra-se no Apêndice B. Ele possui 10 barras de geração das quais a barra de referência é a barra 397. A Tabela 4.14 traz a geração do caso base em MW/MVAr. A demanda total do sistema é de $6573 + j1044$ MVA.

São simuladas duas contingências, Tabela 4.15.

Tabela 4.15: Contingências simuladas - sistema de 45 barras

Contingência	Saída do Circuito
A	343-344
B	367-396

As Tabelas 4.16 e 4.17 mostram as gerações das máquinas e cargas totais no ponto de colapso para as contingências A e B.

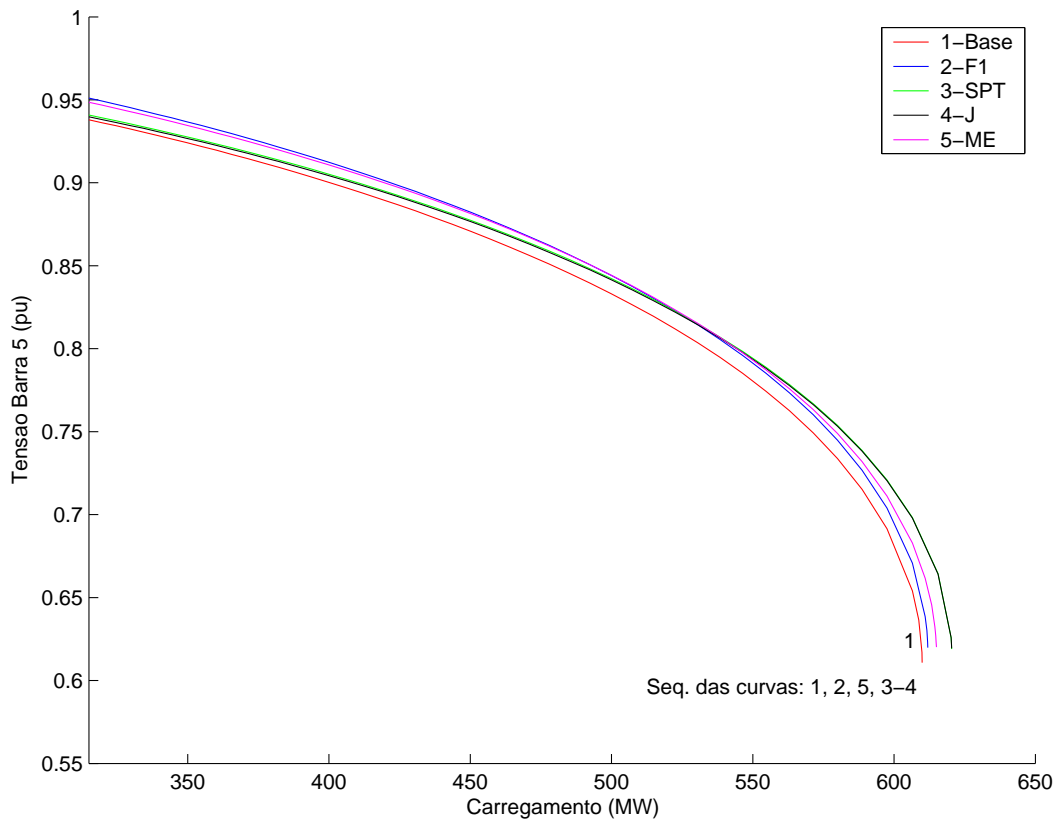


Figura 4.3: Curvas P-V da contingência B do sistema de 9 barras

Tabela 4.16: Geração das máquinas no ponto de colapso

Gerador	Contingência A		Contingência B	
	MW	MVA _r	MW	MVA _r
366	1385.0	679.0	1442.0	788.0
369	266.0	175.0	274.0	207.0
373	1097.0	530.0	1127.0	530.0
381	1596.0	982.0	1651.0	1032.0
390	1383.0	459.0	1426.0	477.0
392	106.0	90.0	108.0	98.0
394	141.0	117.0	145.0	132.0
395	284.0	200.0	292.0	227.0
397	1499.0	560.0	1545.0	592.0
407	581.0	236.0	597.0	274.0

Tabela 4.17: Carga total do sistema

	Contingência A	Contingência B
MW	8010.0	8245.0
MVA _r	1693.0	1604.0

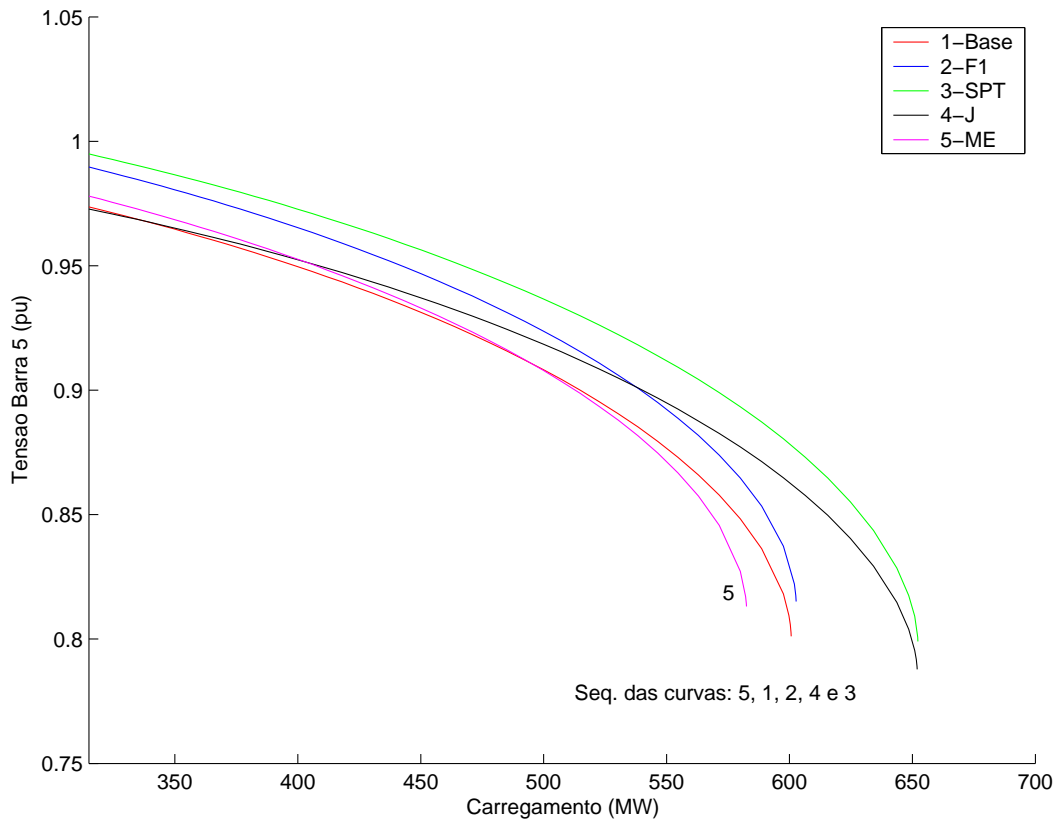


Figura 4.4: Curvas P-V da contingência C do sistema de 9 barras

Os fatores de participação dos geradores para os diferentes índices são mostrados nos gráficos de barras abaixo, da Figura 4.5 a Figura 4.7 se refere à contingência A e da Figura 4.8 a Figura 4.10 à contingência B.

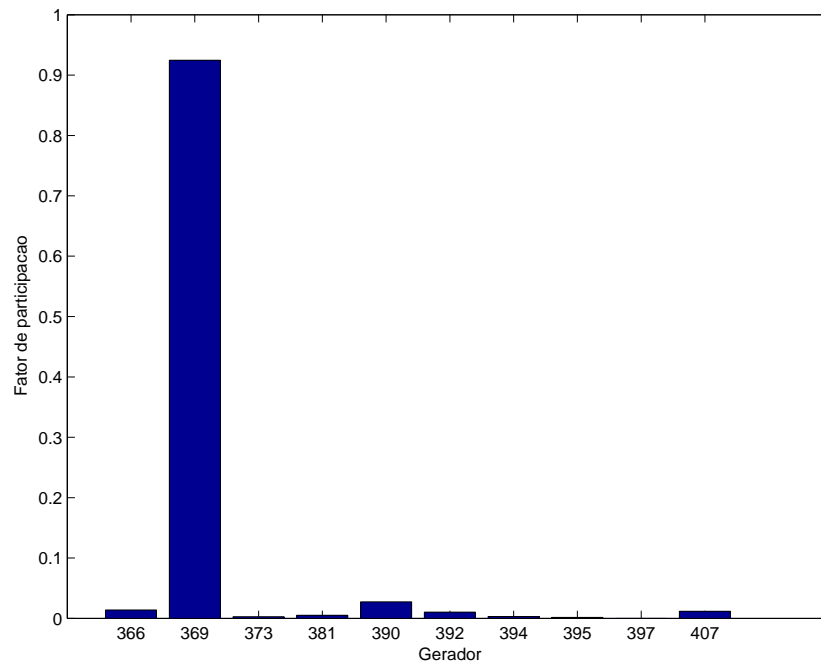


Figura 4.5: Índice SPT - contingência A

Tabela 4.14: Geração - caso base

Gerador	P_G^{esp}	Q_G^{esp}
366	1050.0	25.8
369	215.0	65.6
373	920.0	281.8
381	1260.0	-35.1
390	1125.0	-102.0
392	90.0	44.7
394	120.0	52.8
395	241.0	87.4
397	1114.0	-114.0
407	490.0	81.4

