Campus de São Carlos

**SIMULAÇÃO ESTÁTICA DO COLAPSO DE TENSÃO ATRAVÉS DA
RESOLUÇÃO CONTINUADA DE UM FLUXO DE CARGA MODIFICADO**

Autor: André Christovão Pio Martins

Orientador: Prof. Tit. Newton G. Bretas

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

Serviço de Pós-Graduação EESC/USP

EXEMPLAR REVISADO

Data de entrada no Serviço: 17 / 01 / 01

Ass.: *André Christóvão Pio Martins*

SIMULAÇÃO ESTÁTICA DO COLAPSO DE TENSÃO ATRAVÉS DA RESOLUÇÃO CONTINUADA DE UM FLUXO DE CARGA MODIFICADO

André Christóvão Pio Martins

DEDALUS - Acervo - EESC

31100017123

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Newton G. Bretas

São Carlos
2000

Class.	TESE - EESC
Cut.	3452
Tomo	T0050/01

st 1133697

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

M386s Martins, André Christóvão Pio
Simulação estática do colapso de tensão através da
resolução continuada de um fluxo de carga modificado /
André Christóvão Pio Martins. -- São Carlos, 2000.

Dissertação (Mestrado) -- Escola de Engenharia de
São Carlos-Universidade de São Paulo, 2000.
Área: Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Newton G. Bretas.

1. Colapso de tensão. 2. Método de continuação.
3. Bifurcação estática. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Candidato: Engenheiro **ANDRÉ CHRISTOVÃO PIO MARTINS**

Dissertação defendida e aprovada em 22-12-2000
pela Comissão Julgadora:

Prof. Titular **NEWTON GERALDO BRETAS (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo)

Prof. Doutor **DIÓGENES PEREIRA GONZAGA**
(Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo)

Prof. Doutor **CARLOS ALBERTO DE CASTRO JUNIOR**
(Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP)

p/ Prõfa. Associada **VILMA ALVES DE OLIVEIRA**
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

JOSÉ CARLOS A. CINTRA
Presidente da Comissão de Pós-Graduação da EESC

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, minhas irmãs e minha noiva pelo incentivo e apoio para a realização deste trabalho.

Ao Professor Bretas pela orientação e estímulo constante.

Aos companheiros do LACO pela colaboração.

A todos os professores e à Universidade de São Paulo pela oportunidade de aprendizado.

À FAPESP pelo apoio financeiro.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABELAS	iii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	v
LISTA DE SÍMBOLOS	vii
RESUMO	xi
<i>ABSTRACT</i>	xiii
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 O colapso de tensão	1
1.2 Objetivos e organização do trabalho	3
2 REVISÃO DE LITERATURA	5
2.1 Conceitos básicos relacionados à análise do colapso	5
2.2 Modelagem dos dispositivos do sistema de potência associados ao colapso de tensão	7
2.3 Índices de proximidade do colapso de tensão	8
2.4 Métodos de continuação aplicados à análise do colapso de tensão	9
3 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO PARA A SIMULAÇÃO ESTÁTICA DO COLAPSO	11
3.1 Geração	11
3.1.1 Geradores síncronos	12
3.1.2 Reguladores de velocidade e AGC	16
3.1.3 Sistema de excitação	19
3.1.4 Limites operacionais em regime permanente	22
3.2 Transmissão	25
3.3 Cargas	25

4 DIAGRAMAS DE BIFURCAÇÃO E CONSTRUÇÃO DAS CURVAS λV E	
PV	27
4.1 Diagramas de bifurcação e curvas λV e PV	27
4.2 Fluxo de carga continuado	28
5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS	33
5.1 Influência dos controles e limites dos geradores no colapso de tensão ..	34
5.2 Simulação do colapso de tensão para variações no aumento de carga ...	42
5.3 Simulação do colapso de tensão para variações na distribuição de carga	
entre os geradores	45
6 CONCLUSÕES	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
APÊNDICE I - Parâmetros do sistema New England usado nas simulações	

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 01 - Máquina síncrona trifásica de pólos salientes	12
FIGURA 02 - Circuitos elétricos de estator e rotor de uma máquina síncrona trifásica	13
FIGURA 03 - Diagrama vetorial do gerador síncrono em regime permanente	16
FIGURA 04 - Diagrama de blocos funcional de um regulador de velocidade típico	16
FIGURA 05 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade típico	17
FIGURA 06 - Atuação do “droop” de frequência em dois geradores do mesmo sistema	17
FIGURA 07 - Atuação do Controle Automático de Geração em um gerador	18
FIGURA 08 - Diagrama funcional de um sistema de excitação típico	19
FIGURA 09 - Diagrama de blocos do sistema de excitação IEEE Tipo 1	21
FIGURA 10 - Curva de capacidade típica de um gerador síncrono	23
FIGURA 11 - Curvas λV e PV para cargas de potência constante	28
FIGURA 12 - Curvas λV e PV para carga ZIP	28
FIGURA 13 - Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado	32
FIGURA 14 - Sistema New England de 39 barras e 10 geradores usado nas simulações	33
FIGURA 15 - Curvas PV do sistema com todos os limites desabilitados	35
FIGURA 16 - Curvas PV da barra 7 para vários valores de K_A	35
FIGURA 17 - Curvas PV do sistema com o limite de sobreexcitação habilitado	36
FIGURA 18 - Tensão de campo dos geradores com o limite de sobreexcitação habilitado .	37
FIGURA 19 - Potência reativa gerada com o limite de sobreexcitação habilitado	37
FIGURA 20 - Curvas PV do sistema com o limite de corrente de armadura habilitado	38
FIGURA 21 - Corrente de armadura dos geradores com o limite de corrente habilitado	39
FIGURA 22 - Curvas PV do sistema com o limite de potência mecânica habilitado	40
FIGURA 23 - Potência ativa gerada com o limite de potência mecânica habilitado	40
FIGURA 24 - Curvas PV do sistema com todos os limites habilitados	41
FIGURA 25 - Curvas PV do sistema para a carga 7 com modelo ZIP	42
FIGURA 26 - Curvas PV do sistema para um aumento de carga na barra 8	43
FIGURA 27 - Curvas PV do sistema para um aumento de carga na barra 21	44

FIGURA 28 - Curvas PV do sistema para um aumento de carga nas barras 4, 7 e 8	44
FIGURA 29 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido pelo gerador 31	46
FIGURA 30 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido pelo gerador 32	46
FIGURA 31 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido pelo gerador 37	47
FIGURA 32 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido conforme TABELA 02 .	47

LISTA DE TABELAS

TABELA 01 - Localização do ponto de bifurcação para vários valores de K_d	34
TABELA 02 - Fator de participação dos geradores na simulação da FIGURA 33	45
TABELA A1 - Dados de barra do sistema New England	A1
TABELA A2 - Dados dos geradores do sistema New England	A2
TABELA A3 - Dados de linha do sistema New England	A2

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AGC	- Automatic generation control (controle automático de geração)
AVR	- Automatic voltage regulator (controle automático de tensão)
DC	- Direct current (corrente direta)
SVC	- Static VAr compensator (compensador estático de reativo)
PQ	- Sigla que indica barramento de potência ativa e reativa constantes
PSS	- Power system stabilizer (estabilizador do sistema de potência)
pu	- Por unidade
PV	- Sigla que indica barramento de potência ativa e tensão terminal constantes
ULTC	- Under load tap changer (mudança de tap sob carga)
ZIP	- Modelo de carga com parcelas de impedância, corrente e potência constantes

LISTA DE SÍMBOLOS

β	- Ângulo do rotor em relação ao eixo magnético do enrolamento da fase <i>a</i> do estator
ω_r	- Velocidade do rotor em relação a uma referência fixa
<i>d</i>	- Referente ao eixo magnético do enrolamento de campo
<i>q</i>	- Referente ao eixo neutro do enrolamento de campo
i_F	- Corrente de campo
e_F	- Tensão de campo
i_D	- Corrente no circuito de amortecimento equivalente no eixo <i>d</i>
i_Q	- Corrente no circuito de amortecimento equivalente no eixo <i>q</i>
ψ_a	- Fluxo magnético criado pelo enrolamento da fase <i>a</i> do estator
ψ_b	- Fluxo magnético criado pelo enrolamento da fase <i>b</i> do estator
ψ_c	- Fluxo magnético criado pelo enrolamento da fase <i>c</i> do estator
<i>abc</i>	- Sistema de referência fixa dos enrolamentos de estator
<i>0dq</i>	- Sistema de referência ortogonal
δ	- Ângulo do rotor em relação a referência girante
ω	- Velocidade angular do rotor em relação a referência girante
<i>H</i>	- Constante de inércia da máquina
P_{mec}	- Potência mecânica fornecida pela turbina ao gerador
P_e	- Potência elétrica do gerador
T'_{d0}	- Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto
E'_q	- Tensão transitória de eixo em quadratura
E'_d	- Tensão transitória de eixo direto
E_q	- Tensão de eixo em quadratura
E_d	- Tensão de eixo direto
E_F	- Tensão de campo
x_d	- Reatância de eixo direto

x_q	- Reatância de eixo em quadratura
x'_d	- Reatância transitória de eixo direto
x'_q	- Reatância transitória de eixo em quadratura
I_d	- Projeção da corrente terminal no eixo direto
I_q	- Projeção da corrente terminal no eixo em quadratura
V_d	- Projeção da tensão terminal no eixo direto
V_q	- Projeção da tensão terminal no eixo em quadratura
V	- Módulo da tensão terminal
θ	- Ângulo da tensão terminal
P_G	- Potência ativa gerada
Q_G	- Potência reativa gerada
ω_{ref}	- Velocidade angular de referência
K_{Gov}	- Ganho do regulador de velocidade
s	- Frequência complexa
ΔP_v	- Sinal de atuação do regulador de velocidade sobre a válvula da turbina
R	- Característica de “droop” de frequência
T_{CH}	- Constante de tempo da turbina
ΔP_{mec}	- Desvio da potência mecânica fornecida pela turbina
f	- Frequência elétrica
f_s	- Frequência elétrica síncrona
P_{mec0}	- Potência mecânica fornecida pela turbina na condição de operação inicial
P_{max}	- Potência mecânica máxima fornecida pela turbina
λ	- Parâmetro de incremento de carga
T_R	- Constante de tempo do filtro de entrada do regulador de tensão
V_{ref}	- Tensão de referência do regulador de tensão
K_A	- Ganho de ramo direto do regulador de tensão
T_A	- Constante de tempo de ramo direto do regulador de tensão
V_{Rmax}	- Limite superior de atuação do regulador de tensão
V_{Rmin}	- Limite inferior de atuação do regulador de tensão
S_E	- Função de saturação do excitador
T_E	- Constante de tempo do excitador
K_E	- Ganho do excitado
K_F	- Ganho do estabilizador do regulador de tensão
T_F	- Constante de tempo do estabilizador do regulador de tensão

A	- Parâmetro da função de saturação do excitador
B	- Parâmetro da função de saturação do excitador
E_{Fmax}	- Limite superior da tensão de campo do gerador
E_{Fmin}	- Limite inferior da tensão de campo do gerador
S_{nom}	- Potência complexa nominal do gerador
I_{Tmax}	- Limite superior da tensão terminal do gerador
$\cos\phi$	- Fator de potência do gerador
P_T	- Potência ativa injetada em um barramento pelo sistema de transmissão
Q_T	- Potência reativa injetada em um barramento pelo sistema de transmissão
Y_{ij}	- Elemento ij da matriz admitância nodal
G_{ij}	- Condutância do elemento ij da matriz admitância nodal
B_{ij}	- Susceptância do elemento ij da matriz admitância nodal
P_L	- Potência ativa consumida por barramento
Q_L	- Potência reativa absorvida por barramento
K_{LP}	- Peso do parâmetro λ na carga ativa por barramento
a_P	- Parâmetro de potência ativa constante do modelo de carga ZIP
b_P	- Parâmetro de corrente constante do modelo de carga ZIP para potência ativa
c_P	- Parâmetro de impedância constante do modelo de carga ZIP para potência ativa
V_0	- Tensão terminal na condição de operação inicial
P_0	- Potência ativa consumida na condição de operação inicial por barramento
K_{LQ}	- Peso do parâmetro λ na carga reativa por barramento
a_Q	- Parâmetro de potência reativa constante do modelo de carga ZIP
b_Q	- Parâmetro de corrente constante do modelo de carga ZIP para potência reativa
c_Q	- Parâmetro de impedância constante do modelo de carga ZIP para potência reativa
Q_0	- Potência reativa absorvida na condição de operação inicial por barramento
NC	- Número de barramentos de carga
NG	- Número de barramentos de geração
NB	- Número total de barramentos do sistema
$\underline{x}$	- Vetor contendo as variáveis do fluxo de carga modificado
$\underline{h}$	- Vetor contendo as equações do fluxo de carga modificado
$J_{\underline{h}}$	- Matriz jacobiana das equações do fluxo de carga modificado em relação a $\underline{x}$ e λ
$\underline{dx}$	- Vetor tangente das variáveis do fluxo de carga modificado
$d\lambda$	- Componente tangente do parâmetro de incremento de carga
k	- Índice da variável de continuação do fluxo de carga continuado
$\underline{e}_k^T$	- Vetor de especificação da variável de continuação do fluxo de carga modificado

- $\underline{x}_0$ - Vetor das variáveis do fluxo de carga modificado em um ponto de operação
- λ_0 - Parâmetro de incremento de carga em um ponto de operação
- σ - Passo da previsão do fluxo de carga continuado
- η - Valor previsto para a k -ésima variável

RESUMO

O objetivo deste trabalho é desenvolver um programa computacional para a análise do colapso de tensão em sistemas elétricos de potência. Esse programa identifica o ponto de colapso através de uma simulação estática do sistema, partindo de um ponto de operação inicial com um aumento programado de carga. A simulação estática calcula os pontos de operação do sistema, ao longo do aumento programado de carga, através da resolução continuada de um fluxo de carga modificado. Juntamente com as equações do balanço de potência, esse fluxo de carga modificado contém as equações algébricas que descrevem o comportamento em regime permanente dos geradores, cargas e controles do sistema. As equações das cargas são parametrizadas para simular o aumento programado de carga, e as equações resultantes do fluxo de carga modificado são resolvidas utilizando um método de continuação parametrizada.

Palavras-chave: colapso de tensão; métodos de continuação; bifurcação estática.

ABSTRACT

The objective of this work is to develop a program for analysis of voltage collapse in electric power systems. This program identifies the collapse point through a static simulation of the system, starting from an initial operation point with a scheduled increase of load. The static simulation calculates the operational points of the system, along the scheduled increase of load, through continuous resolution of a modified power flow. Together with the equations of power balancing, this modified power flow contains the algebraic equations of steady state behaviour of generators, loads and controls. Load equations are parameterised to simulate the scheduled increase of load, and the resulting equations of the modified power flow are solved using the parameterised continuation method.

Keywords: voltage collapse; continuation methods; static bifurcation.

1 INTRODUÇÃO

Um dos objetivos dos sistemas elétricos de potência é o fornecimento de energia elétrica com qualidade. Isto é, atender à demanda de forma contínua, mantendo a tensão e frequência do sistema dentro das margens de variação permitidas. Contudo, durante o funcionamento do sistema, podem ocorrer eventos que afetam as características de tensão e frequência, causando inclusive a interrupção do fornecimento de energia. Portanto, o engenheiro de operação deve dispor de ferramentas que permitam prever a ocorrência dessas situações de risco e tomar medidas para evitá-las. Para isso os estudos de estabilidade são de fundamental importância, pois o conhecimento dos mecanismos de falha do sistema pode auxiliar a prevenir eventuais distúrbios no seu funcionamento normal.

1.1 O colapso de tensão

Nos últimos anos o crescimento da demanda associado a restrições econômicas e ambientais à expansão da geração tem levado os sistemas a operar cada vez mais carregados. Assim, muitos problemas de instabilidade que não se observavam em sistemas pouco carregados passaram a ser uma fonte de preocupação. A instabilidade de tensão, conhecida como colapso de tensão, é um problema que tem atraído a atenção dos pesquisadores da área. Isso se deve ao risco crescente de colapso nos sistemas modernos, altamente interligados e solicitados, e também por esse problema ainda não possuir um consenso quanto a sua análise. Além de não estar bem definida a relação entre a instabilidade de tensão e de frequência.

O colapso de tensão tem sido descrito na literatura, como associado a uma diminuição lenta e gradual nas tensões dos barramentos de um sistema elétrico estressado. Conforme esse sistema vai sendo mais e mais carregado, pode ocorrer um processo de avalanche no qual as tensões em alguns barramentos se precipitam, ocasionando o desligamento de uma parte ou de todo o sistema.

Um sistema elétrico de potência pode ser representado matematicamente por um conjunto de equações diferenciais, eq.(1), associado a um conjunto de equações algébricas, eq.(2). Estas equações descrevem, respectivamente, o comportamento dinâmico e estático do sistema:

$$\dot{\underline{z}} = \underline{f}(\underline{z}, \underline{y}) \quad (1)$$

$$\underline{0} = \underline{g}(\underline{z}, \underline{y}) \quad (2)$$

onde o vetor $\underline{z}$ contém as variáveis de estado associadas às características dinâmicas dos geradores síncronos, cargas e controles de tensão e frequência; e o vetor $\underline{y}$ contém as variáveis algébricas. Sendo que a eq.(2) representa o problema do fluxo de carga convencional. Desse modo o comportamento do sistema pode ser simulado através da integração numérica da eq.(1) resolvendo-se a eq.(2) a cada passo da integração. O ponto de partida para uma determinada situação de carga é o ponto de equilíbrio da situação de carga anterior.

Nos estudos de colapso as contingências mais severas como as perdas de elementos do sistema geralmente não são consideradas, pois o colapso de tensão está associado a um aumento gradual da demanda. Além disso, por esse aumento ser lento em relação à dinâmica dos demais componentes do sistema, ele é considerado quase estático. Desse modo a simulação dinâmica do sistema pode ser substituída pelo cálculo dos pontos de equilíbrio da eq.(1) e eq.(2) para cada situação de carga. Isso significa considerar que o sistema atinge o regime permanente após cada incremento de carga. Dessa forma pode-se resolver a eq.(1) em regime permanente, $\dot{\underline{z}} = \underline{0}$, juntamente com a eq.(2), e assim o sistema passa a ser representado por um conjunto de equações puramente algébricas, eq.(3). Este conjunto de equações incorpora as características de regime permanente dos geradores síncronos, cargas e controles, onde todas as variáveis estão reunidas no vetor $\underline{x}$.

$$\underline{h}(\underline{x}) = \underline{0} \quad (3)$$

Considerando essa representação do sistema, o colapso de tensão pode ser associado a uma bifurcação estática da eq.(3). Essa bifurcação - identificada como do tipo sela-nó em KWATNY *et al* (1986), CHIANG *et al* (1990), BEGOVIC & PHADKE (1990) e DOBSON (1992) - ocorre quando o sistema atinge um carregamento tal que qualquer incremento de

carga leve ao desaparecimento do ponto de equilíbrio estável da equação, desencadeando o colapso de tensão. O ponto de equilíbrio estável da eq.(3) corresponde ao ponto de operação do sistema, e o seu desaparecimento está associado à superação do limite de carregamento do sistema. Desse modo, pode-se identificar a ocorrência do colapso de tensão através da bifurcação estática da eq.(3).

1.2 Objetivos e organização do trabalho

Nesse trabalho pretendemos contribuir para melhorar o entendimento do colapso de tensão através de uma “simulação estática” do fenômeno. Essa simulação consiste da implementação do fluxo de carga modificado dado pela eq.(3), e da construção do diagrama de bifurcação deste conjunto de equações, o que permite a identificação precisa do ponto de colapso.

No capítulo 2 é feita uma revisão dos principais trabalhos relacionados à modelagem e análise do colapso de tensão. Os modelos utilizados na representação do sistema, juntamente com uma descrição sucinta de seu desenvolvimento e características, são apresentados no capítulo 3. No capítulo 4, é discutido o uso do método de continuação para a construção do diagrama de bifurcação utilizando as equações da modelagem feita no capítulo 3. No capítulo 5, são apresentadas as simulações realizadas no sistema New England de 39 barras e 10 geradores.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Este capítulo descreve o estado da arte sobre a modelagem e análise do colapso de tensão. Os trabalhos na área foram divididos conforme o assunto principal tratado e procuram mostrar, numa ordem cronológica, como evoluiu a pesquisa do problema de colapso de tensão.

2.1 Conceitos básicos relacionados à análise do colapso

Uma das grandes questões a respeito do problema de colapso de tensão é se ele deve ser tratado como um problema estático ou como um problema dinâmico. Além disso, a relação entre a instabilidade de tensão e a instabilidade de frequência ainda não está bem entendida. A natureza do colapso e sua relação com a instabilidade de frequência foi estudada em KWATNY *et al* (1986). Neste trabalho, tanto a instabilidade de tensão quanto a de frequência foram associadas à ocorrência de uma bifurcação estática nas equações do sistema de potência. As equações consideradas foram as de “swing”, modelo clássico dos geradores, juntamente com as equações do fluxo de carga. O colapso de tensão também foi relacionado a uma bifurcação estática em CHIANG *et al* (1990). O modelo desenvolvido no artigo para o colapso de tensão supunha que o aumento lento das cargas poderia ser considerado quase estático. Desse modo, foi mostrado, através de um exemplo, que o colapso pode ser estudado com um modelo estático antes da bifurcação, e por um modelo dinâmico após a bifurcação. Uma simulação dinâmica com aumento quase estático das cargas realizado em BEGOVIC & PHADKE (1990) mostrou que o colapso de tensão ocorre após o sistema passar por uma bifurcação estática.

VU & LIU (1990) estudaram o problema do colapso associado ao comportamento dinâmico dos transformadores com mudança de “tap” sob carga (ULTC). Foi analisada sua relação com os outros componentes do sistema, como as linhas de transmissão, geradores e cargas dinâmicas. O colapso foi associado a um carregamento, que o ULTC tenta manter

constante independentemente da tensão, mas que ultrapassa a capacidade de fornecimento do sistema. LEE & LEE (1991) realizaram um estudo bastante semelhante ao feito em VU & LIU (1990), mas considerando que a carga tem comportamento de potência constante por ser do tipo motor de indução, os resultados obtidos foram análogos. PAL (1992) mostrou que para sistemas de potência com cargas de dinâmica lenta em relação à transmissão, uma análise dinâmica detalhada não é necessária. Desse modo, o colapso é associado ao desaparecimento do ponto de equilíbrio do sistema, que ocorre devido à incapacidade do sistema em suprir a demanda das cargas. DOBSON (1992) descreveu a geometria multidimensional de bifurcações genéricas do tipo sela-nó em sistemas elétricos, e associou este tipo de bifurcação ao colapso de tensão. O trabalho também mostrou que, próximo ao ponto de bifurcação, a direção de menor distância até a fronteira de estabilidade é dada pelo autovetor à direita da matriz jacobiana associado ao autovalor que irá se anular. DOBSON & LU (1992) e VENKATASUBRAMANIAN *et al* (1992) realizaram estudos semelhantes sobre a dinâmica do sistema elétrico durante um aumento quase estático das cargas. Os resultados dos estudos confirmam a validade do uso da bifurcação sela-nó para a identificação do ponto de colapso de tensão e a necessidade de uma modelagem mais representativa dos geradores.

Um estudo comparativo entre as abordagens estática e dinâmica do problema de colapso de tensão foi feito em MORISON *et al* (1993). O resultado do estudo mostrou a coerência entre os dois tipos de abordagens, sendo que a análise estática foi considerada mais vantajosa devido ao menor custo computacional e às informações dadas pelos autovetores obtidos. XU & MANSOUR (1994) estudaram a natureza do colapso de tensão sob a perspectiva da dinâmica das cargas. A causa fundamental do colapso foi associada à incapacidade do sistema em atender a demanda das cargas e a dinâmica do colapso de tensão foi associada às características dinâmicas das cargas. Considerando que a dinâmica das cargas é lenta em relação à do controle de tensão dos geradores, foi mostrado em SILVA *et al* (1998) que a bifurcação estática associada ao colapso é do tipo sela-nó. As simulações realizadas mostraram também que, sob pequenas perturbações, o limite de estabilidade depende apenas das características de regime permanente dos componentes dinâmicos do sistema.