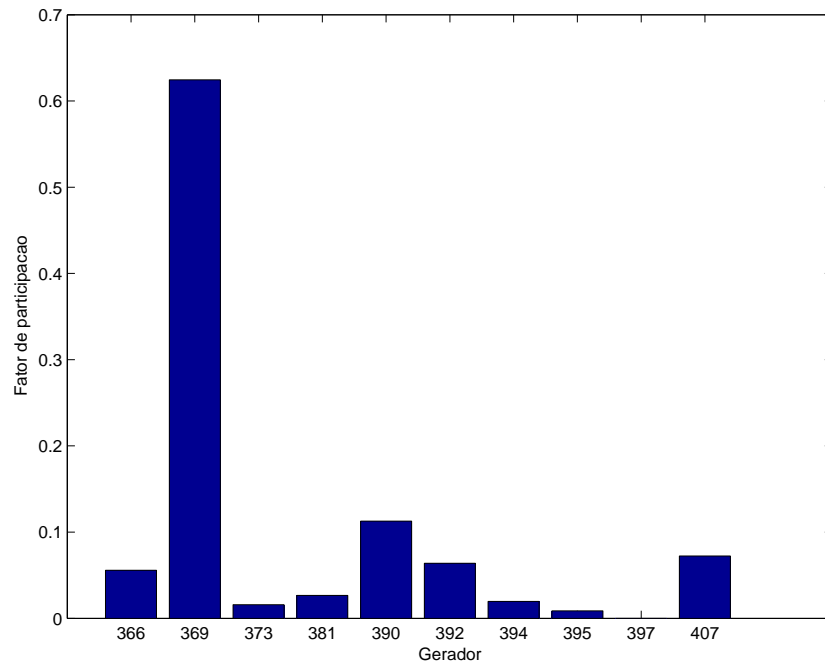


Figura 4.6: Índice J - contingência A

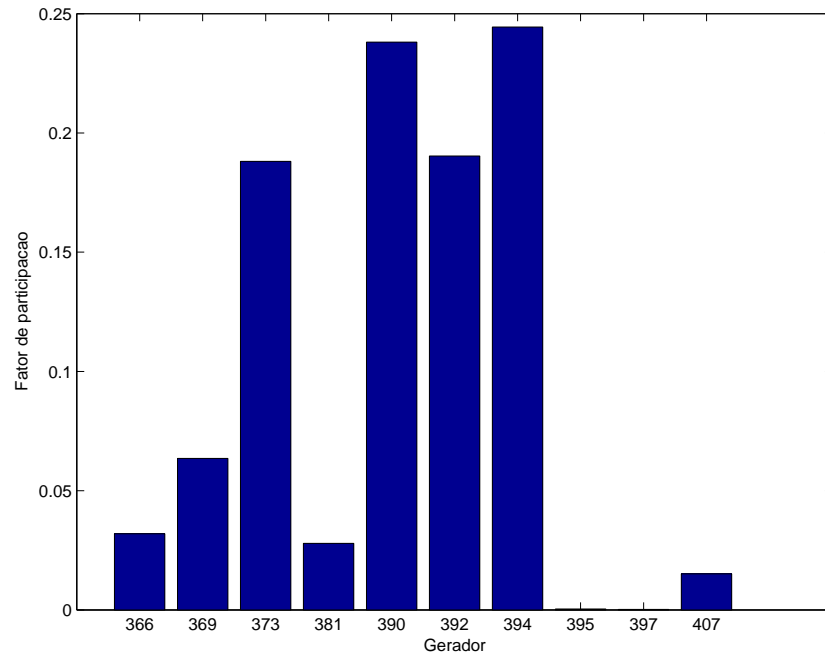


Figura 4.7: Índice ME - contingência A

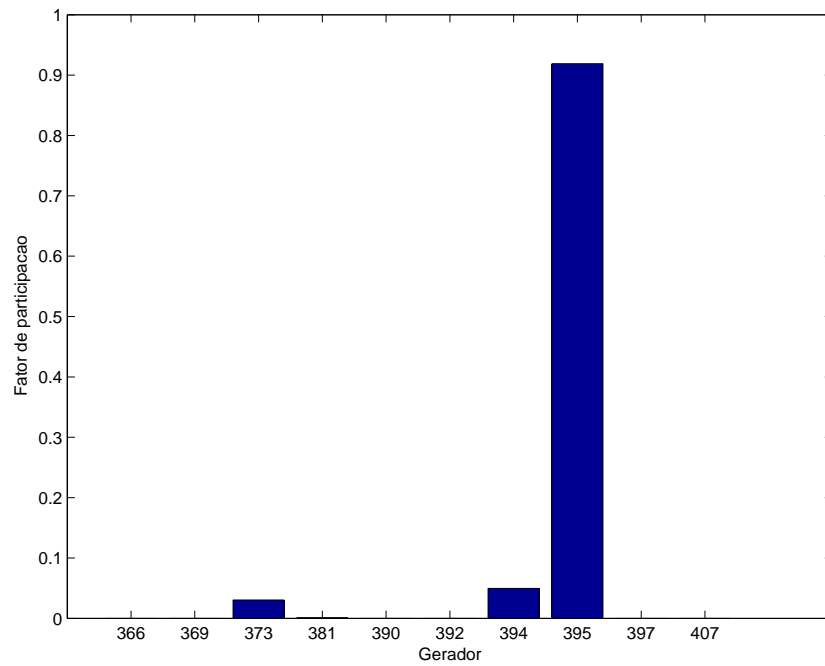


Figura 4.8: Índice SPT - contingência B

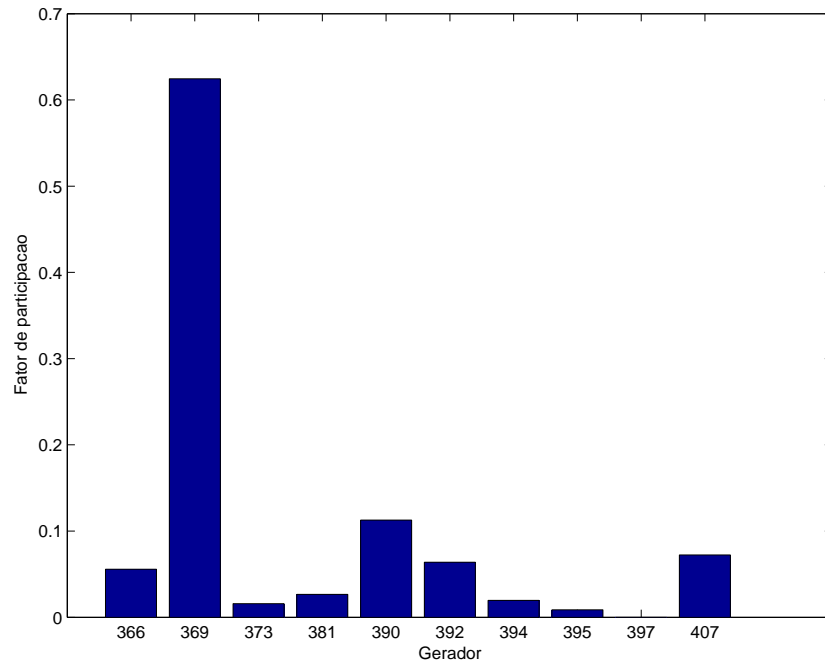


Figura 4.9: Índice J - contingência B

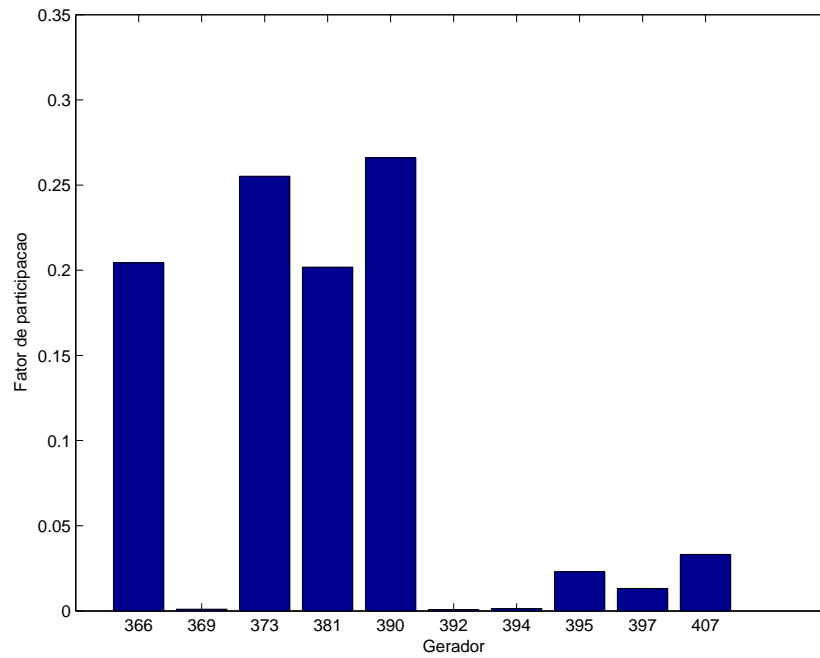


Figura 4.10: Índice ME - contingência B

A seguir as Tabelas 4.18 e 4.19 mostram os redespachos dos geradores para cada índice.