Um colapso de tensão ocorrido na região do estado de São Paulo em 24 e 25 de abril de 1997, foi descrito em MARTINS *et al* (1998). Esse colapso foi analisado utilizando as ferramentas estáticas e dinâmicas, e mais uma vez verificou-se a eficácia da abordagem estática. Outro colapso de tensão, este ocorrido em maio de 1997 no sistema interconectado do Chile, foi descrito em VARGAS *et al* (1999). O colapso foi associado à incapacidade do

sistema em atender a demanda de reativos e além disso, foi observado que não houve a manifestação do problema de instabilidade de frequência até os estágios finais do colapso de tensão.

Os resultados obtidos nesses trabalhos indicam que, sob a condição de aumento quase estático das cargas, o colapso de tensão está associado à ocorrência de uma bifurcação estática do tipo sela-nó. Tal bifurcação se caracteriza pelo desaparecimento da solução do fluxo de carga, isto é, pela incapacidade do sistema de atender à demanda. Assim justifica-se a utilização de ferramentas estáticas na análise do colapso de tensão.

2.2 Modelagem dos dispositivos do sistema de potência associados ao colapso de tensão

Durante a operação de um sistema, a atuação de diversos dispositivos de controle evita que os elementos do sistema operem fora da região de funcionamento para o qual foram projetados. As limitações impostas por estes dispositivos podem desempenhar um papel importante na ocorrência do colapso. Assim as características de interesse de tais dispositivos devem ser identificadas e modeladas, aumentando a fidelidade dos resultados obtidos ao comportamento real do sistema.

Os limites operacionais de um gerador síncrono e sua relação com a operação dos sistemas de potência foram estudados em FARNHAM & SWARTHOUT (1953). Os limites apresentados foram baseados em características eletro-mecânicas dos geradores. Quatro modelos de sistemas de excitação foram apresentados em IEEE COMMITTEE REPORT (1968). Tais modelos, considerados convenientes para o estudo de grandes sistemas elétricos, tinham como objetivo sugerir nomenclaturas e representações comuns aos diversos tipos de sistemas de excitação existentes. Embora atualmente existam modelos mais detalhados, os modelos apresentados anteriormente são mais genéricos. Isso permite englobar mais sistemas em um mesmo modelo e obter dados numéricos de sistemas reais com maior facilidade.

OHTSUKI *et al* (1991) apresentaram um modelo para os transformadores com mudança de “tap” sob carga (ULTC) e discutiram a possibilidade teórica de uma ação reversa desse dispositivo. Essa ação reversa poderia ocorrer em situações de carga elevada, onde o ULTC ao tentar regular a tensão de secundário poderia precipitar um colapso de tensão. LÖF *et al* (1995) propuseram um modelo estático para o gerador onde foram incluídos os limites de corrente de armadura, de corrente de campo e de sub-excitação.

Obteve-se assim um modelo estático do gerador com limites operacionais dependentes da tensão, que pode ser incluído num fluxo de carga sem grandes dificuldades. GUIMARÃES *et al* (1997) propuseram um novo modelo de carga e realizaram um estudo comparativo entre o modelo proposto e os modelos usuais (ZIP, exponencial, polinomial e dinâmico). Os estudos realizados mostraram que uma modelagem estática mais completa das cargas pode descrever eficientemente seu comportamento, aproximando-se do seu comportamento dinâmico. COSTA *et al* (1998) estudaram dispositivos compensadores do sistema tais como o compensador estático de reativos (SVC) e transformador defasador. Tais dispositivos de controle foram incluídos num equacionamento do fluxo de carga baseado em injeções de corrente, cujo modelo foi estudado em COSTA *et al* (1997). MARTINS *et al* (1999) compararam algumas metodologias para a análise do colapso de tensão e discutiram as modelagens dos dispositivos do sistema. Para estudos de colapso de tensão recomendou-se o uso de modelos de potência constante para as cargas, dentro da faixa de tensão operacional do sistema, e um modelo dependente da tensão fora dessa região.

Estes trabalhos mostram a importância de uma melhor caracterização dos dispositivos do sistema no estudo do colapso.

2.3 Índices de proximidade do colapso de tensão

Nesse item foram agrupados os trabalhos que abordam as técnicas usadas na estimação da proximidade do colapso de tensão.

Um algoritmo para identificar áreas de controle de tensão foi proposto em SCHLUETER *et al* (1991). Essas áreas são conjuntos de barras interconectadas que respondem de maneira similar a um distúrbio ocorrido em alguma barra fora da área em questão. Segundo o artigo a prevenção do colapso de tensão deve ser feita em cada uma das áreas de controle de tensão, e assim assegurar a proteção global do sistema. Desse modo a medida proposta para a determinação da proximidade do colapso de tensão é a reserva de potência reativa total dentro da fronteira de uma área de controle de tensão. DOBSON & LU (1993) propuseram um índice de proximidade que é dado por uma margem de potência mínima, em uma direção de aumento de carga previamente determinada. No mesmo artigo foram apresentados dois métodos para o cálculo destes índices. Um método iterativo que, através de um programa de determinação de margens de potência, calcula a pior margem e um método direto relacionado a minimização de uma função lagrangeana similar às utilizadas nos métodos de despacho ótimo.

OVERBYE *et al* (1994) mostraram que para um sistema com um modelo de carga de potência constante, um índice energético pode ser relacionado à área delimitada pela curva Q versus $\ln(V)$. Este índice energético não é único, para um mesmo ponto de operação inicial, devido a diferentes direções possíveis de aumento de carga. CHIANG & JEAN-JUMEAU (1995) desenvolveram um índice baseado no modelo da variedade central para o colapso de tensão. O índice consiste de um carregamento máximo acima do qual se dá a ocorrência do colapso de tensão. O cálculo deste índice não envolve operações matemáticas complicadas, mas deve-se determinar uma função teste empírica que determina a ocorrência do colapso. CAÑIZARES *et al* (1996) mostraram que os índices baseados em autovalores ou valores singulares fornecem basicamente a mesma informação. Porém estes índices não são bons indicativos para o colapso, devido ao seu comportamento altamente não linear. Também foi proposta uma nova função teste para a determinação do colapso, mas que exige o conhecimento prévio do barramento mais afetado pelo colapso, pois apenas este possui a característica esperada para a função teste. Desse modo a função pode ser aplicável apenas muito próximo ao colapso.

2.4 Métodos de continuação aplicados à análise do colapso de tensão

A última linha de artigos aborda as técnicas de solução continuada com parametrização local. Estas técnicas podem ser aplicadas à solução de sistemas de equações não lineares parametrizadas, como o fluxo de carga continuado.

GALIANA *et. al.* (1985) foram um dos primeiros pesquisadores a propor o uso dos métodos de continuação em sistemas de potência, embora aplicados a problemas de despacho econômico. Em AJJARAPU & CHRISTY (1992) o método foi proposto para a solução do fluxo de potência com carga parametrizada. O algoritmo proposto traçava as curvas PV de um sistema elétrico, inclusive na região de mal condicionamento, onde a matriz jacobiana do fluxo de carga está próxima da singularidade. O fluxo de carga continuado foi implementado através de uma parametrização local, isto é, uma das variáveis do problema era especificada por meio de um método de previsão, e as outras variáveis do sistema eram corrigidas. A escolha conveniente da variável especificada evita o mal condicionamento do problema próximo ao colapso e a não convergência do fluxo de carga nessa região. Porém, no algoritmo proposto os barramentos de geração eram tratados como

barras de tensão e potência fixas, PV, e os barramentos de carga eram tratados como barras de potência constante, independente da tensão, PQ.

JEAN-JUMEAU & CHIANG (1993) apresentaram um estudo do método de continuação parametrizada e propuseram um novo algoritmo para o fluxo de carga continuado. O algoritmo proposto incorporou uma mudança na parametrização das cargas de modo que a bifurcação não coincidissem mais com o colapso. Assim o mal condicionamento passava a ocorrer após o ponto de colapso, e não se fazia necessário o uso de expedientes que garantissem convergência na região. CHIANG *et al* (1995) apresentaram um estudo detalhado de um programa de fluxo de carga continuado padrão. No artigo foram apresentados e discutidos três métodos diferentes de se fazer a parametrização das equações não lineares do fluxo de carga. AJJARAPU & FENG (1998) e SILVA & COSTA (1999) implementaram uma metodologia para a identificação do ponto de colapso, baseada na identificação do ponto de bifurcação sela-nó. Essa metodologia utilizava um programa de solução continuada de sistemas não-lineares. O programa resolvia um fluxo de carga, modificado para incorporar características dinâmicas do sistema, ao longo de aumentos quase estáticos das cargas do sistema. Assim, podia-se traçar a trajetória dos pontos de equilíbrio do sistema em cada situação de carga, e o ponto de colapso seria identificado como sendo o ponto de equilíbrio associado à situação de máximo carregamento. Convém lembrar que num modelo de carga dependente da tensão, o ponto de máximo carregamento não é necessariamente o ponto de maior consumo de potência.

Estes trabalhos indicam a conveniência e eficácia do uso do método de continuação para a análise estática do colapso de tensão, quando o sistema é representado por um conjunto de equações não-lineares parametrizadas.

3 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO PARA A SIMULAÇÃO ESTÁTICA DO COLAPSO

Quando se realiza a simulação de um sistema real, o primeiro passo a ser dado é a definição do modelo matemático usado para representar tal sistema. A escolha do modelo mais adequado deve ser norteadada pelos objetivos da simulação. Portanto, quanto maior for a precisão da simulação, mais detalhado deverá ser o modelo dos elementos que compõe o sistema. Em engenharia de potência, um cuidado adicional deve ser tomado. Devido às grandes dimensões dos sistemas tratados, o grau de detalhamento deve propiciar uma simulação realística sem aumentar de maneira proibitiva a dimensão do problema. Desse modo, passamos a descrever o modelo utilizado para representar o sistema de potência no programa de simulação estática desenvolvido.

3.1 Geração

Grande parte dos estudos de colapso de tensão representam os geradores como barras PV. Isso implica que os geradores conseguem manter a sua tensão terminal constante independente do seu carregamento. Essa aproximação se torna bastante ruim quando o limite de geração de reativos é atingido. Nesse caso o gerador pode ser representado como uma barra PQ, onde a potência reativa gerada é mantida constante e igual ao seu valor máximo em condições nominais. Uma das propostas deste trabalho é a utilização de um modelo mais detalhado dos geradores síncronos. Desse modo o comportamento das barras de geração se torna mais realístico, tanto em condições normais de operação quanto em situações onde algum limite operacional dos geradores tenha sido atingido.

3.1.1 Geradores síncronos

Neste trabalho utilizaremos um modelo para o gerador síncrono conhecido como Modelo de 1 Eixo desenvolvido em ANDERSON & FOUAD (1977). Este modelo é o mais conveniente para a modelagem em regime de máquinas acionadas por turbinas hidráulicas, pois já incorpora algumas características de regime e não utiliza simplificações típicas de geradores térmicos. Uma vez que o desenvolvimento deste modelo é bastante extenso, e está pormenorizado em ANDERSON & FOUAD (1977), apresentaremos apenas as hipóteses utilizadas no desenvolvimento do modelo e os resultados mais importantes. A referência acima citada é suficiente para o esclarecimento dos detalhes aqui omitidos.

Consideremos uma máquina síncrona trifásica de pólos salientes genérica dada na FIGURA 01. Esta máquina possui um enrolamento de armadura com três bobinas, uma para cada fase, e um enrolamento de rotor, composto por uma bobina de campo e dois enrolamentos amortecedores equivalentes. O enrolamento cujo eixo magnético está alinhado com o eixo d , é chamado enrolamento amortecedor de eixo direto, e alinhado com o eixo q , enrolamento amortecedor de eixo em quadratura. O eixo q está atrasado em 90° do eixo d , e os circuitos elétricos correspondentes estão indicados na FIGURA 02.

FIGURA 01 - Máquina síncrona trifásica de pólos salientes

No equacionamento da máquina da FIGURA 01, as seguintes suposições foram consideradas válidas:

- as bobinas do estator estão distribuídas senoidalmente ao longo do entreferro;

- o amortecimento é fornecido, em sua maior parte, por um conjunto de barras metálicas curto circuitadas inseridas nas cabeças polares (gaiola de esquilo auxiliar), havendo também uma pequena quantidade fornecida pelas correntes de Foucault e pelos anéis metálicos de sustentação do enrolamento de campo;
- a histerese magnética pode ser desprezada;
- os efeitos da saturação magnética não são considerados (pois as máquinas representadas geralmente são de grande porte);
- as ranhuras do estator não causam variações consideráveis na permeância magnética;
- quaisquer dois enrolamentos em quadratura (defasados de 90° elétricos) são desacoplados magneticamente.

Considerando as hipóteses acima e utilizando os conceitos de circuitos elétricos acoplados magneticamente, podemos escrever equações para as tensões de armadura na referência abc , fixa em relação ao estator. Porém, como o acoplamento magnético entre as bobinas da armadura e entre os enrolamentos de armadura e rotor é função da posição angular, as indutâncias mútuas entre eles, na referência abc , serão função do ângulo β .

FIGURA 02 - Circuitos elétricos de estator e de rotor de uma máquina síncrona trifásica

A transformação de Park permite contornar o problema da variação das indutâncias mútuas com o ângulo β . Esta transformação faz a projeção das grandezas do estator, que estão na referência abc , em um conjunto de referência $0dq$. A referência d está ao longo do eixo d , a referência q está ao longo do eixo q e a referência 0 está ao longo de um eixo ortogonal aos outros dois e portanto estacionário. Neste novo conjunto de referências todas as indutâncias são constantes com relação a β . Além disso, se a transformação original de

Park for ligeiramente modificada de modo que a projeção seja ortogonal, as indutâncias mútuas resultantes serão recíprocas e a transformação será invariante em potência. Efetuada a transformação de Park modificada, o Modelo de 1 Eixo pode ser desenvolvido considerando as aproximações abaixo:

- as correntes e tensões de armadura da máquina formam um sistema trifásico equilibrado;
- o decaimento das correntes transitórias nos enrolamentos amortecedores equivalentes é suficientemente rápido para considerar essas correntes nulas, $i_Q=i_D=0$;
- as tensões transformacionais, proporcionais à variação temporal do fluxo concatenado, são muito menores que as tensões rotacionais, proporcionais à variação espacial do fluxo concatenado, e podem ser desprezadas;
- a velocidade do rotor não se afasta muito da velocidade síncrona;
- as perdas ôhmicas são muito menores que as potências geradas e podem ser desprezadas.

Portanto, as equações que descrevem o Modelo de 1 Eixo, adotadas as mesmas bases para o sistema por unidades (pu) dadas em ANDERSON & FOUAD (1977), são escritas como:

$$\dot{\delta} = \omega \quad (4)$$

$$2H\dot{\omega} = P_{mec} - P_e \quad (5)$$

$$T'_{d0}\dot{E}'_q = E_F - E'_q + (x_d - x'_d)I_d \quad (6)$$

$$E'_d = V_d + x'_q I_q = 0 \quad (7)$$

$$E'_q = V_q - x'_d I_d \quad (8)$$

$$E_q + x_d I_d = E'_q + x'_d I_d \quad (9)$$

$$E_d - x_q I_q = E'_d - x'_q I_q \quad (10)$$

onde δ é o ângulo em radianos entre o eixo q e uma referência girando com velocidade síncrona; ω é a velocidade do rotor em radianos por segundo em relação à mesma referência girante; H é uma constante de inércia, dada em segundos, definida como a energia cinética da máquina na velocidade síncrona dividida pela potência base do sistema; P_{mec} e P_e são respectivamente a potência mecânica fornecida pela turbina e a potência ativa gerada pela máquina, em pu; T'_{d0} é a constante de tempo transitória em eixo direto de circuito aberto, em

segundos; E'_d e E'_q são respectivamente as tensões transitórias de eixo direto e em quadratura, em pu; E_d e E_q são respectivamente as tensões de eixo direto e em quadratura, em pu; x_d e x_q são respectivamente as reatâncias de eixo direto e em quadratura, em pu; x'_d e x'_q são respectivamente as reatâncias transitórias de eixo direto e em quadratura, em pu; V_d , V_q , I_d , I_q são as projeções da tensão e corrente terminal, em pu, nos eixos d e q respectivamente e E_F é a tensão de campo referida ao estator, em pu.

Podemos calcular o ponto de equilíbrio da eq.(4) a eq.(6) igualando as derivadas temporais a zero e resolvendo o sistema de equações equivalentes. Deste procedimento, desenvolvido em detalhes em ANDERSON & FOUAD (1977), resultam as equações de regime permanente do gerador síncrono dadas abaixo:

$$\omega = 0 \quad (11)$$

$$P_{mec} = P_e \quad (12)$$

$$E_q = E_F \quad (13)$$

$$I_q = -\frac{V_d}{x_q} \quad (14)$$

$$I_d = \frac{V_q - E_F}{x_d} \quad (15)$$

Utilizando as eq.(13) a eq.(15), definindo V e I como a tensão e corrente terminais e lembrando que $S = P + jQ = VI^* = (V_q + jV_d)(I_q - jI_d)$, podemos escrever as equações das potências ativa e reativa geradas como:

$$P_G = \frac{E_F V}{x_d} \sin(\delta - \theta) + \frac{V^2}{2} \sin(2(\delta - \theta)) \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] \quad (16)$$

$$Q_G = \frac{E_F V}{x_d} \cos(\delta - \theta) - \frac{V^2}{x_d} - \frac{V^2}{2} [1 - \cos(2(\delta - \theta))] \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] \quad (17)$$

Enfatizamos que, em regime permanente, todas as aproximações feitas no levantamento do Modelo de 1 Eixo passam a ser exatas, com exceção das perdas ôhmicas nulas. No entanto, a resistência de armadura de um gerador síncrono de grande porte é da ordem de 150 vezes menor que a reatância de eixo direto, de modo que a aproximação feita

permanece bastante razoável. Desse modo, podemos construir o diagrama vetorial do gerador síncrono em regime permanente mostrado na FIGURA 03.

FIGURA 03 - Diagrama vetorial do gerador síncrono em regime permanente

3.1.2 Reguladores de velocidade e AGC

Em regime permanente, o rotor de um gerador síncrono possui velocidade angular igual à síncrona e aceleração angular nula. Se considerarmos os geradores sem perdas, isso implica que a potência mecânica fornecida pela turbina deve ser igual à potência elétrica gerada, eq.(12). No entanto, em um sistema real a carga elétrica pode sofrer variações aleatórias sendo necessário ajustar a potência mecânica fornecida pela turbina para manter a igualdade dada na eq.(12). O dispositivo que faz esse ajuste é conhecido como regulador de velocidade, e os diagramas de blocos mostrados na FIGURA 04 e na FIGURA 05 ilustram a atuação de um regulador típico descrito em WOOD & WOLLENBERG (1984).

FIGURA 04 - Diagrama de blocos funcional de um regulador de velocidade típico

FIGURA 05 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade típico

Supondo que o sinal da Referência de Carga permanece constante, um desbalanço de potência no gerador implicará em uma aceleração não nula no rotor e, por conseguinte, a velocidade angular tornar-se-á diferente da síncrona. O regulador de velocidade, através de uma realimentação negativa dessa diferença de velocidade, atua na válvula que controla a vazão de água ou vapor na turbina, compensando o desbalanço de potência. Porém, para que dois ou mais geradores operem de forma estável conectados a um mesmo sistema, o regulador é projetado com um “droop” (diminuição) de frequência, dado pelo ganho R na FIGURA 05. Esse “droop” é geralmente de 3 ou 5%, e a FIGURA 06 ilustra sua resposta quando dois geradores de portes distintos, i e j , estão conectados a um mesmo sistema.

FIGURA 06 - Atuação do “droop” de frequência em dois geradores do mesmo sistema

Conforme mostrado na FIGURA 06, o ganho R é normalmente ajustado de forma que se na potência mínima do gerador sua frequência for a síncrona, f_s , na potência máxima a queda na frequência será de 5% (ou 3%). Desse modo, um desbalanço de potência será distribuído entre os geradores do sistema de forma que as frequências de todos eles serão iguais. No entanto, a frequência do sistema não pode se afastar muito da síncrona, sendo necessária a atuação de controles secundários para o ajuste da frequência. Esse controle secundário é efetuado através da implementação de um Controle Automático de Geração (AGC). O AGC ajusta o sinal de Referência de Carga de todos os geradores do sistema,

deslocando a reta característica do regulador e trazendo a frequência de volta para a síncrona. A atuação do AGC é mostrada na FIGURA 07.

FIGURA 07 - Atuação do Controle Automático de Geração em um gerador

O AGC também é responsável por manter o intercâmbio programado de potência entre dois sistemas conectados e coordenar os geradores de modo a manter o sistema operando em seu valor mais econômico. O AGC realiza esta tarefa redistribuindo o aumento de carga entre os geradores, bastando para isso, alterar de forma assimétrica o sinal da Referência de Carga. Assim, após os instantes iniciais do desbalanço de potência a atuação do AGC elimina o desvio de frequência dada pela característica de “droop” do regulador. A atuação do AGC também evita que o gerador escolhido como referência angular do sistema, barra “slack”, assuma todo o desbalanço de potência como ocorre em programas usuais de fluxo de carga.

Neste trabalho consideramos que o regime permanente é atingido após cada incremento de carga, desse modo o regulador de velocidade não é representado. Isso é feito porque uma vez que o regime tenha sido atingido, o desbalanço de potência desaparece, as velocidades dos geradores se igualam à síncrona e o regulador de velocidade deixa de atuar. A filosofia utilizada na distribuição do aumento de carga, feita pelo AGC, usa valores definidos no ponto de operação inicial para a participação de cada gerador, conforme a eq.(18):

$$P_{mec} = P_{mec0} + K_G \left(\sum P_{CARGA} + \sum P_{PERDA} - \sum P_{GERADA} \right) \quad (18)$$

onde P_{mec} é a potência mecânica ajustada para a turbina, em pu; K_G é a constante adimensional que distribui o aumento de carga entre os geradores e P_{mec0} é a potência fornecida pela turbina na condição de operação inicial.

3.1.3 Sistemas de excitação

A função básica de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Porém, o sistema de excitação também exerce funções de controle e proteção essenciais para o desempenho satisfatório do sistema de potência. As funções de controle incluem o ajuste da tensão terminal e da geração de potência reativa da máquina. As funções de proteção asseguram que os limites operacionais da máquina e do sistema de excitação não serão excedidos.

FIGURA 08 - Diagrama funcional de um sistema de excitação típico

Um sistema de excitação é constituído de vários subsistemas. A FIGURA 08 mostra um diagrama de blocos funcional de um sistema de excitação típico para um gerador síncrono de grande porte.

- **Regulador:** processa e amplifica os sinais de controle da entrada, para um nível e forma apropriados para o controle do excitador. Este bloco também contém as funções de estabilização e regulação do sistema de excitação. O objetivo principal do regulador é, através do ajuste da corrente de campo, manter constante a tensão terminal da máquina, sendo por isso conhecido como Regulador Automático de Tensão (AVR).
- **Excitador:** também chamado de excitatriz, fornece potência (com ou sem o uso de retificadores) para o enrolamento de campo da máquina síncrona.
- **Transdutores e Compensadores:** são os sensores, retificadores e filtros que convertem as grandezas de interesse em sinais DC, e os circuitos que realizam a compensação de carga.
- **PSS:** são os circuitos Estabilizadores do Sistema de Potência. Fornecem sinais de controle adicionais ao regulador para amortecer as oscilações decorrentes de uma

perturbação no sistema de potência. Os sinais mais comumente usados são o desvio da velocidade angular do rotor ou da frequência elétrica e a potência de aceleração (diferença entre as potências mecânica e elétrica da máquina).

- Limitadores: incluem uma gama variada de limitadores e circuitos de proteção que asseguram que os limites operacionais do excitador e do gerador não serão excedidos. Os mais comuns são os limitadores de corrente de armadura e de campo, reguladores DC e as proteções contra curtos-circuitos e limitadores de Volts/Hertz.