Tabela 4.18: Redespacho - contingência A

Gerador	F1		SPT		J		ME	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
366	1077.0	-186.0	1034.0	-192.0	1025.0	-179.0	1029.0	-182.0
369	272.0	28.0	187.0	54.0	191.0	26.0	216.0	1.0
373	866.0	265.0	1060.0	324.0	945.0	293.0	777.0	256.0
381	1223.0	-63.0	1295.0	-69.0	1231.0	-82.0	1184.0	-110.0
390	1073.0	-636.0	1000.0	-641.0	995.0	-591.0	976.0	-651.0
392	108.0	43.0	108.0	43.0	108.0	43.0	85.0	41.0
394	145.0	48.0	145.0	48.0	145.0	48.0	107.0	45.0
395	290.0	82.0	290.0	82.0	290.0	82.0	290.0	83.0
397	1155.0	-1628.0	1137.0	-1653.0	1350.0	-1644.0	1527.0	-1687.0
407	511.0	69.0	482.0	61.0	449.0	59.0	530.0	74.0

Tabela 4.19: Redespacho - contingência B

Gerador	F1		SPT		J		ME	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
366	1088.0	-160.0	1428.0	-6.0	1051.0	-152.0	1028.0	-182.0
369	270.0	26.0	272.0	20.0	196.0	21.0	272.0	18.0
373	861.0	266.0	789.0	252.0	922.0	289.0	803.0	254.0
381	1234.0	-6.0	1156.0	13.0	1241.0	-27.0	1174.0	-3.0
390	1076.0	-535.0	1020.0	-621.0	1018.0	-483.0	1012.0	-540.0
392	108.0	44.0	97.0	44.0	108.0	44.0	108.0	44.0
394	145.0	49.0	102.0	49.0	145.0	49.0	145.0	49.0
395	285.0	83.0	204.0	79.0	290.0	83.0	290.0	84.0
397	1159.0	88.0	1082.0	117.0	1307.0	-67.0	1359.0	110.0
407	495.0	69.0	571.0	86.0	450.0	60.0	528.0	79.0

Para o caso base (sem redespacho) e para cada um desses novos redespachos aumenta-se a potência ativa e reativa da carga a fim de se determinar o carregamento máximo obtido por cada índice, Tabelas 4.20 e 4.21.

Tabela 4.20: Carregamento e perdas totais do sistema - contingência A

Carregamento	F1	SPT	J	ME	Base
MW	7766.4	7751.9	7716.2	7654.3	7240.5
MVAR	1231.3	1229.0	1223.3	1213.5	1147.9
Perdas					
MW	328.2	348.6	348.3	335.9	297.6
MVAR	2195.9	2320.7	2466.1	2373.3	1295.2

Tabela 4.21: Carregamento e perdas totais do sistema - contingência B

Carregamento	F1	SPT	J	ME	Base
MW	7798.3	7636.4	7758.2	7783.7	7300.3
MVAR	1236.3	1210.7	1230.0	1234.0	1157.4
Perdas					
MW	348.5	327.2	365.3	347.1	311.1
MVAR	2116.6	1796.0	2333.4	2149.8	1216.7

As Figuras 4.11 e 4.12 mostram as curvas P-V do caso base (1-Base) e dos demais índices com respeito às contingências A e B.

Para esse sistema e para as duas contingências simuladas todos os índices apresentaram uma margem de carregamento maior do que a situação sem aplicação da metodologia.

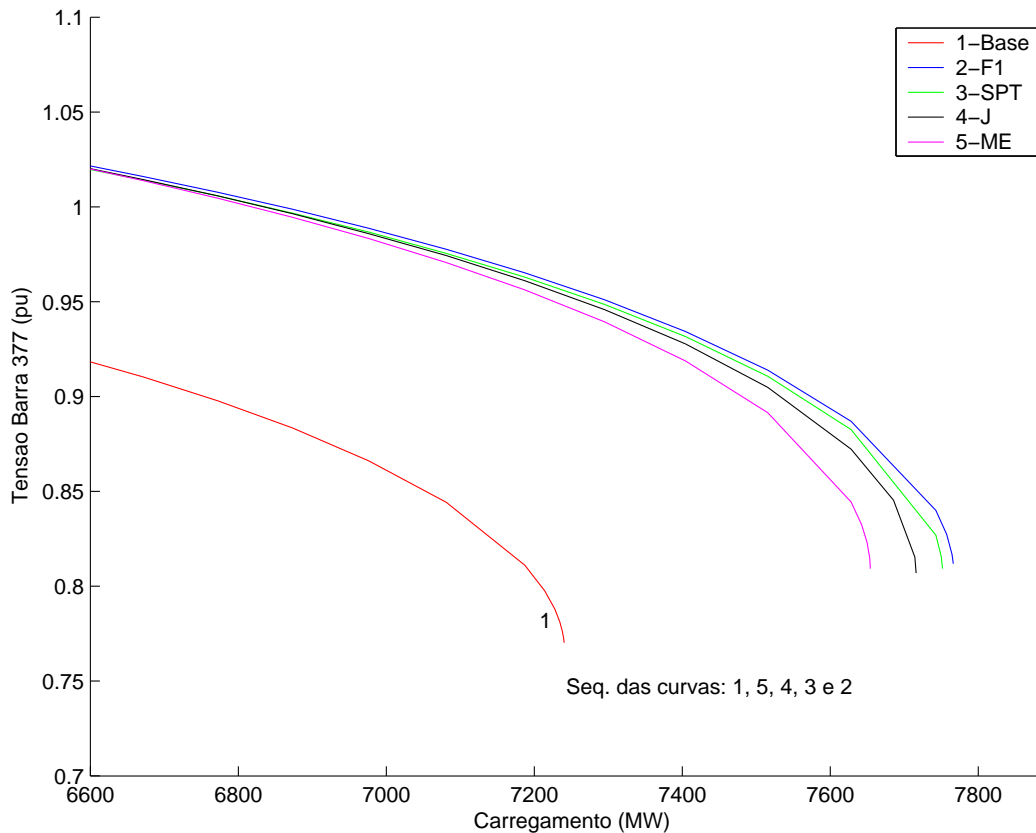


Figura 4.11: Curvas P-V da contingência A do sistema de 45 barras

4.3.2 Sistema Real de 730 Barras

Este sistema é constituído por 730 barras, 1146 ramos e 103 geradores, que foi dividido em 12 áreas, Figura 4.13. A região de interesse para esse estudo é denominada área Rio (Área 1), constituída pelas áreas da Light, Cerj e Escelsa com pico de carga de aproximadamente 6000 MW em horários de verão (de janeiro a março). Este sistema é caracterizado ainda por fracos suportes de reativos e um longo corredor de transmissão (750 Km. O fluxo de potência ativa entregue às empresas da área Rio (FRJ) é resultado da soma dos quatro corredores de transmissão, identificados na Figura 4.14 como F1, F2, F3 e F4. A principal fonte de suporte de reativo dentro da Área Rio são o compensador síncrono (SC) da subestação de Grajau e a termelétrica de Santa Cruz. As outras principais fontes de reativo são as hidrelétricas de Marimbondo, Furnas, L. C. Barreto, V. Grande e a usina nuclear de Angra.

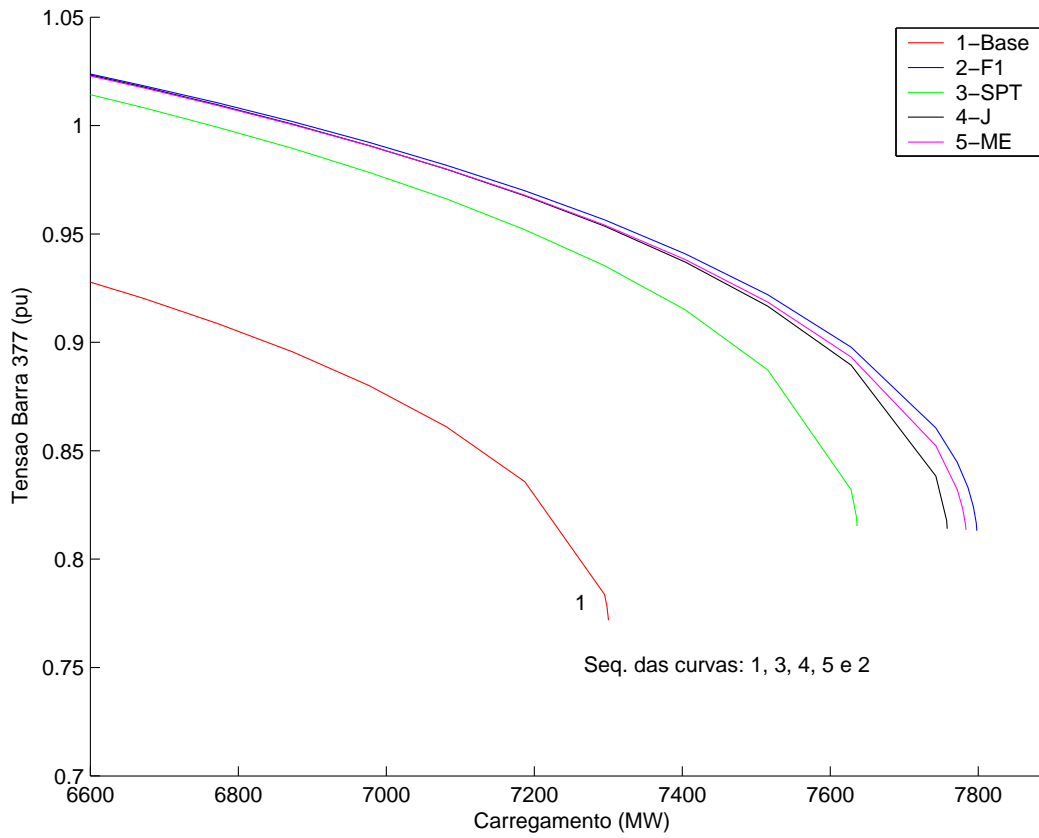


Figura 4.12: Curvas P-V da contingência B do sistema de 45 barras

Para esse sistema é simulada a saída do circuito 78-86 da área Rio. A carga dessa área é aumentada até que o sistema atinja o carregamento máximo (nariz da curva P-V), quando são calculados os fatores de participação dos geradores.