A função exercida pelo PSS é crucial no desempenho da máquina sujeita a pequenas perturbações, no entanto em regime permanente onde a eq.(12) é satisfeita o PSS não atua. Por este motivo o PSS não é incluído na modelagem do sistema. A compensação de carga exerce duas funções distintas na operação de um gerador síncrono. Quando dois ou mais geradores estão conectados a um barramento sem nenhuma impedância entre eles, a compensação de carga cria uma impedância de acoplamento artificial. Este acoplamento distribui convenientemente a potência reativa requerida pelo sistema entre todos os geradores. Além disso, compensação de carga também pode ser usada para regular a tensão em um ponto remoto do sistema. Como em estudos de estabilidade os geradores conectados a um mesmo barramento são agrupados em um gerador equivalente e admitindo-se que a tensão regulada é sempre a terminal, a compensação de carga não precisa ser modelada. Como os limitadores serão analisados no item 3.1.4, apenas o modelo do AVR juntamente com a excitatriz serão apresentados neste item, e o conjunto formado por esses dois dispositivos passará a ser referido como sistema de excitação.

Em IEEE COMMITTEE REPORT (1968) foram apresentadas quatro configurações básicas para representar a maioria, em termos de participação na geração total, dos sistemas de excitação disponíveis na época. A idéia era que esses modelos estabelecessem nomenclaturas e representações que fossem comuns aos diversos sistemas de excitação. Estes modelos são agrupados da seguinte forma:

- Tipo 1: representativo da maioria dos sistemas em serviço na época, que possuíam um controle de atuação contínua e excitadores rotativos. Possuía um modelo derivado, o Tipo 1S, representativo dos sistemas onde o excitador era composto por um retificador controlado em ponte alimentado pelo próprio gerador.
- Tipo 2: representativo de sistemas com excitador rotativo sem escovas (“brushless”).
- Tipo 3: representativo dos sistemas que utilizam a composição da corrente e da tensão do gerador como fonte para o retificador controlado.

- Tipo 4: representativo dos sistemas antigos (em relação a 1968) auto-excitados, com regulador de tensão de ação intermitente (reostático).

Desde esse relatório, muitos outros modelos surgiram para representar computacionalmente os reguladores de tensão. No entanto, o maior detalhamento dos modelos não os tornava convenientes para os estudos dos sistemas de potência de grandes dimensões. Um modelo mais detalhado, além de aumentar ainda mais a quantidade de equações a serem resolvidas, exige uma maior quantidade de parâmetros a serem determinados. Por esse motivo, costuma-se representar todos os sistemas de excitação pelo modelo Tipo 1, que por ser mais genérico implica em aproximações mais razoáveis.

Atualmente, com o desenvolvimento alcançado pela eletrônica de potência, os excitadores rotativos têm sido substituídos por excitadores estáticos. Assim o uso do modelo Tipo 1S seria mais conveniente que o Tipo 1. No entanto, como a maioria dos parâmetros de sistemas disponíveis para testes ainda são para o Tipo 1, usamos este último neste trabalho. O diagrama de blocos do sistema de excitação Tipo 1 pode ser visto na FIGURA 09.

FIGURA 09 - Diagrama de blocos do sistema de excitação IEEE Tipo 1

O filtro de entrada representa o atraso gerado pelos transdutores e compensadores. Os limites V_{Rmin} e V_{Rmax} são devidos à capacidade do regulador e sua atuação se dá apenas em transitórios, onde os curtos intervalos de tempos envolvidos permitem que os limites de regime sejam excedidos. A função de saturação S_E , dada na eq.(19), simula o comportamento não linear da saturação do excitador. Essa saturação geralmente não pode ser desprezada devido ao excitador ser uma máquina de porte relativamente pequeno. A realimentação negativa juntamente com amortecimento principal é utilizada para estabilizar a operação do sistema de excitação quando o gerador estiver desconectado do sistema (operação “off-line”).

O sistema de excitação possui três regiões de operação dadas pela eq.(20), atuação máxima do regulador devido a baixa tensão terminal, pela eq.(21), atuação mínima do regulador devido a tensão terminal elevada, e pela eq.(22) para a atuação normal do regulador. No entanto, o regulador pode atuar nos limites dados por V_{Rmax} e V_{Rmin} apenas em curtos intervalos de tempo, geralmente durante transitórios devido a contingências no sistema. Assim, em regime permanente, a eq.(22) juntamente com a eq.(19) da função de saturação e os limites operacionais discutidos no item 3.1.4 descrevem o comportamento do sistema de excitação Tipo 1:

$$S_E = Ae^{BE_F} \quad (19)$$

$$E_F(K_E + S_E) = V_{Rmax} \quad p / \quad V \leq V_{ref} - \frac{V_{Rmax}}{K_A} \quad (20)$$

$$E_F(K_E + S_E) = V_{Rmin} \quad p / \quad V \geq V_{ref} - \frac{V_{Rmin}}{K_A} \quad (21)$$

$$E_F(K_E + S_E) = K_A(V_{ref} - V) \quad cc \quad (22)$$

onde as tensões terminal, V , de referência, V_{ref} , de campo, E_F , e os limites do regulador, V_{Rmin} e V_{Rmax} , estão referidas ao estator com seus valores em pu na mesma base do gerador. Desse modo, os ganhos do excitador, K_E , do regulador, K_A , e os parâmetros de saturação do excitador, A e B , são parâmetros adimensionais do modelo.

3.1.4 Limites operacionais em regime permanente

Neste item vamos analisar a atuação dos limitadores mostrados na FIGURA 8, e apresentar o modelo daqueles de interesse. Os limitadores mais comuns já citados no item 3.1.3 são descritos, de forma sucinta, abaixo. Os pormenores podem ser encontrados em FARNHAM & SWARTHOUT (1953), IEEE COMMITTEE REPORT (1968) e KUNDUR (1994).

- Limitadores de corrente de campo: conhecidos como limitadores de sobre e subexcitação, atuam para limitar a corrente de campo do gerador. Em regime, o gerador possui um limite de sobreexcitação principalmente devido a problemas térmicos no enrolamento de campo, que são acarretados por correntes de campo elevadas. Quando o

gerador se encontra subexcitado, problemas térmicos nas bordas axiais do estator, causados pelas baixas correntes de campo, impõem um limite mínimo para estas correntes.

- Limitadores de corrente de armadura: devido aos problemas térmicos criados por correntes de armadura elevadas, impõe-se um limite para a potência gerada, que é dependente da tensão terminal do gerador.
- Limitadores Volts/Hertz: atuam para proteger os componentes do sistema de fluxos magnéticos excessivos acarretados por baixas frequências ou sobretensões.
- Reguladores DC: operam em paralelo com o sistema de excitação e fornecem uma tensão de campo constante quando o sistema de excitação não está disponível.
- Proteção contra curto-circuitos: em sistemas que utilizam retificadores na alimentação do campo, essa proteção oferece um caminho para correntes reversas. Estas correntes podem ser induzidas no enrolamento de campo durante escorregamentos de pólo ou curto-circuitos na rede de transmissão.
- Limitadores de potência mecânica: atuam para evitar que a potência mecânica fornecida pela turbina ultrapasse o valor máximo de projeto.

Como nos interessa as condições de operação em regime permanente, iremos considerar apenas os limites de corrente de campo, de armadura e máxima potência mecânica, pois os demais atuam devido a ocorrência de contingências ou após problemas de perda de estabilidade. As implicações operacionais dos limites de corrente de campo e de armadura podem ser melhor visualizadas na curva de capacidade mostrada na FIGURA 10.

FIGURA 10 - Curva de capacidade típica de um gerador síncrono

A parte superior da curva, indicada por E_{Fmax} , representa o limite operacional devido à máxima corrente de campo. Como em regime permanente a corrente e tensão de campo estão relacionadas pela resistência do enrolamento, o limite de sobreexcitação pode ser representado por uma limitação da tensão de campo referida ao estator E_F , eq.(23). A parte da curva indicada por I_{max} corresponde ao limite de máxima corrente terminal, que é simulado impondo um limite para a potência mecânica fornecida pela turbina, eq.(24). E como pode ser visto na eq.(24), este limite é altamente dependente da tensão terminal, V , e da potência reativa gerada, Q_G . A parte da curva indicada por P_{max} representa o limite de potência mecânica fornecida pela turbina e pode ser representado pela eq.(25). A localização do eixo de P_{max} pode cortar a curva de capacidade, quando se diz que o gerador está “sobrando”, ou não, quando se diz que a turbina está “sobrando”.

$$E_F = E_{Fmax} \quad (23)$$

$$P_{mec} = \sqrt{(VI_{max})^2 - Q_G^2} \quad (24)$$

$$P_{mec} = P_{max} \quad (25)$$

Finalmente, a parte inferior da curva indicada por E_{Fmin} , representa o limite de subexcitação e deve seguir o modelo dado pelo fabricante do gerador. No entanto, é usual representar esse limite por uma reta como a indicada. Que intercepta a curva de I_{max} com $\cos\phi=0,95$ e o eixo da potência reativa consumida (subexcitação) em 60% da potência complexa nominal S_{nom} . Porém, como o colapso de tensão ocorre em sistemas carregados onde a demanda de reativos é alta, o limite de subexcitação não será incluído na modelagem do sistema.

A curva de capacidade é construída para uma determinada tensão terminal, geralmente a nominal, e a variação da tensão terminal altera a curva. A determinação dos valores E_{Fmax} e I_{max} é feita do ponto onde as curvas de E_{Fmax} , I_{max} e $\cos\phi=0,85$ se interceptam, que geralmente é um dado de placa. Esses limites operacionais proporcionam resultados mais realísticos, uma vez que são baseados em limitações eletromecânicas dos geradores, que a simples limitação das potências ativa e reativa gerada, o que forneceria uma curva de capacidade retangular e não dependente da tensão.

3.2 Transmissão

O sistema de transmissão é representado pelo modelo π usual. Nesse modelo as potências ativa, P_{Ti} , e reativa, Q_{Ti} , injetadas em uma barra i são funções dos módulos e ângulos das tensões nas demais barras do sistema, V_i e θ_i respectivamente, e são mostradas na eq.(26) e eq.(27). Os termos G_{ij} e B_{ij} são, respectivamente, a parte real e imaginária do elemento Y_{ij} da matriz admitância nodal da rede de transmissão. A matriz admitância nodal é construída a partir da resistência e reatância série e susceptância paralela que são os parâmetros do modelo π . Tais parâmetros assim como o módulo da tensão são dados em pu, e os ângulos em radianos. Maiores detalhes podem ser encontrados em MONTICELLI (1983) e KUNDUR (1994).

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^{NB} V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (26)$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^{NB} V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (27)$$

3.3 Cargas

Neste trabalho as cargas são representadas por um modelo estático, descrito por funções algébricas, conhecido como modelo polinomial ou ZIP. O nome ZIP se deve ao fato deste modelo possuir componentes de impedância constante, corrente constante e potência constante. Uma vez que, por hipótese, a frequência do sistema se mantém inalterada até a ocorrência do colapso, o modelo é função apenas da tensão no barramento, V_i . Além disso, uma parametrização das cargas é utilizada para simular o aumento de demanda no sistema. A eq.(28) e eq.(29) fornecem, respectivamente, a potência ativa e reativa de carga:

$$P_{Li} = (1 + K_{LPi} \lambda) \left(a_{Pi} + b_{Pi} \frac{V_i}{V_{0i}} + c_{Pi} \left(\frac{V_i}{V_{0i}} \right)^2 \right) P_{0i} \quad (28)$$

$$Q_{Li} = (1 + K_{LQi} \lambda) \left(a_{Qi} + b_{Qi} \frac{V_i}{V_{0i}} + c_{Qi} \left(\frac{V_i}{V_{0i}} \right)^2 \right) Q_{0i} \quad (29)$$

onde P_{Li} e Q_{Li} são, respectivamente, as potências ativa e reativa de carga, em pu; λ é o parâmetro adimensional de incremento de carga, comum a todo o sistema; K_{LPi} e K_{LQi} são os fatores de participação adimensionais que distribuem o incremento de carga entre os barramentos do sistema; as constantes adimensionais a , b e c são os parâmetros do modelo para a componente de potência, corrente e impedância constante, respectivamente; V_{0i} é o módulo da tensão na condição de operação inicial; e P_{0i} e Q_{0i} são, respectivamente, a potência ativa e reativa consumidas na condição de operação inicial, em pu, portanto $a_{Pi}+b_{Pi}+c_{Pi}=1$ e $a_{Qi}+b_{Qi}+c_{Qi}=1$ para $i=1,NB$.

4 DIAGRAMAS DE BIFURCAÇÃO E CONSTRUÇÃO DAS CURVAS λV E PV

Uma vez definido o modelo para a representação do sistema elétrico, o próximo passo é a apresentação do método para a construção do diagrama de bifurcação das equações associadas. A partir do diagrama de bifurcação podemos identificar o ponto de operação correspondente à bifurcação estática, que identifica o colapso de tensão.

4.1 Diagramas de bifurcação e curvas λV e PV

Neste trabalho, os diagramas de bifurcação consistem em curvas do ponto de equilíbrio do fluxo de carga, eq.(3) ou eq.(31), versus o parâmetro de incremento de carga, λ . No entanto, para facilitar a visualização das variáveis de maior interesse, que em problemas de colapso são os módulos das tensões nas barras, normalmente se constróem as curvas λV ou PV do sistema. Estas curvas são gráficos das tensões versus o parâmetro de carga ou a potência ativa consumida, respectivamente. Se o modelo de cargas utilizado for o de potência constante, as curvas λV se confundem com as curvas PV do sistema. Caso o modelo de cargas tiver componentes proporcionais à tensão, as curvas apresentarão diferenças significativas, embora uma possa ser determinada a partir da outra. As diferenças entre as curvas λV e PV são melhor visualizadas na FIGURA 11 e FIGURA 12.

FIGURA 11 - Curvas λV e PV para cargas de potência constante FIGURA 12 - Curvas λV e PV para carga ZIP

A construção das curvas λV e PV pode ser feita através do método de continuação. Esse método, quando aplicado na resolução de um problema de fluxo de carga, passa a ser referido como fluxo de carga continuado, cujos detalhes são apresentados no próximo item.

4.2 Fluxo de carga continuado

Seja um sistema com NC barramentos de carga e NG barramentos de geração, perfazendo um total de NB barramentos. Baseado no balanço das potências elétricas injetadas nos barramentos e nas equações que representam o sistema, apresentadas no capítulo 3 deste trabalho, podemos escrever a eq.(30), cujas soluções são os pontos de equilíbrio do sistema.

$$\begin{bmatrix} \underline{Q}_G - \underline{Q}_L - \underline{Q}_T \\ \underline{P}_G - \underline{P}_L - \underline{P}_T \\ \underline{g}(\underline{E}_F, \underline{V}_{ref}) \\ \underline{P}_{mec} - \underline{P}_G \end{bmatrix} = \underline{0} \quad (30)$$

Onde $\underline{Q}_G$, $\underline{Q}_L$, $\underline{Q}_T$, $\underline{P}_G$, $\underline{P}_L$ e $\underline{P}_T$ são vetores de dimensão NB , cujas entradas são dadas pela eq.(17), eq.(29), eq.(27), eq.(16), eq.(28) e eq.(26), respectivamente; $\underline{g}(\underline{E}_F, \underline{V}_{ref})$ é um vetor de dimensão NG , cujas entradas são dadas pela eq.(22) ou eq.(23), conforme o limite de tensão de campo tenha sido atingido ou não; $\underline{P}_{mec}$ é um vetor de dimensão NG , cujas entradas são dadas pelas eq.(18), eq.(24) ou eq.(25), conforme o gerador esteja operando livremente ou o limite de corrente de armadura ou de máxima potência mecânica tenha sido atingido, respectivamente. Seguindo uma prática comum na operação de sistemas elétricos, o fator de participação de um determinado gerador, K_G , será anulado sempre que o gerador em questão atingir a fronteira da sua curva de capacidade. Isso corresponde a liberar o gerador de assumir um aumento de carga quando algum de seus limites for atingido.

Assim o ponto de equilíbrio do sistema é dado pelo módulo e fase das tensões nos NB barramentos, $\underline{V}$ e $\underline{\theta}$ respectivamente, e a tensão de campo e ângulo do rotor dos NG geradores, $\underline{E}_F$ e $\underline{\delta}$, respectivamente, que satisfazem a eq.(30).

No entanto, resolver a eq.(30) não é um problema trivial, pois assim como no problema do fluxo de carga, as linhas da equação formam um conjunto de equações linearmente dependentes e, portanto, é necessário escolher uma referência angular. Tal referência consiste em se manter fixo um ângulo, θ ou δ , e descartar uma das equações. Neste trabalho a referência escolhida foi um ângulo δ , e a equação $\underline{P}_{mec} - \underline{P}_G = 0$ correspondente foi descartada. Além disso, para pontos de operação próximos ao colapso a matriz jacobiana das equações se aproxima da singularidade. Esse mal-condicionamento da jacobiana causa problemas na convergência do fluxo de carga, como lentidão na convergência ou até mesmo a não convergência. Uma situação em que o fluxo de carga não converge ocorre quando a demanda é maior que a máxima capacidade de geração. Para contornar esses problemas foi usado um método de continuação com parametrização local para a solução da eq.(30), denominado fluxo de carga continuado.

O fluxo de carga continuado pode ser usado para a resolução de problemas de fluxo de potência onde as cargas são parametrizadas por um parâmetro comum a todo sistema, neste trabalho o parâmetro λ das equações do capítulo 3. Isto permite simular um aumento de carga ocorrido no sistema através da variação de um único parâmetro.

Definindo $\underline{x}$ como um vetor de dimensão $2NB+2NG-1$ conforme a eq.(31), podemos rescrever a eq.(30) descartando a equação correspondente à referência angular escolhida, neste caso o ângulo δ_{NG} , de modo a obter um conjunto de $2NB+2NG-1$ equações não lineares parametrizadas, eq.(32). A eq.(32) corresponde à eq.(3) citada no capítulo 1, mas com o parâmetro de variação de cargas explícito.

$$\underline{x} = [V_1 \quad \cdots \quad V_{NB} \quad \theta_1 \quad \cdots \quad \theta_{NB} \quad E_{F_1} \quad \cdots \quad E_{F_{NG}} \quad \delta_1 \quad \cdots \quad \delta_{NG-1}]^T \quad (31)$$

$$\underline{h}(\underline{x}, \lambda) = \underline{0} \quad (32)$$

O fluxo de carga continuado resolve a eq.(32) por meio de um processo iterativo composto de uma previsão e uma correção para cada situação de carga. Na eq.(32) o parâmetro de carga λ também é tratado como uma variável a ser determinada.

A previsão pode ser feita tomando-se um incremento na direção tangente ao ponto de operação atual. No entanto, como existem $2NB+2NG-1$ equações e $2NB+2NG$ variáveis a se determinar, parâmetro λ incluso, precisamos especificar uma das componentes dessa direção tangente. O vetor que dá esta direção pode ser calculado tomando-se a linearização da eq.(32) e especificando uma das componentes do vetor como unitária, conforme eq.(33):

$$\begin{bmatrix} J_{\underline{h}}(\underline{x}, \lambda) \\ \underline{e}_k^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\underline{x} \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (33)$$

onde $J_{\underline{h}}(\underline{x}, \lambda)$ é a matriz jacobiana da equação (32) e o vetor $\underline{e}_k$ é um vetor de zeros, exceto na posição k onde ele vale 1. Este vetor especifica o valor da k -ésima componente do vetor tangente. Este artifício não altera a direção do vetor tangente, mas apenas sua norma. O sinal + ou - no vetor independente e a componente do vetor tangente especificada são escolhidos da seguinte forma:

- se o ponto de operação atual for o ponto de operação inicial, a componente especificada do vetor tangente é $d\lambda$ e, uma vez que a carga irá aumentar, o sinal é positivo;
- caso contrário, o elemento da posição k corresponderá à uma tensão, essa tensão será a que possuir a componente mais negativa no vetor tangente calculado na previsão anterior e, uma vez que essa tensão irá diminuir, o sinal é negativo.

Dessa maneira, a previsão para a nova solução pode ser encontrada a partir do ponto de operação atual, $[\underline{x}_0 \ \lambda_0]^T$, e de um passo, σ , e é dada pela eq.(34).

$$\begin{bmatrix} \underline{x} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{x}_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \cdot \begin{bmatrix} d\underline{x} \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (34)$$

O passo σ é estipulado de modo que o aumento de carga, ou a diminuição da tensão, seja de tamanho conveniente. Caso o passo fosse unitário a previsão poderia levar ao aumento de 1 pu nas cargas ou à diminuição de 1 pu nas tensões, que são variações muito grandes. Assim, no caso do ponto de operação atual ser também o ponto de operação inicial, o passo pode variar de 0,05 a 0,5 pu, conforme o sistema esteja mais ou menos carregado, pois o parâmetro de continuação está relacionado a uma carga. Caso contrário o passo pode variar de 0,002 a 0,02 pu, conforme se queira mais ou menos pontos calculados, pois nesse caso o parâmetro de continuação está relacionado ao módulo de uma tensão.

A correção da solução prevista, para encontrar a solução exata, é feita expandindo a eq.(32) pelo acréscimo de uma equação adicional que especifica uma das variáveis. Dessa maneira o novo conjunto de equações será dado pela eq.(35).

$$\begin{bmatrix} h(\underline{x}, \lambda) \\ x(k) - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (35)$$

A eq.(35) pode então ser resolvida iterativamente por meio de um método de Newton-Raphson usual. O índice k utilizado na correção pode ser escolhido como o mesmo da previsão, isso equivale a especificar o valor da k -ésima variável, $x(k)$, como o valor previsto para a mesma na eq.(34), valor indicado por η .

A grande vantagem desse método é permitir que haja um decremento no parâmetro λ corrigindo uma previsão de carga não factível, o que decorre do tratamento do parâmetro λ , como variável. Assim evita-se a não convergência do método de Newton-Raphson quando a etapa de previsão fornecer um ponto de operação com carga maior que o máximo carregamento suportado pelo sistema. De fato, se observa que a matriz jacobiana das equações do fluxo de carga continuado não se aproxima da singularidade mesmo muito próximo do ponto de bifurcação. O esquema de funcionamento do método é ilustrado na FIGURA 13, que mostra uma curva PV e as etapas de previsão, B e B' , e correção, C e C' , das soluções atuais a partir de duas situações distintas de carga, A e A' .

FIGURA 13 - Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta o resultado das simulações realizadas no sistema New England de 39 barras e 10 geradores, mostrado na FIGURA 14, utilizando o programa implementado. Os dados do sistema estão reunidos no Apêndice I, as unidades são as definidas na apresentação das equações do sistema no capítulo 3. O sistema New England foi escolhido por ser de uso corrente para simulações em sistemas de potência e por possuir uma maior quantidade de parâmetros disponíveis.

Diversas simulações foram realizadas, onde foram testados vários esquemas de aumento de carga e de distribuição desse aumento entre os geradores. As simulações mais representativas são apresentadas no restante do capítulo.

FIGURA 14 - Sistema New England de 39 barras e 10 geradores usado nas simulações

Embora o modelo de carga implementado seja do tipo ZIP, o modelo de carga utilizado na maioria das simulações é o de potência constante. Assim os gráficos das curvas PV se confundem com os diagramas de bifurcação, exceto o gráfico da FIGURA 25.

5.1 Influência dos controles e limites dos geradores no colapso de tensão

Neste item todas as simulações se referem a um aumento da carga na barra 7 com modelo de potência constante mantendo fixo o fator de potência inicial. Inicialmente todo aumento da demanda (cargas mais perdas) é assumido pelo gerador na barra 30. Porém, à medida que o gerador da barra 30 alcança algum limite definido por sua curva de capacidade, o aumento da demanda passa a ser assumido igualmente pelos demais geradores. O gerador na barra 39 não assume carga por se tratar de um equivalente que representa um sistema conectado ao New England e sua geração corresponde a um valor de potência de intercâmbio contratada.

Nos gráficos das curvas PV os limites atingidos pelos geradores são indicados juntamente com a carga correspondente ao momento que o limite foi alcançado. Onde E_k indica que o limite de sobreexcitação do k -ésimo gerador foi atingido, I_k indica limite de corrente de armadura e P_k indica limite de potência mecânica da turbina.

O gráfico da FIGURA 15 mostra as curvas PV do sistema quando todos os limites estão desabilitados.

O gráfico da FIGURA 16 mostra o comportamento da tensão na barra 7 conforme se aumenta o ganho K_A do AVR. Isso corresponde a diminuir o erro de regime do regulador aproximando o comportamento dos geradores ao de uma barra PV, uma vez que todos os limites dos geradores estão novamente desabilitados. Nota-se à medida que o ganho K_A aumenta (multiplicativo do valor original) o ponto de bifurcação ocorre em níveis mais baixos de tensão com níveis de atendimento da carga mais elevados, conforme indicado na TABELA 01 abaixo.