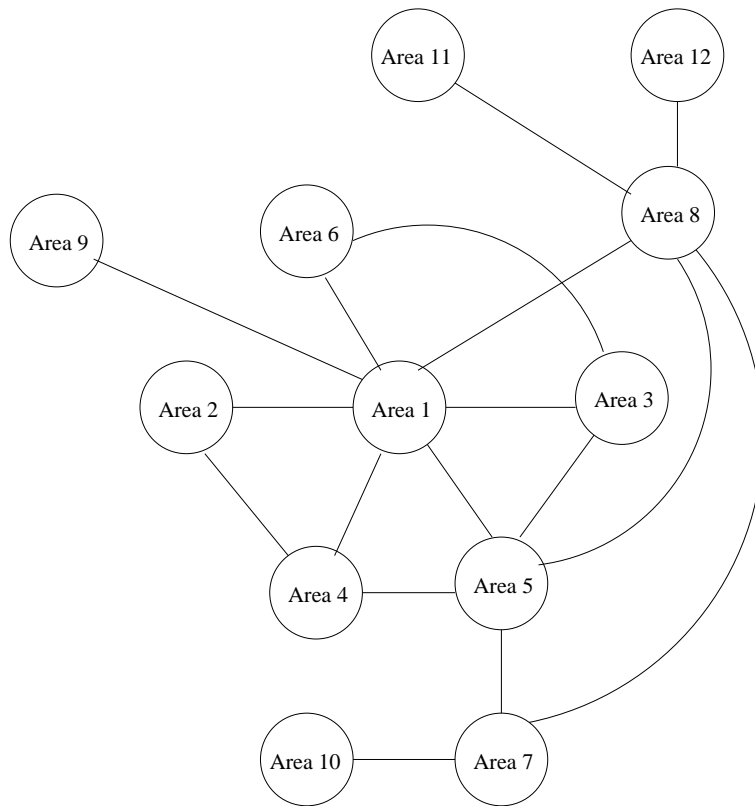


Figura 4.13: Áreas interligadas do sistema Sul-Sudeste

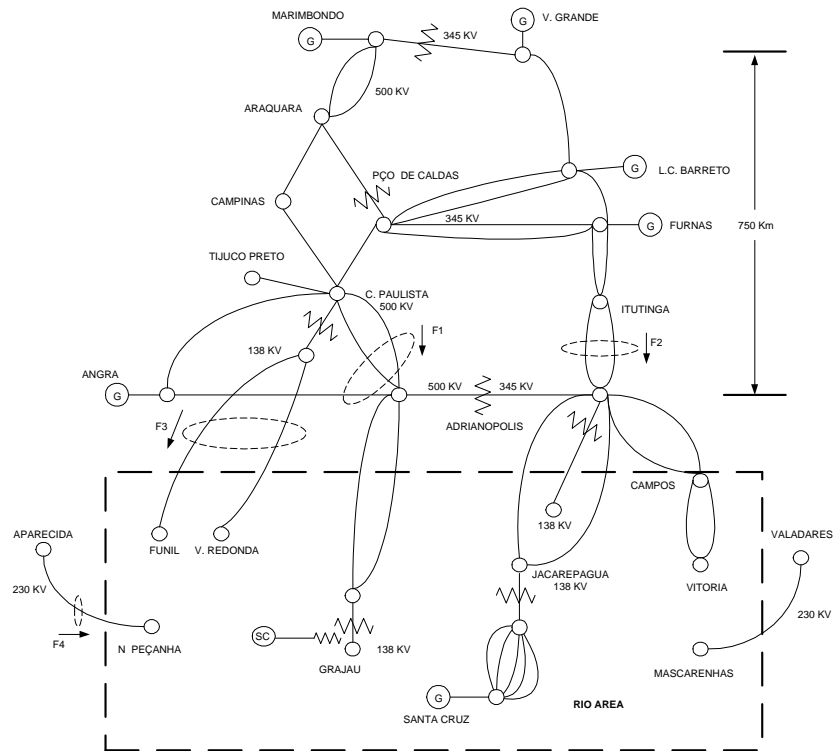


Figura 4.14: Diagrama esquemático da área Rio

A Tabela 4.22 mostra o carregamento e perdas totais do sistema de cada índice quando a metodologia é aplicada nesse sistema.

Tabela 4.22: Carregamento e perdas totais do sistema Sul-Sudeste

Carregamento	F1	SQV	SPT	Ja	Jv	J	ME	Base
MW	29612.3	29637.9	29553.9	29364.6	29350.4	29280.0	29526.0	29503.3
MVAR	6704.2	6707.4	6696.9	6673.3	6671.6	6662.8	6693.4	6690.9
Perdas								
MW	1708.5	1739.2	1706.3	1715.6	1693.9	1759.0	1905.1	1797.0
MVAR	-2706.6	-1112.9	-4108.8	-1652.6	-2321.0	968.3	2392.98	786.5

A Figura 4.15 mostra as curvas P-V dos índices estudados. Para esse sistema e para essa contingência apenas os índices SPT e ME apresentam uma margem de carregamento maior do que o caso sem redespacho (1-Base). Entretanto, a obtenção do índice ME requer um esforço computacional considerável, isso porque a dimensão da matriz de estado para sistemas de grande porte torna-se muito grande.

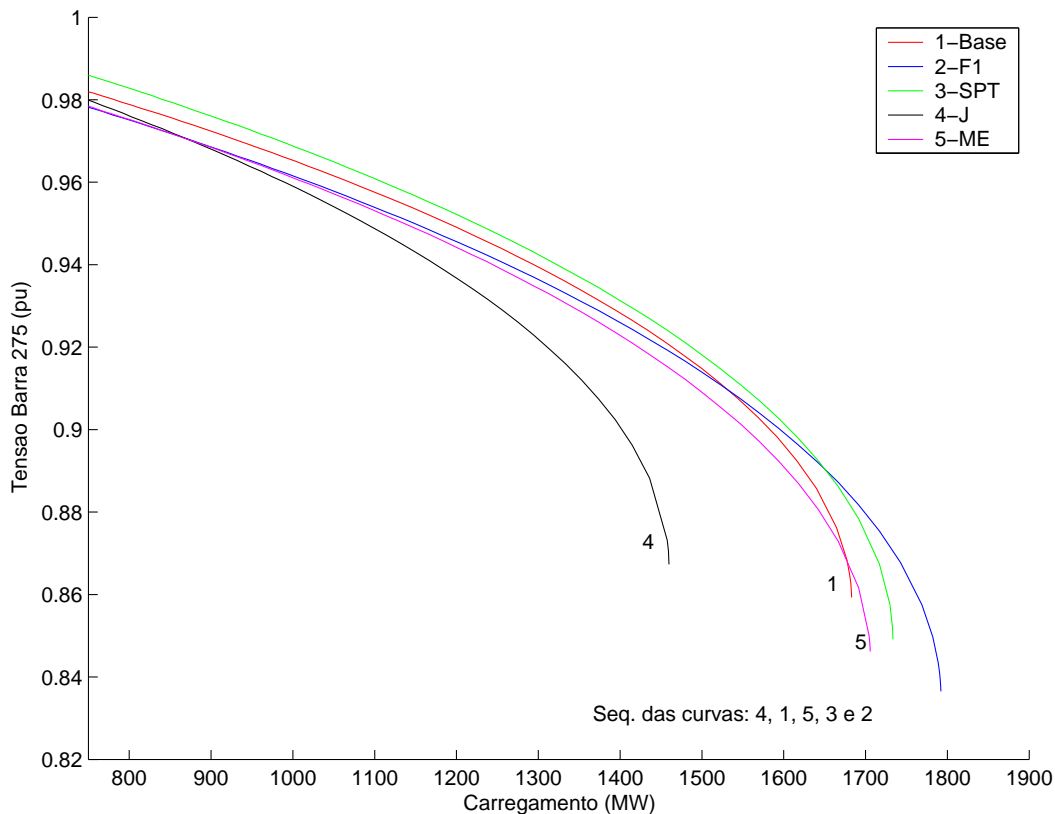


Figura 4.15: Curva P-V do sistema Sul-Sudeste

Na tentativa de se melhorar a margem de estabilidade de tensão, através do redespacho da geração ativa, alguns índices de fator de participação dos geradores foram analisados. Esses índices são introduzidos na formulação de um fluxo de potência ótimo, que tem como objetivo minimizar o somatório dos desvios quadrados das potências ativas, afim de determinar o melhor redespacho dos geradores selecionados.

Através dos casos analisados houve alguma melhoria na margem de carregamento do sistema com a aplicação da metodologia proposta. Todavia esperava-se que algum índice sempre apresentasse uma resposta melhor do que os demais, o que não ocorreu. Entretanto, o índice que sempre apresentou margens melhores do que o caso sem aplicação da metodologia foi o índice baseado na matriz de sensibilidade $P\theta$.

Vale ressaltar que o cálculo dos fatores de participação do índice ME para sistemas de grande porte requer um esforço computacional elevado devido às dimensões da matriz de estado.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Este trabalho apresenta uma metodologia que tenta melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema de potência quando submetido a algum distúrbio.

A metodologia baseia-se em métodos de estabilidade de tensão de longa duração, empregando-se como método de avaliação da estabilidade de tensão um método de análise quase-estático ou método de Simulação Rápida no Tempo (SRT) e um método de análise estática, o método de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) de pontos interiores.

A estabilidade de tensão é melhor analisada pelo método de análise dinâmica, que reproduz de forma mais precisa o comportamento do sistema. Entretanto, uma grande parte dos fenômenos de instabilidade de tensão envolvem equipamentos com comportamento lento ou com grande atraso na sua atuação. Desta forma, não é recomendado o emprego desse método se um número elevado de contingências precisam ser analisadas, já que o tempo de simulação necessário, para uma análise correta do processo, é alto. Considerando-se um tipo de cenário que caracteriza uma estabilidade de tensão de longa duração (sistemas com demanda elevada, centros de geração que estão distantes dos centros de cargas e que são submetidos à

contingências severas), pode-se analisar a estabilidade de tensão através de métodos de análise estática, porém esses métodos apresentam algumas limitações e não podem representar a dinâmica de alguns equipamentos.

Neste trabalho foi aplicado o método de simulação rápida no tempo como uma ferramenta de análise da estabilidade de tensão, que teve como objetivos selecionar as contingências críticas e determinar o carregamento máximo admitido pelo sistema em termos da estabilidade de tensão.

Após a análise da estabilidade de tensão do conjunto de contingências estudado pelo método SRT, foi possível identificar, através da análise de autovalores e autovetores, quais os geradores e barras de carga que mais contribuíram para o colapso de tensão de cada contingência. Essas informações foram introduzidas na formulação do problema de otimização a fim de que houvesse uma atuação mais direta nas áreas críticas de estabilidade de tensão para ampliação da margem de carregamento do sistema.

Foi feita uma análise comparativa de alguns índices de fatores de participação tentando identificar o índice que apresente os melhores resultados. Exceto pelo índice de fator unitário, os demais índices são obtidos da análise dos autovalores e os correspondentes autovetores, direito e esquerdo, da matriz Jacobiana de um fluxo de carga e da matriz de estado do sistema.

Para sistemas de grande porte, a decomposição QR, para a determinação de autovalores, não pode ser empregada pelo grande esforço computacional requerido. Para resolver esse problema empregou-se o algoritmo ILSI, o qual se mostrou eficiente na determinação dos autovalores críticos de sistemas de grande porte. Esse algoritmo calcula um conjunto de autovalores dominantes e os correspondentes autovetores à direita e à esquerda da inversa da matriz reduzida de um Jacobiano de um fluxo de potência.

O método de FPO por pontos interiores é um dos principais métodos atualmente

usados na análise de estabilidade de tensão, pois permite uma boa flexibilidade em representar os controles que atuam no sistema, e também porque há facilidade em representar os limites dos equipamentos modelados. Alguns modelos precisam ser melhor representados no FPO, por exemplo, os limites de potência reativa são representados por valores fixos, no entanto esses limites são funções da potência ativa e da tensão, o que indica uma representação pessimista das curvas de capacidade das máquinas. Na referência [TMF04] já há algum desenvolvimento para uma modelagem mais realista da curva de capacidade dos geradores síncronos nos métodos de FPO.

Este trabalho fornece subsídios para desenvolvimento de trabalhos futuros referentes a análise de estabilidade de tensão.

5.2 Trabalhos Futuros

Implementar no método SRT outros modelos de componentes tais como compensadores estáticos de reativos e motores de indução.

Determinar uma única condição ótima de operação que atenda ao universo de contingência, ou seja, definir o melhor despacho para as diversas condições de carregamento e topologias do sistema apresentadas. Uma idéia seria analisar simultaneamente todos os casos que apresentassem problemas de estabilidade de tensão através do FPO, tendo como função objetivo o despacho da geração. Na formulação do problema de otimização as variáveis de controle seriam comuns a todos os casos que apresentaram problemas de estabilidade de tensão. Como as dimensões das matrizes Jacobianas e Hessianas do FPO, para essa formulação, serão grandes poderia-se implementar alguma técnica de decomposição.

Referências Bibliográficas

- [AC91] V. Ajjarapu and C. Christy. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE PICA Conference Proceedings*, pages 304–311, May 1991.
- [ADH94] F. Alvarado, I. Dobson, and Y. Hu. Computation of closest bifurcations in power systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, 9(2):918–928, May 1994.
- [AJ89] F.L. Alvarado and T.H. Jung. Direct detection of voltage collapse conditions. *Proceedings of Bulk Power System Voltage Phenomena - Voltage Stability and Security*, EPRI EL-6183:5.23–5.38, Jan. 1989.
- [AL98] V. Ajjarapu and B. Lee. Bibliography on voltage stability. *IEEE Trans. on Power Systems*, 13(1):115–125, Feb. 1998.
- [BGP95] J. Barquin, T. Gomez, and F.L. Pagola. Estimating the loading limit margin taking into account voltage collapse areas. *IEEE Trans. on Power Systems*, 10(4), Nov. 1995.
- [BP92] M.M. Begovic and A.G. Phadke. Control of voltage stability using sensitivity analysis. *IEEE Trans. on Power Systems*, 7(1):114–123, Feb. 1992.

- [CEP00] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro - Brasil. *Programa de Fluxo de Potência Ótimo - FLUPOT*, 5.1 edition, Nov. 2000.
- [CJJ95] H.D. Chiang and R. Jean-Jumeau. Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, 10(2):584–592, May 1995.
- [CJMP95] T. Van Cutsem, Y. Jacquemart, J.N. Marquet, and P. Pruvot. A comprehensive analysis of mid-term voltage stability. *IEEE Trans. on Power Systems*, 10(3):1173–1182, Aug. 1995.
- [CM97] T. Van Cutsem and R. Mailhot. Validation of a fast voltage stability analysis method on the hydro-québec system. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12(1):282–292, Feb. 1997.
- [CMa96] J. M. Campagnolo, N. Martins, and D. M. Falcao. Refactored bi-iteration: A high performance eigensolution method for large power system matrices. *IEEE Trans. on Power Systems*, 11(3):1228–1235, Aug. 1996.
- [CMM99] T. Van Cutsem, C. Moisse, and R. Mailhot. Determination of secure operating limits with respect to voltage collapse. *IEEE Trans. on Power Systems*, 14(1):327–335, Feb. 1999.
- [Cut95] T. Van Cutsem. An approach to corrective control of voltage instability using simulation and sensitivity. *IEEE Trans. on Power Systems*, 10(2):616–622, May 1995.
- [Cut00] T. Van Cutsem. Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods. *Proceedings of IEEE*, 88(2):208–227, Feb. 2000.

- [CV96] T. Van Cutsem and C.D. Vournas. Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales. *IEEE Trans. on Power Systems*, 11(1):146–153, Feb. 1996.
- [CV98] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage stability of electric power systems*. Kluwer academic publishers, Boston, USA, 1998.
- [dCPP98] Herminio José da Cunha Pereira Pinto. *Análise Modal Aplicada ao Problema de Estabilidade de Tensão*. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - Brasil, Março 1998.
- [DL93] I. Dobson and L. Lu. New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse. *IEEE Trans. on Power Systems*, 8(3):905–913, Aug. 1993.
- [dS98] A. C. Zambroni de Souza. Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies. *Electr. Power Syst. Res.*, (47):65–70, 1998.
- [dSWdCX02] L.C.P. da Silva, Y. Wang, V. F. da Costa, and W. Xu. Assesment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, 149(5):564–570, Sep. 2002.
- [EGW98] G.C. Ejebe, B. Gao, and J.G. Waight. On-line voltage stability assessment: framework and implementation. *IEEE PES Winter Meeting, Panel Session on Voltage Stability Limit Search, Tampa, FL, USA*, 1998.
- [EIM⁺96] G.C. Ejebe, G.D. Irisari, S. Mokhtari, O. Obadina, P. Ristanovic, and J. Tong. Methods for contingency screening and ranking for voltage stability analysis of power system. *IEEE Trans. on Power Systems*, 11(1), Feb. 1996.