TABELA 01 - Localização do ponto de bifurcação para vários valores de K_A

Ganho K_A (Múltiplo)	1	2	5	10	20
Tensão Barra 7 [pu]	0,671	0,667	0,660	0,651	0,647
Carga Barra 7 [pu]	16,33	17,90	19,36	20,13	20,67

FIGURA 15 - Curvas PV do sistema com todos os limites desabilitados

FIGURA 16 - Curvas PV da barra 7 para vários valores de K_A

O gráfico da FIGURA 17 mostra as curvas PV do sistema quando os limites de corrente de armadura e potência mecânica dos geradores estão desabilitados e, assim, o único limite ativo é o de sobreexcitação. A atuação do limitador de sobreexcitação, que mantém constante a tensão de campo do gerador em seu valor máximo, pode ser melhor visualizada no gráfico da FIGURA 18. O gráfico da FIGURA 19 mostra a implicação da limitação da tensão de campo na potência reativa do gerador que atingiu este limite, assim como nos demais geradores.

FIGURA 17 - Curvas PV do sistema com o limite de sobreexcitação habilitado

FIGURA 18 - Tensão de campo dos geradores com o limite de sobreexcitação habilitado

FIGURA 19 - Potência reativa gerada com o limite de sobreexcitação habilitado

O gráfico da FIGURA 20 mostra as curvas PV do sistema quando apenas o limite de corrente de armadura está habilitado. Nesse caso a bifurcação não chega a ocorrer e as equações do sistema não convergem devido a todos os geradores terem atingido o limite de corrente de armadura. Assim o aumento de carga não pode ser assumido por nenhum gerador uma vez que a potência ativa gerada de todos eles se torna constante. O gráfico da FIGURA 21 mostra o comportamento da corrente de armadura quando o seu limite é atingido. Como o limite de corrente de armadura apenas trava a potência ativa gerada, isso não garante que a corrente de armadura permanecerá constante.

FIGURA 20 - Curvas PV do sistema com o limite de corrente de armadura habilitado

FIGURA 21 - Corrente de armadura dos geradores com o limite de corrente habilitado

O gráfico da FIGURA 22 mostra as curvas PV do sistema com apenas o limite de potência mecânica habilitado. Também nesse caso a bifurcação não ocorre porque o aumento de carga não pode mais ser atendido após todos os geradores atingirem o limite de potência mecânica. O gráfico da FIGURA 23 mostra esse comportamento das potências.

FIGURA 22 - Curvas PV do sistema com o limite de potência mecânica habilitado

FIGURA 23 - Potência ativa gerada com o limite de potência mecânica habilitado

Finalmente, o gráfico da FIGURA 24 mostra as curvas PV do sistema quando todos os limites estão habilitados, este gráfico é bastante semelhante ao da FIGURA 17. As pequenas diferenças nos valores da carga 7 dos eventos listados nos dois gráficos são decorrentes de “erros numéricos”. Uma vez que a obtenção dos valores da carga foi feita com o uso de médias simples dos pontos discretos fornecidos pela simulação, ao invés de ter sido utilizada uma interpolação.

FIGURA 24 - Curvas PV do sistema com todos os limites habilitados

Estes resultados mostram a importância de se modelar os controles e limites operacionais dos geradores no equacionamento do fluxo de carga continuado. A influência do regulador de tensão fica bem visualizada na FIGURA 16. As simulações também mostram que o limite de sobreexcitação é o que implica maior alteração no comportamento das curvas PV, conforme indicam a FIGURA 15, 17, 20, 22 e 24.

5.2 Simulação do colapso de tensão para variações no aumento de carga

Neste item foram simulados aumentos de carga em outras barras do sistema, além de um aumento da carga na barra 7 modelada como sendo do tipo ZIP. Todas as cargas foram modeladas com fator de potência constante e novamente todo aumento da demanda é assumido inicialmente pelo gerador da barra 30.

O gráfico da FIGURA 24 mostra as curvas PV do sistema com todos os limites habilitados e modelo de potência constante para a carga da barra 7. O gráfico da FIGURA 25 mostra as mesmas curvas quando o modelo de carga da barra 7 possui uma parcela de 70% de potência constante e uma parcela de 30% de impedância constante. Nesse caso as curvas PV não coincidem com o diagrama de bifurcação e o ponto de máxima demanda não corresponde ao ponto de bifurcação.

FIGURA 25 - Curvas PV do sistema para a carga 7 com modelo ZIP

Os gráficos da FIGURA 26 e 27 correspondem, respectivamente, às curvas PV do sistema para aumentos nas cargas das barras 8 e 21, com modelo de potência constante. O gráfico da FIGURA 28 mostra as curvas PV do sistema para um aumento das cargas nas

barras 4, 7 e 8, com modelo de potência constante para todas elas e com um aumento proporcional à carga inicial.

FIGURA 26 - Curvas PV do sistema para um aumento de carga na barra 8

FIGURA 27 - Curvas PV do sistema para um aumento de carga na barra 21

FIGURA 28 - Curvas PV do sistema para um aumento de carga nas barra 4, 7 e 8

Estas simulações mostram que, independentemente da carga que irá aumentar, as bifurcações geralmente ocorrem em níveis de tensão relativamente elevados, no caso do sistema New England em torno de 0,8 a 0,9 pu, FIGURA 25, 26, 27 e 28. Esta característica contrasta com o comportamento usual do sistema quando seus limites não são considerados. Neste caso a bifurcação ocorre em pontos de operação pouco realísticos com níveis de tensão sensivelmente mais baixos, com uma carga muito mais elevada, FIGURA 15 e 16.

5.3 Simulação do colapso de tensão para variações na distribuição de carga entre os geradores

Em todas as simulações anteriores o aumento de demanda do sistema foi assumido inicialmente pelo gerador da barra 30. Nesse item são mostradas simulações onde o aumento da demanda é assumido por outros geradores do sistema. Em todas as simulações os limites de sobreexcitação, de corrente de armadura e de potência mecânica foram habilitados e o aumento de carga foi feito apenas na barra 7. O modelo de carga utilizado foi potência constante e o fator de potência das cargas foi mantido fixo.

O gráfico da FIGURA 24 mostra as curvas PV do sistema quando o aumento de carga é assumido inicialmente pelo gerador da barra 30. Os gráficos da FIGURA 29, 30 e 31 mostram as curvas PV do sistema quando o aumento da demanda é assumido inicialmente pelos geradores das barras 31, 32 e 37, respectivamente. Quando o gerador carregado inicialmente encontra algum limite definido por sua curva de capacidade, os demais geradores do sistema assumem igualmente o aumento da demanda.

O gráfico da FIGURA 32 mostra as curvas PV do sistema quando o aumento da demanda é distribuído inicialmente entre os geradores conforme a TABELA 02. Nesse caso, quando algum gerador encontra um limite, o aumento da demanda é redistribuído entre os demais geradores proporcionalmente ao K_G dado na TABELA 02.

TABELA 02 - Fator de participação dos geradores na simulação da FIGURA 33

Gerador (Barra)	30	31	32	33	34	35	36	37	38
K_G	0,643	0,064	0,079	0,014	0,007	0,079	0,029	0,014	0,071

FIGURA 29 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido pelo gerador 31

FIGURA 30 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido pelo gerador 32

FIGURA 31 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido pelo gerador 37

FIGURA 32 - Curvas PV, com o aumento da demanda assumido conforme TABELA 02

O ponto de operação inicial do sistema New England possui uma característica específica que é a de operar com o gerador da barra 30 pouco solicitado. Ainda assim, pode-se notar que a distribuição de carga entre os geradores possui uma grande influência na ocorrência da bifurcação, implicando capacidades diferentes de atendimento do sistema, FIGURA 29, 30, 31 e 32.

6 CONCLUSÕES

Conforme indicam as simulações efetuadas, o método implementado consegue identificar a bifurcação estática das equações do sistema, evitando o mal condicionamento inerente à região próxima ao ponto de colapso de tensão. O método possui ainda a vantagem de que uma escolha conveniente do tamanho do passo na etapa de previsão permite controlar o desempenho do método. A variação do tamanho do passo permite acelerar a simulação, quando o interesse for uma maior rapidez na identificação do colapso, ou aumentar o número de pontos de operação calculados, quando o interesse for uma melhor resolução das curvas PV traçadas. No caso do programa elaborado o objetivo principal era a precisão da resposta e não a rapidez da convergência. Por isso não foram utilizados algoritmos que acelerassem a convergência como técnicas de esparsidade e o passo escolhido foi de 10% para iterações no parâmetro de carga e de 0,3% para iterações em tensões nas barras.

Os métodos de continuação são bastante adequados para a construção de diagramas de bifurcação de equações estáticas. Porém, é preciso sempre ter em mente as hipóteses que permitiram o uso deste método para a identificação do colapso de tensão em sistemas de potência. Duas das hipóteses mais importantes são a simulação do aumento das cargas por um parâmetro único e a consideração de aumento quase-estático das cargas. Essas hipóteses apesar de serem bastante restritivas têm sido largamente utilizadas nos estudos de colapso de tensão. No entanto, estudos complementares utilizando ferramentas de análise dinâmica podem possibilitar uma verificação dessas hipóteses em sistemas de potência reais.

Os resultados das simulações mostram a importância de se modelar os controles e limites operacionais dos geradores no equacionamento do fluxo de carga. Estes controles e principalmente os limites operacionais implicam alterações significativas nas curvas PV do sistema que podem abreviar a ocorrência da bifurcação. As simulações também mostram que dos três limites modelados, limite de sobreexcitação, de corrente de armadura e de potência mecânica, o primeiro deles é o mais importante no desempenho do sistema.

Uma escolha conveniente da distribuição de carga entre os geradores pode adiar a ocorrência da bifurcação, implicando uma maior capacidade do sistema no atendimento das cargas. O esquema de despacho atualmente implementado, utiliza uma distribuição definida

no ponto de operação inicial. Conforme os geradores vão sendo carregados e seus limites atingidos, os demais geradores dividem os aumentos subsequentes de carga. Isto evita que a barra “slack” escolhida como referência angular assuma o desbalanço de potência. Numa operação real do sistema os fatores de participação dos geradores podem ser alterados ao longo do aumento de carga conforme estudos realizados através de um programa de despacho econômico.

As simulações realizadas com variações no aumento de carga do sistema mostram que as bifurcações geralmente ocorrem em níveis de tensão relativamente elevados, da ordem de 0,8 a 0,9 pu. Esta característica dos sistemas reais, decorrente dos seus limites operacionais, mostra que mesmo os sistemas que operam com tensões elevadas e aparentemente seguras podem sofrer problemas de estabilidade de tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 Livros

- ANDERSON, P.M.; FOUAD, A.A. (1977). *Power system control and stability*. New York, IEEE Press.
- BRETAS, N.G.; ALBERTO, L.F.C. (2000). *Estabilidade transitória em sistemas eletroenergéticos*. São Carlos, EESC-USP.
- GOLUB, G.H.; VAN LOAN, C.F. (1985). *Matrix computations*. Baltimore, The John Hopkins University Press.
- HALE, J.K.; KOÇAK, H. (1991). *Dynamics and Bifurcations*. New York, Springer Verlag.
- KUNDUR, P. (1994). *Power system stability and control*. New York, EPRI: McGraw-Hill.
- MACPHERSON, G.; LARAMORE, R.D. (1990). *An introduction to electrical machines and transformers*. New York, John Wiley and Sons, Inc.
- MONTICELLI, A.J. (1983). *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo, Edgard Blucher Ltda.
- WOOD, A.J.; WOLLENBERG, B.F. (1984). *Power generation operation and control*. New York, John Wiley & Sons, Inc.

2 Artigos e periódicos

- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. (1992). The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.7, n.1, p.416-23, Feb.
- AJJARAPU, V.; FENG, Z. (1998). A novel approach for voltage collapse analysis and control. *IEEE POWERCON'98*, v.2, p.1499-503, Aug.
- BEGOVIC, M.M.; PHADKE, A.G. (1990). Dynamic simulation of voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.5, n.4, p.1529-34, Nov.
- CAÑIZARES, C.A.; SOUZA, A.C.Z.; QUINTANA, V.H. (1996). Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.11, n.3, p.1441-7, Aug.