- [FAM00] Z. Feng, V. Ajjarapu, and D.J. Maratukulam. A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse. *IEEE Trans. on Power Systems*, 15(2):791–797, May 2000.
- [FFO⁺93] N. Fillatabo, O.B. Fosso, R. Ogendal, T. Carlsen, and K.R. Heggland. A method for calculation of margins to voltage instability applied on the norwegian system for maintaining required security level. *IEEE Trans. on Power Systems*, 8(3), Aug. 1993.
- [FFT95] D. M. Falcão, A. C. Ferreira, and G. N. Taranto. Técnica de robustez de fluxo de potência. *Coppetec, Relatório Técnico*, pages 567–573, Setembro 1995.
- [Gao92] Baofu Gao. *Voltage Stability Analysis of Large Power System*. PhD thesis, University of Toronto, Canada, 1992.
- [Gao95] B. Gao. Powertech labs internal report; interim report for on-line vsa project. Set. 1995.
- [GDA97] S. Greene, I. Dobson, and F.L. Alvarado. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12(1):262–272, Feb. 1997.
- [GL89] Gene H. Golub and Charles Van Loan. *Matrix Computations*. John Hopkins, Baltimore and London, second edition, 1989.
- [GMK92] B. Gao, G.K. Morison, and P. Kundur. Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE Trans. on Power Systems*, 7(4):1529–1542, Nov. 1992.
- [GMK96] B. Gao, G.K. Morison, and P. Kundur. Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-

- scale power system. *IEEE Trans. on Power Systems*, 11(3):1314–1324, August 1996.
- [GMM96] S. Granville, J.C.O. Mello, and A.C.G. Melo. Application of interior point methods to power flow unsolvability. *IEEE Trans. on Power Systems*, 11(2):1096–1103, May 1996.
- [Hag88] William W. Hager. *Applied Numerical Linear Algebra*. Prentice Hall, New Jersey, 1988.
- [IT81] S. Iwamoto and Y. Tamura. Aload flow calculation method for ill-conditioned power systems. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(4):1736–1743, April 1981.
- [IWTM97] G.D. Irisarri, X. Wang, J. Tong, and S. Mokhtari. Maximum loadability of power systems using interior point non-linear optimization method. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12(1):162–172, Feb. 1997.
- [JJ00] Zhiglong Jia and B. Jeyasurya. Contingency ranking for on-line voltage stability assessment. *IEEE Trans. on Power Systems*, 15(3):1093–1097, Aug. 2000.
- [JL93] G.B. Jasmon and L.H.C.C. Lee. New contingency ranking technique incorporating a voltage stability criterion. *IEEE Proceedings-C*, 140(2), March 1993.
- [Kim56] E.W. Kimbark. *Power System Stability*, volume III, Synchronous Machines. John Wiley & Sons, 1956.
- [Kun94] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

- [KYS94] T. Kumano, A. Yokoyama, and Y. Sekine. Fast monitoring and optimal preventive control of voltage instability. *Int. J. Electrical Power and Energy Systems*, pages 117–125, April 1994.
- [LAH93] P. A. Lof, G. Andersson, and D. J. Hill. Voltage stability indices for stressed power systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, 8(1):326–335, Feb. 1993.
- [LSH92] P.A. Löf, T. Smed, and D.J. Hill. Fast calculation of a voltage stability index. *IEEE Trans. on Power Systems*, 7(1):54–64, Feb. 1992.
- [Man] Y. Mansour. Voltage stability of power systems: Concepts, analytical tools and industry experience. *IEEE Publication*, 90TH0358-2-PWR.
- [Man05] Alessandro Manzoni. *Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise de Estabilidade de Tensão*. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - Brasil, Março 2005.
- [Mar86] N. Martins. Efficient eigenvalue and frequency response methods applied to power system small-signal stability studies. *IEEE Trans. on Power Systems*, PWRS-1(1):217–226, Feb. 1986.
- [Mar97] N. Martins. The dominant pole spectrum eigensolver. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12(1):245–254, Feb. 1997.
- [MGK93] G. K. Morrison, B. Gao, and P. Kundur. Voltage stability analysis using static dynamic approaches. *IEEE Trans. on Power Systems*, 8(3):1159–1171, Aug. 1993.

- [MLP96] N. Martins, L. T. G Lima, and H. J. C. P. Pinto. Computing dominant poles of power system transfer functions. *IEEE Trans. on Power Systems*, 11(1):162–170, Feb. 1996.
- [Mon83] A. Monticelli. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.
- [Mor99] G.K. Morison. Development of on-line voltage assessment tools at bc hydro. *Powertech Labs*, 1999.
- [MSD93] A. Bihain M. Stubbe and J. Deuse. Simulation of voltage collapse. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 15(4):239–243, Aug. 1993.
- [MTF02] A. Manzoni, G. N. Taranto, and D. M. Falcão. A compararison of power flow, full and fast dynamic simulations. volume 38, page 1, Sevilla, June 2002. 14 th PSCC.
- [ODD94] T. J. Overbye, I. Dobson, and C.L. DeMarco. Q-v curve interpretation of energy measures for voltage securityt. 9(1):331–340, Feb. 1994.
- [Ove94] T. J. Overbye. A power flow measure for unsolvable cases. *IEEE Trans. on Power Systems*, PWRS-9:1359–1365, Aug. 1994.
- [Ove95] T. J. Overbye. Computation of a practical method to restore power flow solvability. *IEEE Trans. on Power Systems*, PWRS-10:280–287, Feb. 1995.
- [Pai81] M. A. Pai. *Stability of Power Systems by Lyapunov’s Direct Method*, volume 3. North-Holland System and Contro Series, 1981.
- [PMF⁺94] H. J. C. P. Pinto, N. Martins, X. Vieira Fo, A. Bianco, P. Gomes, and M. G. Santos. Modal analysis for voltage stability: Application

- at base case and point of collapse. *Proceedings of Bulk Power Systems Voltage Phenomena III: Voltage Stability Security and Control*, pages 215–228, Davos, Switzerland, Aug. 1994.
- [PS99] R. B. Prada and J. O. R. Santos. Fast nodal assessment of static voltage stability including contingency analysis. *Electr. Power Syst. Res.*, 51:55–59, 1999.
- [SCQ97] A. C. Z. Souza, C. A. Cañizares, and V. H. Quintana. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12(3):1380–1387, Aug. 1997.
- [SP90] P. W. Sauer and M. A. Pai. Power systems steady-state stability and the loadflow jacobian. *IEEE Trans. on Power Systems*, 5(4):1374–1381, Nov. 1990.
- [Tay93] C. W. Taylor. Modeling of voltage collapse including dynamic phenomena. CIGRE Brochure(75), 1993.
- [Tay94] C. V. Taylor. Power system voltage stability. *McGraw-Hill Inc.*, 1994.
- [TMF04] Glauco N. Taranto, Zulmar S. Machado, and Djalma M. Falcão. Detailed representation of capability curves of synchronous machines and control systems in optimal power flow formulation. *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE*, (5):SP-16, May 2004.
- [TMI83] Y. Tamura, H. Mori, and S. Iwamoto. Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, PAS-102(5):1115–1125, May 1983.

- [TR88] A. Tiranuchit and R.J.Thomas. A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems. *IEEE Trans. on Power Systems*, 3(1):87–93, Feb. 1988.
- [VFX+99] E. Vaahedi, C. Fuchs, W. Xu, Y. Mansour, H. Hamadanizadeh, and G. K. Morrison. Voltage sability contingency screening and ranking. *IEEE Trans. on Power Systems*, 14(1):256–265, Feb. 1999.
- [VQ93] L. Vargas and V. H. Quintana. Clustering techniques for voltage collapse detection. *Electric Power System Research*, 23(1):53–59, 1993.
- [WETW98] X. Wang, G.C Ejebe, J. Tong, and J.G. Waight. Preventive/corretive control for voltage stability using direct interior point method. *IEEE Trans. on Power Systems*, 13(3):878–883, Aug. 1998.
- [XM94] W. Xu and Y. Mansour. Voltage stability analysis using generic dynamic load models. 9(1):479–493, Feb. 1994.
- [XMH93] W. Xu, Y. Mansour, and P.G. Harrington. Planning methodologies for voltage stability limited power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 15(4):221–228, Aug. 1993.

Apêndice A

Derivadas Parciais da Matriz Jacobiana do Simulador Rápido

A.1 Derivadas Associadas ao Gerador

$$\frac{\partial f_1(x, y, z, w)}{\partial E_q} = 1 + \frac{X_d - X_q}{z_g} \cos \alpha \quad (\text{A.1})$$

$$\frac{\partial f_1(x, y, z, w)}{\partial E_{fd}} = -1 \quad (\text{A.2})$$

$$\frac{\partial f_1(x, y, z, w)}{\partial E_{FD}} = 0 \quad (\text{A.3})$$

$$\frac{\partial f_1(x, y, z, w)}{\partial \delta} = \frac{X_d - X_q}{z_g} V \sin(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.4})$$

$$\frac{\partial f_1(x, y, z, w)}{\partial V} = -\frac{X_d - X_q}{z_g} \cos(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{\partial f_1(x, y, z, w)}{\partial \theta} = -\frac{X_d - X_q}{z_g} V \sin(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.6})$$

A equação (A.2) se aplica quando não há atuação do limitador de sobreexcitação, enquanto que a equação (A.3) se aplica quando há atuação do limitador de sobreexcitação.