- CHIANG, H-D. *et al* (1990). On voltage collapse in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.5, n.2, p.601-8, May.
- CHIANG, H-D. *et al* (1995). CPFLOW: a practical tool for tracing power system steady state stationary behavior due to load and generation variations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.2, p.623-30, May.
- CHIANG, H-D.; JEAN-JUMEAU, R. (1995). Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.2, p.584-90, May.
- COSTA, V.M.; MARTINS, N.; PEREIRA, J.L.R. (1997). Um procedimento alternativo para o problema do fluxo de potência. *SBA Controle & Automação*, v.8, n.1, p.21-30, jan.-abr.
- COSTA, V.M.; MARTINS, N.; PEREIRA, J.L.R. (1998). Modelagem de dispositivos de controle numa formulação aumentada para fluxo de potência. *SBA Controle & Automação*, v.9, n.1, p.1-8, jan.-abr.
- DOBSON, I. (1992). Observations on the geometry of saddle node bifurcations and voltage collapse in electrical power systems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, v.39, n.3, p.240-3, Mar.
- DOBSON, I.; LU, L. (1992). Voltage collapse precipitated by immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, v.39, n.9, p.762-6, Sept.
- DOBSON, I.; LU, L. (1993). New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.8, n.3, p.905-11, Aug.
- FARNHAM, S. B.; SWARTHOUT, R. W. (1953). Field excitation in relation to machine and system operation. *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, p.1215-23, Dec.
- GALIANA, F. D. *et al.* (1985). The continuation method in power systems optimization: applications to economy-security functions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.PAS-104, n.1, p.114-24, Jan.
- GUIMARÃES, G.C. *et al* (1997). Influências de modelagens de cargas em estudo de colapso de tensão de sistemas elétricos. *III CLAGTEE*, p.637-42, nov.
- IEEE COMMITTEE REPORT (1968). Computer representation of excitations systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.PAS-87, n.6, p.1460-4, Feb.
- JEAN-JUMEAU, R.; CHIANG, H-D. (1993). Parameterizations of the load flow equations for eliminating ill-conditioning load flow solutions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.8, n.3, p.1004-12, Aug.
- KWATNY, H.G.; PASRIJA, A.K.; BAHAR, L.Y. (1986). Static bifurcations in electric power networks: loss of steady-state stability and voltage collapse. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, v.CAS-33, n.10, p.981-91, Oct.
- LEE, B.H.; LEE, K.Y. (1991). A study on voltage collapse mechanism in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.6, n.3, p.966-74, Aug.
- LÖF, P-A.; ANDERSON, G.; HILL, D.J. (1995). Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.1, p.220-6, Feb.
- MARTINS, A.C.B. *et al* (1998). Avaliação de soluções para o fenômeno da instabilidade de tensão no sistema interligado sul/sudeste brasileiro. *CD-ROM do VI SEPOPE*, maio.

- MARTINS, A.C.B. *et al* (1999). Critérios e metodologias estabelecidos no âmbito da força-tarefa 'Colapso de Tensão' do GTAD/SCEL/GCOI para estudos de estabilidade de tensão nos sistemas interligados norte/nordeste, sul/sudeste e norte/sul brasileiros. *CD-ROM do XV SNPTEE*, out.
- MORISON, G.K.; GAO, B.; KUNDUR, P. (1993). Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.8, n.3, p.1159-71, Aug.
- OHTSUKI, H.; YOKOYAMA, A.; SCKINE, Y. (1991). Reverse Action of on-load tap changer in association with voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.6, n.1, p.300-6, Feb.
- OVERBYE, T.J.; DOBSON, I.; DEMARCO, C.L. (1994). Q-V curve interpretations of energy measures for voltage security. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.9, n.1, p.331-40, Feb.
- PAL, M.K. (1992). Voltage stability conditions considering load characteristics. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.7, n.1, p.243-9, Feb.
- SCHLUETER, R.A. *et al* (1991). Methods for determining proximity to voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.6, n.1, p.285-92, Feb.
- SILVA, L.C.P.; COSTA, V.F. (1999). Uma metodologia estática para a identificação do ponto de colapso de tensão incluindo as características de regime permanente dos componentes dinâmicos do sistema de potência. *CD-ROM do XV SNPTEE*, Out.
- SILVA, L.C.P.; MOREIRA, C.M.; COSTA, V.F. (1998). A influência das características dos geradores e das cargas na estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica. *CD-ROM do VI SEPOPE*, maio.
- VU, K.T.; LIU, C-C. (1990). Dynamic mechanisms of voltage collapse. *System and Control Letters*, n.15, p.329-38.
- VENKATASUBRAMANIAN, V.; SCHÄTTLER, H.; ZABORSKY, J. (1992). Voltage dynamics: study of a generator with voltage control, transmission and matched MW load. *IEEE Transactions on Automatic Control*, v.37, n.11, p.1717-33, Nov.
- XU, W.; MANSOUR, Y. (1994). Voltage stability analysis using generic dynamic load models. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.9, n.1, p.479-86, Feb.

APÊNDICE I - Parâmetros do sistema New England usado nas simulações

Os parâmetros do sistema New England usado nas simulações realizadas com o programa implementado estão apresentadas nas tabelas abaixo, onde a potência base do sistema é de 100MW, e tensão base é de 345kV nas linhas e 13kV nos terminais dos geradores:

TABELA A1 - Dados de barra do sistema New England

Barra	Tipo	V [pu]	θ [°]	P_o [pu]	Q_o [pu]
1	Carga	1,0481	-8,41	0	0
2	Carga	1,0503	-5,87	0	0
3	Carga	1,0327	-8,71	3,240	0,024
4	Carga	1,0075	-9,50	5,000	1,840
5	Carga	1,0093	-8,32	0	0
6	Carga	1,0119	-7,62	0	0
7	Carga	1,0009	-9,81	2,338	0,840
8	Carga	0,9998	-10,31	5,220	1,766
9	Carga	1,0298	-10,13	0	0
10	Carga	1,0216	-5,26	0	0
11	Carga	1,0171	-6,06	0	0
12	Carga	1,0048	-6,06	0,075	0,880
13	Carga	1,0185	-5,96	0	0
14	Carga	1,0155	-7,62	0	0
15	Carga	1,0185	-8,03	3,200	1,530
16	Carga	1,0344	-6,63	3,294	0,323
17	Carga	1,0360	-7,63	0	0
18	Carga	1,0335	-8,47	1,580	0,300
19	Carga	1,0522	-2,02	0	0
20	Carga	0,9924	-3,27	6,800	1,030
21	Carga	1,0340	-4,23	2,740	1,150
22	Carga	1,0515	0,20	0	0
23	Carga	1,0463	0,00	2,475	0,846
24	Carga	1,0398	-6,51	3,086	-0,922
25	Carga	1,0586	-4,50	2,240	0,472
26	Carga	1,0535	-5,75	1,390	0,170
27	Carga	1,0397	-7,76	2,810	0,755

28	Carga	1,0511	-2,24	2,060	0,276
29	Carga	1,0508	0,51	2,835	0,269
30	Geração	1,0475	-3,57	0	0
31	Slack	0,9820	0,00	0,092	0,046
32	Geração	0,9831	1,69	0	0
33	Geração	0,9972	2,53	0	0
34	Geração	1,0123	1,82	0	0
35	Geração	1,0493	4,92	0	0
36	Geração	1,0635	7,85	0	0
37	Geração	1,0278	1,95	0	0
38	Geração	1,0265	7,23	0	0
39	Geração	1,0300	-9,94	11,040	2,500

TABELA A2 - Dados dos geradores do sistema New England

Barra	E_F [pu]	δ [°]	P_{mec0} [pu]	x_d [pu]	x_q [pu]	K_A	K_E	A	B	V_{ref} [pu]	E_{Fmax} [pu]	I_{max} [pu]	P_{max} [pu]
30	1,207	4,64	2,50	0,100	0,069	5,0	-0,049	0,00233	0,997	1,038	1,80	12,46	11,5
31	2,350	46,32	5,73	0,295	0,282	6,2	-0,633	0,27844	0,284	0,948	2,70	7,32	6,6
32	2,221	48,66	6,50	0,249	0,237	5,0	-0,020	0,00727	1,231	1,024	2,60	8,36	7,6
33	2,093	54,71	6,32	0,262	0,258	5,0	-0,053	0,00132	1,430	0,987	2,40	7,06	6,5
34	3,953	59,08	5,08	0,670	0,620	40,0	1,000	3,19e-5	1,960	1,118	4,15	5,56	5,2
35	2,210	49,29	6,50	0,254	0,241	5,0	-0,042	0,00106	1,143	1,037	2,65	8,36	7,6
36	2,044	57,09	5,60	0,295	0,292	40,0	1,000	0,19472	0,357	1,135	2,50	6,65	6,0
37	1,827	57,49	5,40	0,290	0,280	5,0	-0,047	0,00120	1,283	1,015	2,40	6,22	5,6
38	2,005	64,69	8,30	0,211	0,205	40,0	1,000	0,24061	0,222	1,096	2,35	9,55	9,3
39	1,063	0,08	10,00	0,020	0,019	40,0	1,000	0,24486	0,247	1,057	1,62	31,95	11,0

TABELA A3 - Dados de linha do sistema New England

Barra i	Barra j	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Tap
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	1
1	39	0,0010	0,0250	0,7500	1
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	1
2	25	0,0070	0,0086	0,1460	1
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	1
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	1
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	1
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	1
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	1
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	1
6	7	0,0006	0,0092	0,1130	1
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	1
7	8	0,0004	0,0046	0,0780	1
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	1
9	39	0,0010	0,0250	1,2000	1
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	1
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	1
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	1
14	15	0,0018	0,0217	0,3660	1
15	16	0,0009	0,0094	0,1710	1

16	17	0,0007	0,0089	0,1342	1
16	19	0,0016	0,0195	0,3040	1
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	1
16	24	0,0003	0,0059	0,0680	1
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	1
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	1
21	22	0,0008	0,0140	0,2565	1
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	1
23	24	0,0022	0,0350	0,3610	1
25	26	0,0032	0,0323	0,5130	1
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	1
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	1
26	29	0,0057	0,0625	1,0290	1
28	29	0,0014	0,0151	0,2490	1
12	11	0,0016	0,0435	0	1,006
12	13	0,0016	0,0435	0	1,006
6	31	0	0,0250	0	1,070
10	32	0	0,0200	0	1,070
19	33	0,0007	0,0142	0	1,070
20	34	0,0009	0,0180	0	1,009
22	35	0	0,0143	0	1,025
23	36	0,0005	0,0272	0	1
25	37	0,0006	0,0232	0	1,025
2	30	0	0,0181	0	1,025
29	38	0,0008	0,0156	0	1,025
19	20	0,0007	0,0138	0	1,060

Alguns dos parâmetros acima foram estimados com o auxílio de tabelas de valores padrões, como as tabelas do Apêndice D de ANDERSON & FOUAD (1977). Os elementos da matriz Y_{BUS} podem ser encontrados a partir dos parâmetros da TABELA 5, onde R é a resistência, X é a reatância série e B é a susceptância paralela da linha, conforme indicado abaixo.

$$Y_{ij} = - \left(\frac{R_{ij} - jX_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \right) \quad p/ \quad i \neq j$$

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^{NB} \left(\frac{R_{ij} - jX_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} + j \frac{B_j}{2} \right) \quad p/ \quad i = j$$

O transformador em fase pode ser incluído implicitamente nas equações através da transformação abaixo, que utiliza o tap do transformador da linha $i-j$ para alterar os parâmetros da linha. Maiores detalhes podem ser encontrados em MONTICELLI (1983).

$$Y_{ij} = tap Y_{ij}$$

$$Y_{ii} = (1 - tap) Y_{ii} \quad p/ \text{ transformador rebaixador na linha } ij$$

$$Y_{ji} = tap(tap - 1) Y_{ji}$$

**TESE
3452**

Martins, André Christovão Pio
Simulação estática do colapso
de tensão através da resolução
continuada de um fluxo de carga
modificado

**TESE
3452**

Universidade de São Paulo
CAMPUS DE SÃO CARLOS
Escola de Engenharia de São Carlos

Biblioteca Central