A.2 Derivadas Associadas ao Movimento do Gerador

$$\frac{\partial f_2(x, y, z, w)}{\partial f} = D + \frac{1}{R} \quad (\text{A.7})$$

$$\frac{\partial f_2(x, y, z, w)}{\partial E_q} = 2 \frac{E_q}{z_g} \text{sen} \alpha + \frac{V}{z_g} \text{sen}(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{\partial f_2(x, y, z, w)}{\partial \delta} = \frac{E_q}{z_g} V \text{cos}(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{\partial f_2(x, y, z, w)}{\partial V} = \frac{E_q}{z_g} \text{sen}(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.10})$$

$$\frac{\partial f_2(x, y, z, w)}{\partial \theta} = - \frac{E_q}{z_g} V \text{cos}(\delta - \theta - \alpha) \quad (\text{A.11})$$

A.3 Derivadas Associadas ao Sistema de Excitação

$$\frac{\partial f_3(x, y, z, w)}{\partial E_{fd}} = 1 \quad (\text{A.12})$$

$$\frac{\partial f_3(x, y, z, w)}{\partial E_{FD}} = 1 \quad (\text{A.13})$$

$$\frac{\partial f_3(x, y, z, w)}{\partial V} = K \quad (\text{A.14})$$

A.4 Derivadas Associadas ao Balanço de Corrente da Rede

$$\frac{\partial g_1(x, y, z, w)}{\partial V_k} = G_{kk} \cos \theta_k - B_{kk} \sin \theta_k - \frac{\partial}{\partial V_k} \Re[I(x, y)] \quad (\text{A.15})$$

$$\frac{\partial g_1(x, y, z, w)}{\partial V_m} = G_{km} \cos \theta_m - B_{km} \sin \theta_m \quad (\text{A.16})$$

$$\frac{\partial g_1(x, y, z, w)}{\partial \theta_k} = -V_k (G_{kk} \sin \theta_k - B_{kk} \cos \theta_k) - \frac{\partial}{\partial \theta_k} \Re[I(x, y)] \quad (\text{A.17})$$

$$\frac{\partial g_1(x, y, z, w)}{\partial \theta_m} = -V_m (G_{km} \sin \theta_m - B_{km} \cos \theta_m) \quad (\text{A.18})$$

$$\frac{\partial g_2(x, y, z, w)}{\partial V_k} = G_{kk} \sin \theta_k + B_{kk} \cos \theta_k - \frac{\partial}{\partial V_k} \Im[I(x, y)] \quad (\text{A.19})$$

$$\frac{\partial g_2(x, y, z, w)}{\partial V_m} = G_{km} \sin \theta_m + B_{km} \cos \theta_m \quad (\text{A.20})$$

$$\frac{\partial g_2(x, y, z, w)}{\partial \theta_k} = V_k (G_{kk} \cos \theta_k - B_{kk} \sin \theta_k) - \frac{\partial}{\partial \theta_k} \Im[I(x, y)] \quad (\text{A.21})$$

$$\frac{\partial g_2(x, y, z, w)}{\partial \theta_m} = V_m (G_{km} \cos \theta_m - B_{km} \sin \theta_m) \quad (\text{A.22})$$

A.5 Derivadas das Correntes Injetadas pelo Gerador e Carga

A.5.1 Gerador

$$\frac{\partial \Re[I_g(x, y)]}{\partial V} = -\frac{1}{z_g} \sin(\theta + \alpha) \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial \Re[I_g(x, y)]}{\partial \theta} = -\frac{V}{z_g} \cos(\theta + \alpha) \quad (\text{A.24})$$

$$\frac{\partial \Re[I_g(x, y)]}{\partial E_q} = \frac{1}{z_g} \sin(\delta + \alpha) \quad (\text{A.25})$$

$$\frac{\partial \Re[I_g(x, y)]}{\partial \delta} = -\frac{E_q}{z_g} \cos(\delta + \alpha) \quad (\text{A.26})$$

$$\frac{\partial \Im[I_g(x, y)]}{\partial V} = \frac{1}{z_g} \cos(\theta + \alpha) \quad (\text{A.27})$$

$$\frac{\partial \Im[I_g(x, y)]}{\partial \theta} = -\frac{V}{z_g} \text{sen}(\theta + \alpha) \quad (\text{A.28})$$

$$\frac{\partial \Im[I_g(x, y)]}{\partial E_q} = \frac{1}{z_g} \cos(\delta + \alpha) \quad (\text{A.29})$$

$$\frac{\partial \Im[I_g(x, y)]}{\partial \delta} = -\frac{E_q}{z_g} \text{sen}(\delta + \alpha) \quad (\text{A.30})$$

Na estrutura do programa computacional as equações (A.23), (A.24), (A.27) e (A.28) não aparecem, pois encontram-se inseridas nas equações da rede .

A.5.2 Cargas Estáticas

$$\frac{\partial \Re[I_d(y)]}{\partial V} = -\left[P_{Lo} \left(a_p + \frac{c_p}{V^2} \right) \cos\theta + Q_{Lo} \left(a_q + \frac{c_q}{V^2} \right) \text{sen}\theta \right] \quad (\text{A.31})$$

$$\frac{\partial \Re[I_d(y)]}{\partial \theta} = -\left[P_{Lo} \left(a_p V + b_p + \frac{c_p}{V} \right) \text{sen}\theta - Q_{Lo} \left(a_q V + b_q + \frac{c_q}{V} \right) \cos\theta \right] \quad (\text{A.32})$$

$$\frac{\partial \Im[I_d(y)]}{\partial V} = -\left[P_{Lo} \left(a_p + \frac{c_p}{V^2} \right) \text{sen}\theta - Q_{Lo} \left(a_q + \frac{c_q}{V^2} \right) \cos\theta \right] \quad (\text{A.33})$$

$$\frac{\partial \Im[I_d(y)]}{\partial \theta} = -\left[P_{Lo} \left(a_p V + b_p + \frac{c_p}{V} \right) \cos\theta + Q_{Lo} \left(a_q V + b_q + \frac{c_q}{V} \right) \text{sen}\theta \right] \quad (\text{A.34})$$

Apêndice B

Dados dos Sistemas Testes

B.1 Sistema de 9 barras

```
TITU
Sistema9b          9  9
DBAR
(No) 0 TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( P1)( Q1)( Sh)(A
  1  2  barra1    1040 0.0 71.6 27.0-9999+9999    0.0 0.0
  2  1  barra2    1025 9.3163.0 6.7-9999+9999    0.0 0.0
  3  1  barra3    1025 4.7 85.0-10.9-9999+9999    0.0 0.0
  4  0  barra4    1026-2.2
  5  0  barra5          996-4.0                125.0 50.0
  6  0  barra6    1013-3.7                90.0 30.0
  7  0  barra7    1026 3.7                0.0 0.0
  8  0  barra8    1016 0.7                100.0 35.0
  9  0  barra9    1032 2.0                0.0 0.0
9999
DLIN
  1  4          5.76          1000  900 1100          004
  2  7          6.25          1000  900 1100          007
  3  9          5.86          1000  900 1100          009
  4  5    1.00    8.50 17.60
  4  6    1.70    9.20 15.80
  5  7    3.20   16.10 30.60
  6  9    3.90   17.00 35.80
  7  8    0.85    7.20 14.90
  8  9    1.19   10.08 20.90
9999
FIM
```

B.2 Sistema de 45 barras

TITU

--- Sistema 45 barras (Equiv. Sul-Sudeste) / CASO BASE ---

DBAR

(No)	O	TB(nome)	G(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(Pl)	(Ql)	(Sh)	(A)
343		IVAIPORA.525	1036-9.7										-200.
344		LONDRINA.525	1000-12.										
366	1	BARRACA013.8	1020-2.41050.25.85-99999999.										
367		SIDEROPOL230	966-34.								177.	68.	
368		FARROUPIL230	1014-34.								191.	42.	
369	1	P.FUNDO.13.8	1040-16. 215.65.62-99999999.										
370		P.FUNDO.230	1015-22.								171.	18.5	
371		XANXERE.230	986-18.								126.	47.	
372		P.BRANCO.230	979-12.								46.	14.7	
373	1	S.OSORIO13.8	10202.26 920.281.8-99999999.										
374		S.OSORIO.230	994-3.7								281.	256.5	
375		AREIA.230	1000-13.								279.	60.7	
376		S.MATEUS.230	976-24.								130.	29.4	
377		CURITIBA.230	1000-24.								427.	-25.	
378		JOINVILE.230	926-31.								410.	241.	
379		BLUMENAU.230	1000-29.								424.	90.6	
380		R.QUEIMAD230	969-31.								117.	53.1	
381	1	F.AREIA.13.8	1022-3.41260.-35.1-99999999.										
382		AREIA.525	1028 -8.										
383		CURITIBA.525	985-21.										-150.
384		CUR.NORTE525	986-20.								368.	69.6-150.	
385		BLUMENAU.525	968-27.										
386		BARRACA0.525	1026-10.								174.	-8.2-100.	
387		GRAVATAI.525	1000-29.										-150.
388		V.AIRES.525	1000-24.										-150.
389		PINHEIRO.525	1044-12.										-150.
390	1	S.SANTIA13.8	10182.471125.-102.-99999999.										
391		S.SANTIAG525	1037-4.5										
392	1	J.LAC.A.13.8	1030-27. 90.44.67-99999999.										
393		J.LACERDA138	995-31.								126.	39.8	
394	1	J.LAC.B.13.8	1030-25. 120.52.83-99999999.										
395	1	J.LAC.C.13.8	1030-24. 241.87.39-99999999.										
396		J.LACERDA230	997-30.										
397	2	SEGREDO.13.8	1020 0.1114.-114.-99999999.										
398		SEGREDO.525	1030-4.1										
399		CECI.230	1034-33.								813.	110.	
402		GRAVATAI.230	1043-32.								612.	-455.	
407	1	ITAUBA.13.8	1000-14. 490.81.45-99999999.										
408		ITAUBA.230	988-21.								404.	135.	
414		V.AIRES.230	1045-26.								393.	-111.	
430		APUCARANA230	990-18.								262.	13.2	
431		LONDRINA.230	1010-14.								229.	183.	
432		MARINGA.230	978-18.								184.	60.2	
433		C.MOURAO.230	967-15.								139.	53.7	
437		FORQUILHI230	964-34.								90.1	55.3	
9999													

Capítulo B. Dados dos Sistemas Testes

DLIN						
343	344	1	.07	1.45	166.1	
343	344	2	.07	1.45	166.1	
343	382	1 T	.18	2.27227	21	
343	391	1 T	.14	2.04244	75	
344	431	1		.63		1.
366	386	1 T		1.36		1.
367	368	1	3.86	19.85	34.	
367	396	1	.96	4.91	8.42	
367	437	1	.33	1.67	28.59	
368	370	1	4.63	23.78	40.84	
368	370	2	4.63	23.78	40.84	
368	399	1	1.77	9.1	15.85	
368	399	2	1.77	9.1	15.85	
369	370	1 T		4.6		1.
370	371	1 T	1.63	8.35	14.4	
370	371	2 T	1.63	8.35	14.4	
370	408	1	2.5	15.48	46.9	
371	372	1	1.63	8.35	14.4	
371	374	1	3.16	16.21	27.84	
372	374	1	1.53	8.61	13.44	
373	374	1 T		1.14		1.
374	375	1	3.06	15.23	27.02	
374	433	1	3.44	17.6	30.4	
374	433	2	3.44	17.6	30.4	
375	376	1	2.45	12.56	20.41	
375	382	1 T		3.		1.
376	377	1	.88	4.15	52.11	
377	378	1	1.82	9.35	15.95	
377	378	2	1.82	9.35	15.95	
377	383	1		.62		1.
378	379	1	1.54	7.76	13.5	
378	379	2	1.54	7.76	13.5	
379	380	1	2.16	11.05	18.63	
379	380	2	2.16	11.05	18.63	
379	385	1		.62		1.
380	396	1	1.8	9.2	15.53	
380	396	2	1.8	9.2	15.53	
381	382	1 T		.67		1.
382	383	1	.19	2.8335	76	
382	384	1	.19	2.74328	67	
382	386	1 T	.14	1.95239	68	
382	398	1	.05	.7	83.92	
383	384	1	.05	.69	82.16	
383	385	1	.12	1.75	209.7	
386	387	1	.21	3.09371	83	
387	402	1 T		.62		1.
388	389	1	.22	3.	383.	
388	414	1 T		.62		1.
389	391	1	.14	1.95	239.7	
390	391	1 T		1.14		1.
391	398	1	.05	.7	83.92	
392	393	1 T		8.71		1.
393	396	1		5.9		1.
394	396	1 T		7.01		1.
395	396	1 T		4.5		1.
396	437	1	1.29	6.57	11.28	

Capítulo B. Dados dos Sistemas Testes

397	398	1	T		.68				1.
399	402	1		.22	1.11	2.32			
399	402	2		.22	1.11	2.32			
399	402	3		.19	1.01	2.04			
399	414	1		2.07	9.33	17.18			
399	414	2		1.68	9.3	17.2			
399	414	3		1.76	9.84	17.98			
407	408	1	T		2.36				1.
408	414	1		2.02	11.29	20.62			
430	431	1		1.25	6.41	11.09			
430	431	2		.89	4.61	7.96			
430	432	1		1.1	11.84	20.27			
430	433	1		2.29	11.74	20.27			
431	432	1		1.72	8.84	14.34			
431	432	2		1.72	8.84	14.34			
432	433	1		1.81	9.29	16.07			

9999 FIM

Apêndice C

Relatórios dos Redespachos do Sistema Teste de 9 Barras

C.1 Contingência A

C.1.1 Índice F1

(No)	0	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1		1045	0	93	-7					0.0	0.0	0	1
2	1	barra2		1037	-7	144	52					0.0	0.0	0	1
3	1	barra3		1038	-5	88	31					0.0	0.0	0	1
4	0	barra4		1039	-3	0	0					0.0	0.0	0	1
5	0	barra5		839	-25	0	0				125.0	50.0		0	1
6	0	barra6		1030	-7	0	0					90.0	30.0	0	1
7	0	barra7		988	-12	0	0					0.0	0.0	0	1
8	0	barra8		1000	-13	0	0				100.0	35.0		0	1
9	0	barra9		1050	-8	0	0					0.0	0.0	0	1

C.1.2 Índice SPT

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	78	-7						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1037	-3	152	53						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1038	-2	95	28						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1039	-2	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	839	-22	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1030	-6	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	988	-8	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	1000	-9	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	1050	-5	0	0					0.0	0.0		0	1

C.1.3 Índice J

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	78	-7						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1037	-3	152	53						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1038	-2	95	28						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1039	-2	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	839	-22	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1030	-6	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	988	-8	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	1000	-9	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	1050	-5	0	0					0.0	0.0		0	1

C.1.4 Índice ME

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	96	-6						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1037	-7	145	52						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1038	-6	84	31						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1039	-3	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	839	-25	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1029	-8	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	988	-12	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	1000	-13	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	1050	-8	0	0					0.0	0.0		0	1

C.2 Contingência B

C.2.1 Índice F1

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	98	86						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1036	25	144	-4						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1037	13	83	11						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-3	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	997	-8	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1020	-1	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	988	20	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	989	14	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	1029	11	0	0					0.0	0.0		0	1

C.2.2 Índice SPT

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	61	92						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1035	31	140	-17						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1038	21	128	40						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-2	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	997	-7	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1020	2	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	988	26	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	998	20	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	1050	17	0	0					0.0	0.0		0	1

C.2.3 Índice J

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	61	92						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1036	35	172	-8						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1038	20	98	45						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-2	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	997	-7	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1020	2	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	988	29	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	996	21	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	1050	17	0	0					0.0	0.0		0	1

C.2.4 Índice ME

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	87	88						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1036	25	133	-10						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1037	16	106	18						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-2	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	997	-8	0	0					125.0	50.0	0	1	
6	0	barra6	1020	-0	0	0					90.0	30.0	0	1	
7	0	barra7	988	21	0	0					0.0	0.0	0	1	
8	0	barra8	992	15	0	0					100.0	35.0	0	1	
9	0	barra9	1035	13	0	0					0.0	0.0	0	1	

C.3 Contingência C

C.3.1 Índice F1

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	100	58						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1035	18	146	-7						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1038	-8	80	26						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1039	-3	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	981	-2	0	0					125.0	50.0	0	1	
6	0	barra6	1029	-9	0	0					90.0	30.0	0	1	
7	0	barra7	988	12	0	0					0.0	0.0	0	1	
8	0	barra8	1009	-16	0	0					100.0	35.0	0	1	
9	0	barra9	1050	-11	0	0					0.0	0.0	0	1	

C.3.2 Índice SPT

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	84	91						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1025	14	115	-30						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1037	1	125	5						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-2	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	982	-3	0	0					125.0	50.0	0	1	
6	0	barra6	1024	-6	0	0					90.0	30.0	0	1	
7	0	barra7	955	9	0	0					0.0	0.0	0	1	
8	0	barra8	970	-9	0	0					100.0	35.0	0	1	
9	0	barra9	1013	-3	0	0					0.0	0.0	0	1	

C.3.3 Índice J

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	29	126						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1028	27	177	-7						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1036	3	124	1						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-1	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	966	2	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1017	-4	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	950	20	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	950	-7	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	995	-1	0	0					0.0	0.0		0	1

C.3.4 Índice J

(No)	O	TB	(nome)	G	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	(A)
1	2	barra1	1045	0	100	119						0.0	0.0	0	1
2	1	barra2	1027	23	164	-13						0.0	0.0	0	1
3	1	barra3	1037	-10	66	9						0.0	0.0	0	1
4	0	barra4	1050	-3	0	0						0.0	0.0	0	1
5	0	barra5	969	-1	0	0					125.0	50.0		0	1
6	0	barra6	1015	-9	0	0					90.0	30.0		0	1
7	0	barra7	950	16	0	0					0.0	0.0		0	1
8	0	barra8	950	-18	0	0					100.0	35.0		0	1
9	0	barra9	995	-12	0	0					0.0	0.0		0	1